

621.311 (02)
С 711

СПРАВОЧНИК

ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1

• ЭНЕРГИЯ •

624.31

СПРАВОЧНИК ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Под общей редакцией
А. А. ФЕДОРОВА и Г. В. СЕРБИНОВСКОГО

В ДВУХ КНИГАХ

Книга первая

ПРОЕКТНО-РАСЧЕТНЫЕ СВЕДЕНИЯ

147219

Научная библиотека
Брянского
политехнического института

АБОНЕМЕНТ
05

05



● ЭНЕРГИЯ ●
МОСКВА 1973

83

Составители: Р. Б. АВРИНСКИЙ, С. И. ВЕРШИНИНА,
С. И. ГАМАЗИН, Ю. М. ГОЛОДНОВ, В. В. КАМЕНЕВА,
Э. А. КИРЕЕВА, Е. А. КОНЮХОВА, В. К. МИХАЙЛОВ,
Э. Т. СИДОРЕНКО, А. А. ФЕДОРОВ и Е. В. ЧЕБОТАРЕВ.

С74 **Справочник по электроснабжению промышленных предприятий.** Под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. В 2-х кн. Кн. 1. Проектно-расчетные сведения. М., «Энергия», 1973.

520 с. с ил.

В справочнике приведены сведения из области расчета проектирования, эксплуатации и монтажа электрооборудования систем электроснабжения промышленных предприятий.

Справочник состоит из двух книг. В первой книге приведены проектно-расчетные сведения об оборудовании (разд. 1—23). Во второй книге даны технические сведения об оборудовании (разд. 24—36).

Справочник рассчитан на инженеров и техников отдела главного энергетика промышленных предприятий и может быть полезен студентам энергетических и электротехнических специальностей высших и средних технических учебных заведений.

С $\frac{0339-032}{051(01)-73}$ 56-73

6П2.1.081

© Издательство «Энергия», 1973 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В Советском Союзе последовательно претворяются в жизнь решения XXIV съезда КПСС, повышается эффективность производства, ускоряется научно-технический прогресс. При решении вопросов технического совершенствования производства девятилетним планом предусмотрено повышение уровня электрификации производства и эффективности использования электроэнергии, более широкое внедрение электротехнических и электротехнологических процессов.

Электроэнергетика принадлежит к ведущим отраслям тяжелой индустрии. В девятой пятилетке на основе ленинских принципов электрификации страны в соответствии с Директивами XXIV съезда партии производство электроэнергии предстоит увеличить на 43,7% и довести его до 1065 млрд. кВт·ч в 1975 г.

За первые два года девятой пятилетки советские энергетики многое сделали для надежного обеспечения электричеством и теплом народного хозяйства. Производство электроэнергии увеличилось на 119 млрд. кВт·ч, что позволило существенно поднять электровооруженность труда во всех отраслях народного хозяйства.

В течение двух первых лет пятилетки продолжалось дальнейшее развитие Единой энергетической системы Европейской части СССР (ЕЕЭС), которая объединяет восемь энергетических систем.

В соответствии с Директивами XXIV съезда партии о повышении темпов развития экономики восточных районов страны в 1971—1972 гг. достигнуто дальнейшее возрастание роли этих районов в производстве электроэнергии. Их доля в общей выработке электроэнергии в 1972 г. составила почти 27%.

В 1972 г. в промышленности и строительстве было потреблено 513,3 млрд. кВт·ч — на 13% больше, чем в 1970 г.

По народнохозяйственному плану текущего года производство электроэнергии должно увеличиться до 915 млрд. кВт·ч — на 6,6% по сравнению с 1972 г.

Выполнению задач электрификации страны призвана служить и производственно-техническая литература, в том числе справочные издания.

Настоящий справочник по электроснабжению промышленных предприятий предназначен для широкого круга энергетиков, занятых проектированием электроснабжения, монтажом и эксплуатацией электрооборудования промышленных предприятий.

Справочник выпущен в двух книгах. В первой книге выделены данные, не изменяющиеся длительное время. Вторая книга охватывает те справочные материалы, которые достаточно часто претерпевают изменения.

Материалы справочника составили: Р. Б. Авринский — разд. 16, С. И. Вершинина — разд. 2, 10, 24 и 25, С. И. Гамазин — разд. 12, 13 и 32, Голоднов — разд. 17, 20 и 36, В. В. Каменева — разд. 6, 8, 18 и 19, А. А. Катарская — разд. 21, Э. А. Киреева —

разд. 18, 27, 35, Е. А. Конохова — разд. 23 и 31, А. И. Кирпа — разд. 33, 34, В. К. Михайлов — разд. 1, Э. Т. Сидоренко — разд. 22, 30, Г. В. Стульников — разд. 36, А. А. Федоров — разд. 2—10, 14, 15, 21, 24, 26, 28 и 29, С. Р. Хмель — разд. 14, Е. В. Чеботарев — разд. 11, А. Н. Барсуков — разд. 25.

При составлении справочника приняли участие в подборе и комплектации данных разд. 28 — Р. Р. Салгус, разд. 29 — С. У. Эрдниева, разд. 26 — Г. В. Стульников, В. В. Черепанов и Г. А. Черепанова.

Редакторы и авторы приносят благодарность инженерам Т. В. Анчаровой и Н. В. Петровой за работу по оформлению справочника.

Составители справочника обращаются с просьбой к читателям присылать свои пожелания и замечания в издательство «Энергия» по адресу: 113114, Москва, Шлюзовая набережная, 10.

Опыт показывает важность учета замечаний и советов читателей при последующих изданиях.

*А. А. Федоров
Г. В. Сербиновский*

СОДЕРЖАНИЕ

КНИГА ПЕРВАЯ

ПРОЕКТНО-РАСЧЕТНЫЕ СВЕДЕНИЯ

	Стр.		Стр.
Предисловие	3	2-16. Классификация приемников электрорезергии по требуемой степени бесперебойности электроснабжения	72
РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ		Список литературы	73
МАТЕМАТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ		РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ	
1-1. Элементы комбинаторики	11	ОСНОВЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	
1-2. Случайные события	12	3-1. Общие положения	73
1-3. Случайные величины	17	3-2. Основные технико-экономические показатели	74
1-4. Законы распределения случайных величин	27	3-3. Некоторые математические методы в технико-экономических расчетах	80
1-5. Статистическая оценка законов распределения	29	3-4. Методы приближения функций	82
Приложения	43	3-5. Использование методов интерполяции в технико-экономических расчетах	83
Список литературы	45	3-6. Использование методов аппроксимации в технико-экономических расчетах	88
РАЗДЕЛ ВТОРОЙ		3-7. Определение точек экстремума эмпирических функций в технико-экономических расчетах	90
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ		3-8. Практические примеры решения задач без применения ЦВМ	90
2-1. Общая часть	46	3-9. Общие положения применения ЦВМ для решения технико-экономических задач в системах электроснабжения промышленных предприятий	94
А. Основные понятия	46	3-10. Порядок решения задач на цифровых вычислительных машинах	95
2-2. Графики электрических нагрузок	46	Список литературы	97
2-3. Определения и обозначения основных физических величин	47	РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ	
2-4. Показатели графиков нагрузок	51	РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	
2-5. Эффективное (приведенное) число приемников электроэнергии	57	4-1. Общие положения, определения и расчетные условия процесса короткого замыкания в системах напряжением выше 1000 В	97
Б. Определение средних и среднеквадратичных нагрузок и расхода электроэнергии		4-2. Определение расчетных величин	100
2-6. Определение средних и среднеквадратичных нагрузок	59	4-3. Расчетная схема	102
2-7. Определение расхода электроэнергии	61	4-4. Определение токов короткого замыкания при помощи расчетных кривых	104
В. Определение расчетных и пиковых нагрузок		4-5. Расчеты режимов несимметричных коротких замыканий	106
2-8. Общие рекомендации по выбору метода определения расчетных нагрузок	63	4-6. Особенности расчета токов короткого замыкания в сетях низкого напряжения промышленных предприятий	111
2-9. Определение расчетной нагрузки по удельным показателям производства	64	4-7. Упрощенные методы расчета токов короткого замыкания	112
2-10. Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса	65	4-8. Примеры расчета токов короткого замыкания	113
2-11. Определение расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту формы	65	4-9. Расчеты токов короткого замыкания в установках постоянного тока	117
2-12. Определение расчетной нагрузки по средней мощности и среднеквадратичному отклонению	66	4-10. Вспомогательные таблицы	121
2-13. Определение расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту максимума	67	Список литературы	123
2-14. Определение расчетной нагрузки отдельных узлов системы электроснабжения	69		
2-15. Определение пиковых нагрузок	72		
Г. Категорич приемников электрорезергии по степени бесперебойности электроснабжения			

РАЗДЕЛ ПЯТЫЙ

**ВЫБОР И ПРОВЕРКА
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, ИЗОЛЯТОРОВ
И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ**

5-1. Общие положения	123
5-2. Выбор аппаратов и параметров токоведущих устройств по условиям длительной работы	124
5-3. Проверка электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств по току короткого замыкания	125
5-4. Выбор и проверка выключателей напряжением выше 1 000 В	126
5-5. Выбор и проверка предохранителей	127
5-6. Выбор и проверка выключателей нагрузки	128
5-7. Выбор и проверка разъединителей	128
5-8. Выбор и проверка изоляторов	128
5-9. Выбор и проверка шин	129
5-10. Выбор и проверка реакторов	134
5-11. Выбор и проверка трансформаторов тока	140
5-12. Выбор и проверка трансформаторов напряжения	142
Список литературы	144

РАЗДЕЛ ШЕСТОЙ

ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6-1. Общие положения	144
6-2. Выбор схем по условиям надежности питания	145
6-3. Общие положения о выборе местоположения питающих подстанций	156
6-4. Картограмма нагрузок	156
6-5. Определение условного центра электрических нагрузок	157
6-6. Определение зоны рассеяния центра электрических нагрузок для статического состояния системы электроснабжения промышленных предприятий	160
6-7. Определение ориентации координатных осей, осей эллипса рассеяния и построение эллипса	162
6-8. Определение зон увеличения приведенных расчетных годовых затрат при смещении подстанции из зоны рассеяния центра электрических нагрузок	164
6-9. Определение местоположения ГПП (ГРП) с учетом динамики (развития) системы электроснабжения промышленных предприятий	115
6-10. Характерные схемы электроснабжения промышленных предприятий	166
Список литературы	170

РАЗДЕЛ СЕДЬМОЙ

ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

7-1. Общие положения	171
7-2. Выбор числа трансформаторов	171
7-3. Выбор мощности трансформаторов	172
7-4. Подсчет потерь мощности и энергии в силовых трехмоточных трансформаторах	183
7-5. Подсчет потерь мощности и энергии в автотрансформаторах	186
7-6. Определение мощности трансформатора при несимметричной нагрузке	186
7-7. Общие выводы по вопросу выбора числа и мощности силовых трансформаторов	181
Список литературы	191

РАЗДЕЛ ВОСЬМОЙ

ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЙ

8-1. Постановка вопроса	191
8-2. Определение величин рационального напряжения аналитическим расчетом	193
8-3. Приближенное определение величин рационального напряжения	202
8-4. Выбор рационального напряжения	

при равномерно распределенной нагрузке	202
Список литературы	203

РАЗДЕЛ ДЕВЯТЫЙ

**ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ
И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ**

9-1. Постановка вопроса	204
9-2. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по нагреву расчетным током	206
9-3. Выбор сечения жил кабелей по нагреву током короткого замыкания	207
9-4. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по потерям напряжения	208
9-5. Выбор сечений жил кабелей и проводов по экономическим соображениям	209
Список литературы	213

РАЗДЕЛ ДЕСЯТЫЙ

**РЕЖИМ НЕЙТРАЛИ, ЗАЕМЛЕНИЯ
И МОЛНИЕЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННЫХ
СООРУЖЕНИЙ И ЗДАНИЙ**

А. Режим нейтрали	
10-1. Общие положения	213
10-2. Системы с изолированной нейтралью	215
10-3. Системы с компенсацией емкостных токов замыкания на землю	217
10-4. Системы с глухозаземленной нейтралью	218
10-5. Выбор режима нейтрали электроустановок напряжением до и выше 1 000 В	220
Б. Заземляющие устройства	
10-6. Общие положения	220
10-7. Требования к заземляющим устройствам	223
10-8. Расчет заземляющих устройств	226
10-9. Измерения заземляющих устройств	232
В. Молниезащита промышленных зданий и сооружений	
10-10. Молниезащита подстанций	234
10-11. Молниезащита воздушных линий	243
10-12. Основные требования к устройствам молниезащиты для электроустановок	244
10-13. Молниезащита промышленных зданий и сооружений	244
Список литературы	256

РАЗДЕЛ ОДИННАДЦАТЫЙ

**БЛУЖДАЮЩИЕ ТОКИ И ЗАЩИТА
ОТ ЭЛЕКТРОКОРРОЗИИ**

11-1. Общие положения и физические понятия	258
11-2. Законы утечки токов из рельсов в землю	258
11-3. Меры по ограничению величины блуждающих токов	259
11-4. Защита от коррозии подземных металлических сооружений	260
11-5. Методика контрольных измерений	263
11-6. Средства защиты подземных сооружений от коррозии	266
Список литературы	268

РАЗДЕЛ ДВЕНАДЦАТЫЙ

**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

12-1. Схемы замещения воздушных и кабельных линий	269
12-2. Определение потерь мощности и энергии на корону	271
12-3. Предварительные сведения об электрическом расчете сети	273
12-4. Электрический расчет участка сети с П-образной схемой замещения	275
12-5. Схемы замещения трансформаторов	277

	Стр.		Стр.
12-6. Особенности электрического расчета разомкнутой распределительной сети	279	17-7. Измерение мощности	347
12-7. Электрический расчет разомкнутых питающих сетей с номинальным напряжением 110—220 кВ	280	17-8. Измерение электрической энергии	350
12-8. Электрический расчет сетей с несколькими номинальными напряжениями	280	17-9. Измерение коэффициента мощности	351
12-9. Выбор регулировочных отпаек трансформаторов	281	17-10. Измерение частоты	353
12-10. Электрический расчет простейших замкнутых сетей	283	17-11. Измерение сопротивлений	353
12-11. Методы расчета режимов электрических сетей на ЦВМ	285	17-12. Самопитающие приборы	355
Список литературы	286	17-13. Осциллографы	355
		17-14. Измерение средних и среднеквадратичных токов	357
		Список литературы	357
РАЗДЕЛ ТРИНАДЦАТЫЙ			
РАСЧЕТ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ			
13-1. Общие определения	286		
13-2. Расчет проводов и тросов воздушных линий на механическую прочность в нормальном режиме	286		
Список литературы	293		
РАЗДЕЛ ЧЕТЫРНАДЦАТЫЙ			
ШИНОПРОВОДЫ			
14-1. Общие положения	293		
14-2. Распределение тока по сечению шин из цветного металла	293		
14-3. Определение активного и реактивного сопротивлений шинпровода	296		
14-4. Потери мощности и напряжения в шинпроводах	298		
14-5. Выбор сечения шинпроводов	299		
14-6. Проверка выбранного сечения шинпровода	301		
Список литературы	307		
РАЗДЕЛ ПЯТНАДЦАТЫЙ			
КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ			
15-1. Общие положения	307		
15-2. Основные определения	309		
15-3. Способы повышения коэффициента мощности на промышленных предприятиях	310		
15-4. Компенсирующие устройства	313		
15-5. Выбор компенсирующих устройств	315		
15-6. Размещение компенсирующих устройств	318		
15-7. Режимы работы компенсирующих устройств	318		
15-8. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей напряжением 6—10 кВ	319		
Список литературы	319		
РАЗДЕЛ ШЕСТНАДЦАТЫЙ			
РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ			
16-1. Показатели качества напряжения	320		
16-2. Влияние режима напряжения на работу приемников электроэнергии	321		
16-3. Технические средства регулирования напряжения	328		
16-4. Способы изменения и регулирования режима напряжений	332		
16-5. Регулирование напряжения и анализ режима напряжений в промышленных сетях	334		
Список литературы	338		
РАЗДЕЛ СЕМНАДЦАТЫЙ			
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ			
17-1. Общие требования	338		
17-2. Пункты установки измерительных приборов и счетчиков	339		
17-3. Измерение постоянного тока	341		
17-4. Измерение переменного тока	342		
17-5. Измерение напряжения	343		
17-6. Фазировка измерительных трансформаторов	344		
		17-7. Измерение мощности	347
		17-8. Измерение электрической энергии	350
		17-9. Измерение коэффициента мощности	351
		17-10. Измерение частоты	353
		17-11. Измерение сопротивлений	353
		17-12. Самопитающие приборы	355
		17-13. Осциллографы	355
		17-14. Измерение средних и среднеквадратичных токов	357
		Список литературы	357
РАЗДЕЛ ВОСЕМНАДЦАТЫЙ			
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ЗАЩИТА ПРЕДОХРАНИТЕЛЯМИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ			
		18-1. Общие положения	358
		18-2. Защита отдельных элементов системы электроснабжения	359
		18-3. Защита генераторов	359
		18-4. Защита силовых трансформаторов и трансформаторов для электропечей	369
		18-5. Защита преобразовательных агрегатов	383
		18-6. Защита блока генератор—трансформатор	389
		18-7. Защита синхронных и асинхронных электродвигателей	391
		18-8. Защита синхронных компенсаторов	398
		18-9. Защита конденсаторных батарей	399
		18-10. Защита кабельных и воздушных линий напряжением 6—35 кВ, работающих в сетях с малыми токами замыкания на землю	400
		18-11. Оперативный ток в цепях защиты и автоматики	405
		18-12. Блоки питания	409
		Список литературы	411
РАЗДЕЛ ДЕВЯТНАДЦАТЫЙ			
АВТОМАТИКА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ			
		19-1. Общие положения	411
		19-2. Характеристика и условия применения или действия устройств автоматики	412
		19-3. Автоматическое повторное включение (АПВ)	413
		19-4. Автоматическое включение резерва (АВР)	427
		19-5. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей	437
		19-6. Автоматическая разгрузка по частоте (АЧР)	444
		Список литературы	446
РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЫЙ			
ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ			
		20-1. Организация диспетчерских служб систем электроснабжения	448
		20-2. Технические средства диспетчеризации	448
		20-3. Многопроводные системы телеуправления	449
		20-4. Системы телеуправления с частотным разделением сигналов	449
		20-5. Системы телеуправления с временным разделением сигналов	451
		20-6. Объем автоматизации	454
		20-7. Объем телемеханизации	455
		20-8. Основные обозначения на электрических схемах с указанием объема телемеханизации и мнемосхемах	455
		20-9. Устройства, применяемые при телемеханизации электроснабжения	457
		20-10. Особенности выполнения телемеханизированных подстанций	458
		20-11. Содержание отдельных сигналов, передаваемых на ДП	458

	Стр.		Стр.
20-12. Телеизмерения	459	РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ТРЕТИЙ	
20-13. Пункты управления	459	ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ	
20-14. Диспетчерский щит	460	УСТРОЙСТВА	
20-15. Источники питания	463	23-1. Классификация подстанций промышлен-	484
20-16. Каналы связи	464	23-2. Наименьшие допустимые изоляцион-	
20-17. Заземление телемеханического обо-		ные и другие расстояния в распре-	
рудования	464	делительных устройствах и подстан-	485
Список литературы	461	циях	
РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ПЕРВЫЙ			
ЭЛЕКТРОБАЛАНС			
21-1. Основные положения по составленно		23-3. Типы закрытых распределительных	487
электробаланса промышленных пред-		устройств 6—20 кВ промышленных	
приятий	464	предприятий	494
21-2. Методика определения потерь элект-		23-4. Закрытые отдельностоящие, встро-	494
роэнергии в промышленных пред-		енные и пристроенные трансформатор-	495
приятиях	465	ные подстанции 6—20 кВ	
21-3. Примеры составления электробалан-		23-5. Закрытая установка трансформато-	496
сов	469	ров 6—20 кВ и вентиляция их камер	
Список литературы	477	23-6. Открытая установка трансформато-	496
РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ВТОРОЙ			
ВЫБОР ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК			
22-1. Схемы преобразования	477	23-7. Комплексные трансформаторные	498
22-2. Сравнительные данные ртутных и по-		подстанции (КТП) внутренней и на-	507
лупроводниковых преобразователь-		ружной установки	
ных установок	477	23-8. Распределительные устройства и	508
22-3. Характеристики преобразовательных		подстанции 35—110 кВ	
установок	481	23-9. Конструкции и компоновки распре-	519
Список литературы	484	делительных устройств 35—110 кВ	
КНИГА ВТОРАЯ			
ТЕХНИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБОРУДОВАНИИ			
Предисловие	3	батывающая и электротехническая	66
РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ЧЕТВЕРТЫЙ			
ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК			
И УДЕЛЬНЫЕ РАСХОДЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ			
А. Показатели электрических		24-20. Химическая промышленность	67
нагрузок отдельных групп		24-21. Лесная, деревообрабатывающая и	
приемников и потребителей		целлюлозно-бумажная промышлен-	69
электроэнергии	11	24-22. Промышленность строительных ма-	71
24-1. Черная и цветная металлургия . . .	11	териалов и строительство	71
24-2. Горнодобывающая и топливная		24-23. Легкая промышленность	71
промышленность	15	24-24. Пищевая и мясомолочная про-	71
24-3. Машиностроительная, металлообра-		мышленность	72
батывающая и электротехническая		24-25. Общие показатели различных от-	72
промышленность	19	раслей промышленности	
24-4. Химическая промышленность	22	24-26. Характерные графики электрических	74
24-5. Лесная, деревообрабатывающая и		нагрузок предприятий различных	
целлюлозно-бумажная промышлен-		отраслей промышленности	84
ность	25	Список литературы	
24-6. Промышленность строительных ма-		РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ПЯТЫЙ	
териалов и строительство	30	КАТЕГОРИИ ПРИЕМНИКОВ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	
24-7. Легкая промышленность	33	ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО СТЕПЕНИ	
24-8. Пищевая и мясомолочная промыш-		БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
ленность	37	25-1. Черная и цветная металлургия . . .	84
Б. Удельные расходы		25-2. Горнодобывающая и топливная про-	86
электроэнергии	38	мышленность	
24-9. Черная и цветная металлургия . .	38	25-3. Машиностроительная, металлообра-	88
24-10. Горнодобывающая и топливная		батывающая и электротехническая	88
промышленность	41	промышленность	
24-11. Машиностроительная, металлообра-		25-4. Химическая промышленность	92
батывающая и электротехническая		25-5. Лесная, деревообрабатывающая и	
промышленность	45	целлюлозно-бумажная промышлен-	93
24-12. Химическая промышленность	47	ность	
24-13. Лесная, деревообрабатывающая		25-6. Промышленность строительных ма-	93
и целлюлозно-бумажная промыш-		териалов и строительная промыш-	94
ленность	54	ленность	
24-14. Промышленность строительных ма-		25-7. Легкая промышленность	95
териалов и строительство	59	25-8. Пищевая и мясомолочная промыш-	96
24-15. Легкая промышленность	61	ленность	
24-16. Пищевая и мясомолочная про-		Список литературы	
мышленность	63	РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ШЕСТОЙ	
В. Прочие показатели		УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ	
для определения		СТОИМОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ	
электрических нагрузок		СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
и расхода электроэнергии	65	ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯ (УПС)	
24-17. Черная и цветная металлургия . .	65	26-1. Кабельные линии	97
24-18. Горнодобывающая и топливная		26-2. Воздушные линии	104
промышленность	66		
24-19. Машиностроительная, металлообра-			

	Стр.
26-3. Подстанции	107
26-4. Конденсаторные установки	119
26-5. Аккумуляторные батареи	119
26-6. Зарядные устройства	121
26-7. Панели, щиты, шкафы	122
26-8. Демонтажные работы	125
26-9. Гарифные пояса и поясные коэффициенты по отдельным республикам, районам, областям и краям СССР	125
Список литературы	125

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ СЕДЬМОЙ СВЕДЕНИЯ О РЕЛЕ ЗАЩИТЫ, АВТОМАТИКИ И ТЕЛЕМЕХАНИКИ

27-1. Технические данные реле	126
27-2. Графические характеристики некоторых типов реле	140
27-3. Схемы внутренних соединений некоторых типов реле	142
27-4. Основные размеры реле	143
Список литературы	144

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ВОСЬМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 000 В

28-1. Опорные и проходные изоляторы	145
28-2. Разъединители и приводы к ним	160
28-3. Выключатели нагрузки	174
28-4. Предохранители	177
28-5. Выключатели и приводы к ним	181
28-6. Трансформаторы тока	198
28-7. Трансформаторы напряжения	2 0
28-8. Реакторы	2 5
28-9. Разрядники	224
28-10. Конденсаторы	230
28-11. Ящики сопротивлений	238
28-12. Выключатели быстродействующие постоянного тока	241

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ДЕВЯТЫЙ СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

29-1. Двухобмоточные трансформаторы	245
29-2. Трехобмоточные трансформаторы	259
29-3. Автотрансформаторы	264
29-4. Сухие силовые трансформаторы общего назначения с естественным воздушным охлаждением	267
29-5. Шахтные и буровые трансформаторы	263
29-6. Трансформаторы для электропечных установок	268
29-7. Трансформаторы для выпрямительных установок	270
Список литературы	291

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЫЙ СИЛОВЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ

30-1. Ртутные вентили	291
30-2. Ртутные преобразователи	294
30-3. Силовые кремниевые управляемые вентили	303
30-4. Силовые кремниевые управляемые вентили-тиристоры	305
30-5. Полупроводниковые преобразователи	308
30-6. Области применения ртутных и полупроводниковых преобразователей в промышленности	313
Список литературы	319

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ПЕРВЫЙ КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

31-1. Комплексные распределительные устройства (КРУ) внутренней установки	319
31-2. Комплексные распределительные устройства наружной установки (КРУН)	333
Список литературы	343

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ВТОРОЙ ЭЛЕМЕНТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

32-1. Провода и тросы	344
32-2. Линейные изоляторы	345
32-3. Линейная арматура	348
Список литературы	354

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ТРЕТИЙ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО КАБЕЛЯМ, БЛОКАМ И МУФТАМ

33-1. Допустимые длительные токовые нагрузки с бумажной пропитанной изоляцией	354
33-2. Кабели силовые с изоляцией из пропитанной бумаги	360
33-3. Кабели силовые с резиновой изоляцией	363
33-4. Кабели силовые с бумажной изоляцией в свинцовой оболочке с защитными наружными покровами не распространяющимися горения	365
33-5. Кабели силовые с пластмассовой изоляцией и оболочкой на напряжении 1—35 кВ	365
33-6. Кабели силовые с изоляцией из пропитанной, нестекающей массой, бумаги для вертикальной прокладки	368
33-7. Кабели маслонаполненные среднего давления на напряжение 110 кВ	369
33-8. Муфты для кабелей 1; 6 и 10 кВ	370
Список литературы	371

РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ЧЕТВЕРТЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ЩИТАМ, КОМПЛЕКТНЫМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ УСТРОЙСТВАМ, АВТОМАТАМ, ПУСКАТЕЛЯМ, РУБИЛЬНИКАМ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЯМ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 000 В

34-1. Щиты серии ЩОБ59	372
34-2. Панели распределительные серии ПРС1 и ПРС11	373
34-3. Панели серии ЩО59	373
34-4. Панели ПД и шкафы ШД	376
34-5. Панели переменного тока ПНН с автоматическим воздушным выключателем с электродвигательным приводом	376
34-6. Панели собственных нужд серии ПСН	3 9
34-7. Панели постоянного тока серии ППН	380
34-8. Комплексные устройства КУ-61, КУ-64	380
34-9. Пункты распределительные серии 9000	382
34-10. Пункты распределительные серии ПРБ-59	385
34-11. Шкафы и пункты распределительные	387
34-12. Пункт распределительный переносной типа ПРП (А529)	387
34-13. Распределительные устройства сборные серии РУС	387
34-14. Низковольтные распределительные устройства с установочными автоматами серии СУЭ 400 с СУЭ 500	388
34-15. Вводно-распределительное устройство серии ВРУ	389
34-16. Щитки (осветительные, этажные и квартирные) защищенного исполнения	390
34-17. Выключатели автоматические воздушные (автоматы)	391
34-18. Пускатели магнитные	395
34-19. Рубильники, рубящие переключатели, блоки «рубильник-предохранитель» и «предохранитель-выключатель»	396
34-20. Предохранители	396
Список литературы	403

	Стр.		Стр.
РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ПЯТЫЙ			
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ			
35-1. Общие сведения	403	36-3. Основные положения выполнения монтажа электрооборудования	435
35-2. Погрешности электроизмерительных приборов	403	36-4. Приемка и эксплуатация воздушных линий	437
35-3. Обозначения на электроизмерительных приборах	403	36-5. Монтаж кабельных линий	443
35-4. Технические характеристики электроизмерительных приборов	407	36-6. Эксплуатация кабельных линий	452
35-5. Габаритные чертежи щитовых электроизмерительных приборов	407	36-7. Монтаж силовых трансформаторов	460
35-6. Основные схемы включения электроизмерительных приборов	418	36-8. Эксплуатация силовых трансформаторов	466
35-7. Технические характеристики счетчиков	420	36-9. Эксплуатация трансформаторного масла	471
35-8. Габаритные чертежи и основные схемы включения счетчиков	420	36-10. Монтаж электрических машин	473
Список литературы	426	36-11. Эксплуатация электрических машин	483
РАЗДЕЛ ТРИДЦАТЬ ШЕСТОЙ			
ЭКСПЛУАТАЦИЯ И МОНТАЖ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК			
36-1. Основные положения по организации эксплуатации электроустановок	426	36-12. Монтаж распределительных устройств	488
36-2. Оперативные переключения	426	36-13. Монтаж шинных устройств	505
		36-14. Объем и нормы приемо-сдаточных испытаний электрооборудования распределительных устройств	511
		36-15. Эксплуатация электрооборудования распределительных устройств и подстанций	519
		36-16. Объем и нормы испытаний электрооборудования распределительных устройств, находящихся в эксплуатации	527
		Список литературы	532

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1-1. ЭЛЕМЕНТЫ КОМБИНАТОРИКИ

Некоторые комбинации упорядоченных множеств. Будем рассматривать конечные множества, элементы которых задаются в определенном порядке. Такие множества называются упорядоченными. Например, отрезок натурального ряда чисел $1, 2, 3, \dots, n$ является упорядоченным множеством чисел. Всякое упорядоченное множество, содержащее n элементов, может быть приведено во взаимно однозначное соответствие с n первыми числами натурального ряда. Такое соответствие называется нумерацией элементов данного упорядоченного множества.

Теорема 1. Пусть даны два упорядоченных множества A и B . Множество A содержит m элементов: $a_1, a_2, a_3, \dots, a_m$. Множество B содержит n элементов: $b_1, b_2, b_3, \dots, b_n$. Тогда можно образовать ровно mn различных пар $(a_i b_j)$, содержащих по одному элементу из каждого множества.

Теорема 2. Пусть дано l упорядоченных множеств, причем первое из них содержит n_1 элементов: $a_1, a_2, a_3, \dots, a_{n_1}$, второе — n_2 элементов: $b_1, b_2, b_3, \dots, b_{n_2}$ и т. д.; наконец, l содержит n_l элементов: $d_1, d_2, d_3, \dots, d_{n_l}$. Тогда можно образовать ровно $n_1 n_2 n_3 \dots n_l$ различных комбинаций, содержащих по одному элементу из каждого множества.

Пример. Имеется три партии деталей. В первой партии 13, во второй 10 и в третьей 5 деталей. Сколькими способами можно создать комплект из трех деталей, содержащий по одной детали из каждой партии?

Решение. Положим $n_1=13, n_2=10, n_3=5$. Пусть N — число возможных способов образования комплекта деталей, тогда

$$N = n_1 n_2 n_3 = 13 \cdot 10 \cdot 5 = 650.$$

Размещения. Пусть дано упорядоченное множество, содержащее n элементов: $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$. Размещением из n элементов по k элементов называется всякое упорядоченное подмножество, содержащее k элементов, причем два различных

размещения из данных n элементов, взятых по k элементов, различаются либо составом элементов, либо при одном и том же составе элементов порядком их расположения.

При составлении из данного множества n элементов различных размещений по k элементов возможны два случая: размещения без повторений и размещения с повторениями. В первом случае однажды включенный в размещение элемент больше использован быть не может, так что размещение не содержит повторяющихся элементов. Число размещений из n элементов по k элементов без повторений обозначается символом A_n^k и вычисляется по формуле

$$A_n^k = n(n-1)(n-2)\dots(n-k+1).$$

Очевидно, число элементов в каждом размещении не может превышать числа элементов в заданном множестве, т.е. $k \leq n$.

Пример. Сколько можно записать трехзначных чисел при помощи нечетных цифр 1, 3, 5, 7, 9, если в записи каждого числа могут участвовать различные неповторяющиеся цифры?

Решение. По условию задачи требуется определить число размещений из пяти элементов 1, 3, 5, 7, 9 по три элемента в каждом без повторений. Следовательно,

$$A_5^3 = 5 \cdot 4 \cdot 3 = 60.$$

Во втором случае образование любого размещения производится каждый раз с использованием всех элементов данного множества, т.е. возможны повторения одного и того же элемента в размещении. Число размещений из n элементов по k элементов с повторениями обозначается символом \bar{A}_n^k и вычисляется по формуле

$$\bar{A}_n^k = n^k.$$

Пример. Замок с кнопочным набором цифр 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 0 может быть открыт только при нажатии кнопки вполне определенного набора четырех цифр (возможны повторения одной и той же цифры). Сколько комбинаций по 4 цифры нужно

перебрать, чтобы среди них одна была искомой?

Решение. Из условия задачи видно, что число возможных комбинаций равно числу размещений с повторениями из 10 элементов по 4 элемента.

Следовательно,

$$\bar{A}_{10}^4 = 10^4.$$

Перестановки. Пусть дано конечное множество, содержащее n элементов. Всякое расположение этих элементов в определенном порядке называется их перестановкой.

Из определения следует, что перестановки можно рассматривать как размещения без повторений из n элементов по n элементов. Число всевозможных перестановок из n элементов обозначается символом P_n . По определению следует, что

$$P_n = A_n^n = n(n-1) \dots 3 \cdot 2 \cdot 1 = n!$$

Пример. Сколько различных чисел можно составить из цифр 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 0? Причем каждая цифра в обозначении числа встречается один раз и цифра 0 не должна занимать первое место.

Решение. Из 10 цифр можно составить 10! различных чисел, в которых каждая цифра содержится один раз. Из полученного количества чисел 9! чисел начинаются цифрой 0. Следовательно, искомое количество чисел равно:

$$10! - 9! = 9! \cdot 9 = 3\,265\,920.$$

Сочетания. Пусть дано упорядоченное множество, содержащее n элементов:

$$a_1, a_2, a_3, \dots, a_n.$$

Сочетанием из n элементов по k элементов называется всякое упорядоченное подмножество, содержащее k элементов, причем два различных сочетания отличаются по крайней мере одним элементом.

Число всевозможных сочетаний из n элементов по k элементов обозначается символом C_n^k и вычисляется по формуле

$$C_n^k = \frac{A_n^k}{k!}.$$

Пример. На плоскости даны 12 точек, из которых никакие три не лежат на одной прямой. Сколько можно построить различных треугольников с вершинами в данных точках?

Решение. Требование построить различные треугольники говорит о том, что любые два треугольника должны иметь по крайней мере по одной несовпадающей вершине, т.е. количество различных треугольников совпадает с числом возможных сочетаний из 12 по 3:

$$C_{12}^3 = \frac{12 \cdot 11 \cdot 10}{1 \cdot 2 \cdot 3} = 220.$$

Следующие формулы выражают основные свойства сочетаний:

$$C_n^k = C_n^{n-k};$$

$$C_n^k = \frac{n-k+1}{k} C_n^{k-1}; \quad C_n^k = C_{n-1}^k + C_{n-1}^{k-1};$$

$$4. C_n^n + C_{n+1}^n + C_{n+2}^n + \dots +$$

$$+ C_{n+m-1}^n = C_{n+m}^{n+1};$$

$$5. C_n^{m_1} C_{n-m_1}^{m_2} C_{n-m_1-m_2}^{m_3} \dots$$

$$\dots C_{n-m_1-m_2-\dots-m_{k-2}}^{m_{k-1}} = \frac{n!}{m_1! m_2! \dots m_k!}.$$

Сочетания с повторениями. Пусть $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$ — конечное множество, содержащее n элементов. Если, составляя сочетания из этих n элементов по k элементов, мы будем допускать повторение элементов, т.е. образовывать и такие сочетания, в которых 2, 3, ..., $k-1$, k элементов одинаковы, то такого вида сочетания называются сочетаниями с повторениями.

Число сочетаний с повторениями обозначается символом Γ_n^k и вычисляется по формуле

$$\Gamma_n^k = C_{n+k-1}^k.$$

1-2. СЛУЧАЙНЫЕ СОБЫТИЯ

Вероятность случайного события. Надежность различных систем и элементов существенно зависит от многообразия факторов, определяемых как внутренними особенностями того или иного устройства, так и воздействием внешних условий.

Отклонения от закономерности, порождаемые бесчисленным множеством неучтенных связей, называются случайными событиями. Так, возникновение отказов, а также и другие характеристики надежности по своей физической природе носят случайный характер.

Каждый эксперимент завершается некоторым результатом или, как говорят, событием. Может оказаться, что условия, при которых производится эксперимент, дают возможность заранее предсказать, какое именно событие произойдет при каждом отдельном эксперименте в проводимой серии испытаний. А может быть и так, что события в некоторой степени меняются при многократных повторениях эксперимента. В таком случае, несмотря на неизменность комплекса условий проводимой серии испытаний, нельзя заранее предсказать исход каждого отдельного эксперимента. В этом случае имеют место случайные события.

Если условия эксперимента дают возможность заранее предсказать неизбежность появления данного события, то такое

событие называется достоверным. Если же в результате эксперимента событие принципиально не может наступить, то событие называется невозможным.

Частотой случайного события называется отношение количества случаев появления этого события (m) к числу произведенных экспериментов (n). При многократных повторениях эксперимента, частота m/n случайного события обладает некоторой устойчивостью. Это означает, что при массовых испытаниях частота появления данного события A будет колебаться около некоторого числа $P(A)$, которое называется вероятностью случайного события.

Если приписать достоверному событию вероятность, равную 1, а невозможному событию вероятность, равную 0, то

$$0 \leq P(A) \leq 1.$$

Событие, вероятность которого близка к единице, называется практически достоверным. Если же вероятность события близка к нулю, то событие называется практически невозможным. Классификация случайных событий. 1. Два события называются несовместимыми, если они не могут появиться одновременно, т.е. наступление одного из них исключает наступление другого.

2. Случайные события образуют полную группу попарно несовместимых событий, если при каждом эксперименте непременно должно произойти одно из них.

3. Несколько событий в данном эксперименте называются равновероятными, если они имеют одинаковую вероятность появления.

4. Два несовместимых события, образующих полную группу, называются противоположными событиями. Событие противоположное событию A , обозначается символом \bar{A} .

5. Два события называются независимыми, если вероятность появления одного из них не зависит от того, произошло другое событие или нет.

6. Событие A называется зависимым от события B , если вероятность появления события A меняется в зависимости от того, произошло или не произошло событие B .

7. Суммой двух событий A и B называется событие C , состоящее в выполнении или события A , или события B , или двух событий одновременно. Суммой нескольких событий называется событие, состоящее в появлении хотя бы одного из этих событий.

8. Произведением событий называется событие, состоящее в совместном появлении всех событий одновременно. Вычисление вероятностей случайных событий. Существуют группы событий, обладающие одновременно равновероятностью появления и образующие полную

группу несовместимых событий. В этом случае вероятность появления некоторого события A вычисляется как отношение числа «благоприятных» данному событию случаев к общему числу проведенных испытаний:

$$P(A) = m/n;$$

здесь $P(A)$ — вероятность появления события A ; n — общее число испытаний; m — число случаев, «благоприятных» событию A .

Вероятность суммы несовместимых событий равна сумме их вероятностей:

$$P(A + B) = P(A) + P(B).$$

Если события $A_1, A_2, A_3, \dots, A_n$ образуют полную группу несовместимых событий, то сумма их вероятностей равна единице;

$$P(A_1) + P(A_2) + P(A_3) + \dots + P(A_n) = 1.$$

Пусть A и B — два совместимых события, тогда

$$P(A + B) = P(A) + P(B) - P(AB).$$

Вероятность появления события B , вычисленная при условии, что имело место появление другого события A , называется условной вероятностью и обозначается символом $P(B/A)$.

Условие независимости события B от события A можно записать соотношением

$$P(B/A) = P(B).$$

В случае зависимых событий

$$P(B/A) \neq P(B).$$

Вероятность произведения двух событий равна произведению вероятности одного из них на условную вероятность другого:

$$P(AB) = P(A) \cdot P(B/A),$$

$$P(AB) = P(B) \cdot P(A/B).$$

Если события независимы, то вероятность произведения событий равна произведению их вероятностей:

$$P(AB) = P(A) \cdot P(B).$$

Пусть дана полная группа n несовместимых событий $A_1, A_2, A_3, \dots, A_n$. Иногда при решении теоретико-вероятностных задач необходимо определить вероятность некоторого события B , появляющегося одновременно с одним из событий данной группы. События $A_1, A_2, A_3, \dots, A_n$ называются гипотезами, связанными с появлением события B . В этом случае

$$P(B) = P(A_1) \cdot P(B/A_1) + P(A_2) \cdot P(B/A_2) + \dots + P(A_n) \cdot P(B/A_n)$$

или

$$P(B) = \sum_{k=1}^n P(A_k) \cdot P(B/A_k).$$

Полученное соотношение называется формулой полной вероятности.

Следствием формул умножения и полной вероятности является формула Бейса:

$$P(A_k/B) = \frac{P(A_k)P(B/A_k)}{\sum_{k=1}^n P(A_k)P(B/A_k)} = \frac{P(A_k)P(B/A_k)}{P(B)}$$

Формула Бейса дает возможность находить условные вероятности гипотез $A_1, A_2, A_3, \dots, A_n$, если известно, что событие B произошло:

$$P(A_1/B) = \frac{P(A_1)P(B/A_1)}{P(B)};$$

$$P(A_2/B) = \frac{P(A_2)P(B/A_2)}{P(B)};$$

$$P(A_n/B) = \frac{P(A_n)P(B/A_n)}{P(B)}.$$

Независимые повторные испытания. Пусть проводится серия испытаний, каждое из которых осуществляется при одних и тех же условиях. Целью такой серии испытаний является установление факта, наступит ли в результате каждого испытания некоторое событие A или не наступит. Вся серия испытаний проводится таким образом, что при каждом отдельном испытании вероятность наступления события A одна и та же, т.е. не зависит от появления или не появления этого события в предыдущих испытаниях. Такого вида испытания называются независимыми испытаниями или испытаниями Бернулли. Если при каждом отдельном испытании вероятность появления события A равна p , то вероятность того, что при n испытаниях это событие появится k раз, равна:

$$P_k(A) = C_n^k p^k q^{n-k},$$

где $q=1-p$ и C_n^k — число сочетаний из n элементов по k элементов. Эта формула носит название биномиального распределения вероятностей.

Наивероятнейшее число появления события A вычисляется по формуле

$$k_0 = E\{(n+1)p\},$$

где k_0 — наивероятнейшее число появления события A ; E — целая часть числа $(n+1)p$.

Формула биномиального распределения вероятностей оказывается весьма неудобной в тех случаях, когда число испытаний достаточно велико. Трудности, связанные с вычислением факториалов больших чисел, делают формулу практически не применимой. В таких случаях применяют формулу Муавра—Лапласа:

$$P_k(A) = \frac{h}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{h^2 \alpha^2}{2}},$$

$$\text{где } \alpha = k - np, h = \frac{1}{\sqrt{npq}}.$$

Если при большем количестве испытаний вероятность появления испытуемого события при каждом одиночном испытании относительно мала, то более удобна асимптотическая формула Пуассона:

$$P_k(A) = \frac{n^k p^k}{k!} e^{-np},$$

где k — число появления события A в серии испытаний.

Обобщением биномиального распределения вероятностей на случай повторных независимых испытаний, каждое из которых может иметь в качестве ожидаемых исходов не два (A и \bar{A}), а полную группу несовместимых событий $A_1, A_2, A_3, \dots, A_m$, является полиномиальная формула распределения вероятностей. Появление каждого события A_i имеет свою вероятность p_i , где $i=1, 2, \dots, m$. Вероятность того, что при n повторных испытаниях событие A появится ровно k_1 раз, событие A_2 — k_2 раз, событие A_m — ровно k_m раз, определяется:

$$P(A_1 A_2 A_3 \dots A_m) = \frac{n!}{k_1! k_2! \dots k_m!} \times p_1^{k_1} p_2^{k_2} \dots p_m^{k_m},$$

где $k_1 + k_2 + k_3 + \dots + k_m = n$.

Дальнейшим обобщением схемы независимых испытаний является схема цепей Маркова. Рассмотрим такой процесс последовательных испытаний, когда в результате каждого испытания осуществляется одно из m несовместимых событий A_1, A_2, \dots, A_m , образующих полную группу, причем условная вероятность появления события A_k при n -м испытании зависит только от того, какое событие A_i ($i=1, 2, 3, \dots, m$) появилось при $(n-1)$ -м испытании, и не зависит от того, какие события появлялись при более ранних испытаниях. Последовательность такого вида испытаний называется цепью Маркова. События $A_1, A_2, A_3, \dots, A_k, \dots, A_m$ будем называть состоянием цепи Маркова, а n -е испытание — изменением состояния цепи в t_n момент времени.

Итак, если $A_1, A_2, A_3, \dots, A_k, \dots, A_m$ — возможные состояния цепи Маркова, то в каждый момент времени эта цепь характеризуется одним и только одним из этих состояний. Полагаем, что задано исходное состояние, в котором находится цепь Маркова в начальный момент времени t_0 . С изменением времени цепь Маркова переходит последовательно из одного состояния в другое. Каждый такой переход называется шагом.

Элементы матрицы P^n можно найти по формуле Перрона:

$$p_{ij}(n) = \sum_{s=1}^r \frac{1}{(\delta_s - 1)!} \times \left\{ \frac{d^{\delta_s-1}}{d\lambda^{\delta_s-1}} \left[\frac{\lambda^n A_{ji}(\lambda) (\lambda - \lambda_s)^{\delta_s}}{|\lambda E - P|} \right]_{\lambda=\lambda_s} \right\},$$

где r — число различных характеристических чисел (корней уравнения $|\lambda E - P| = 0$, E — единичная матрица); δ_s — их кратность, а $A_{ji}(\lambda)$ — алгебраические дополнения элемента определителя $|\lambda E - P|$, стоящего в j -й строке и i -м столбце.

Если все корни $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_s$ простые, то

$$p_{ij}(n) = \sum_{s=1}^r \left[\frac{\lambda^n A_{ji}(\lambda) (\lambda - \lambda_s)}{|\lambda E - P|} \right]_{\lambda=\lambda_s}.$$

Пример. Пусть для состояний A_1, A_2, A_3 дана матрица переходных вероятностей.

$$P = \begin{vmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{4} & \frac{1}{4} \\ \frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \\ \frac{1}{4} & \frac{1}{4} & \frac{1}{2} \end{vmatrix}$$

и начальный вероятностный вектор

$$p(0) = (0, 1, 0).$$

Найти вероятность перехода цепи Маркова в состоянии A_1, A_2, A_3 в момент времени t_3 .

Решение. Условие $p(0) = (0, 1, 0)$ говорит о том, что в начальный момент времени t_0 цепь Маркова находится в состоянии A_2 . Значит, можно записать, что

$$p(3) = p(0) P^3.$$

Для отыскания элементов матрицы P^3 составим характеристическое уравнение $|\lambda E - P| = 0$.

$$\begin{vmatrix} \lambda - \frac{1}{2} & -\frac{1}{4} & -\frac{1}{4} \\ -\frac{1}{2} & \lambda & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{4} & -\frac{1}{4} & \lambda - \frac{1}{2} \end{vmatrix} = 0.$$

Разлагая определитель по элементам первой строки, преобразуем уравнение

$$\left(\lambda - \frac{1}{2} \right) \left(\lambda^2 - \frac{1}{2} \lambda - \frac{1}{8} \right) + \frac{1}{4} \left(-\frac{1}{2} \lambda + \frac{1}{8} \right) -$$

$$-\frac{1}{4} \left(\frac{1}{8} - \frac{1}{4} \lambda \right) = 0,$$

или

$$(\lambda - 1) \left(\lambda - \frac{1}{4} \right) \left(\lambda + \frac{1}{4} \right) = 0.$$

Все характеристические числа простые:

$$\lambda_1 = 1, \quad \lambda_2 = \frac{1}{4}, \quad \lambda_3 = -\frac{1}{4}.$$

Теперь воспользуемся формулой Перрона:

$$p_{ij}(n) = \sum_{s=1}^3 \times \left[\frac{\lambda^n A_{ji}(\lambda) (\lambda - \lambda_s)}{(\lambda - 1) \left(\lambda - \frac{1}{4} \right) \left(\lambda + \frac{1}{4} \right)} \right]_{\lambda=\lambda_s}$$

Сначала вычислим элемент $p_{11}(n)$. Для него $A_{11} = \lambda^{-2} \left(\lambda - \frac{1}{8} \right)$. Итак,

$$\begin{aligned} p_{11}(n) &= \frac{\lambda^3 \left(\lambda^2 - \frac{1}{2} \lambda - \frac{1}{8} \right)}{\left(\lambda - \frac{1}{4} \right) \left(\lambda + \frac{1}{4} \right)} \Bigg|_{\lambda=1} + \\ &+ \frac{\lambda^3 \left(\lambda^2 - \frac{1}{2} \lambda - \frac{1}{8} \right)}{\left(\lambda - 1 \right) \left(\lambda + \frac{1}{4} \right)} \Bigg|_{\lambda=\frac{1}{4}} + \\ &+ \frac{\lambda^3 \left(\lambda^2 - \frac{1}{2} \lambda - \frac{1}{8} \right)}{\left(\lambda - 1 \right) \left(\lambda - \frac{1}{4} \right)} \Bigg|_{\lambda=-\frac{1}{4}}, \\ p_{11}(n) &= \frac{2}{5} + \frac{1}{128} - \frac{1}{640}, \\ p_{11}(n) &= \frac{13}{32}. \end{aligned}$$

Аналогично вычисляя элементы $p_{ij}(n)$ матрицы P^3 , получаем:

$$P^3 = \begin{vmatrix} \frac{13}{32} & \frac{13}{64} & \frac{25}{64} \\ \frac{13}{32} & \frac{3}{16} & \frac{13}{32} \\ \frac{25}{64} & \frac{13}{64} & \frac{13}{32} \end{vmatrix}.$$

Учитывая условие $p(0) = (0, 1, 0)$ можно утверждать, что вероятности перехода из состояния A_2 в начальный момент времени в состояния A_1, A_2, A_3 в момент времени t_3 характеризуются второй строкой

матрицы P^3 и будут соответственно равны:

$$\frac{13}{32}, \quad \frac{3}{16}, \quad \frac{13}{32}.$$

Цепь Маркова называется регулярной, если какая-либо степень матрицы переходных вероятностей не содержит нулевых элементов.

В приведенном примере мы имели регулярную цепь Маркова, так как матрица P^3 не имеет нулевых элементов. Если цепь Маркова регулярна, то это означает, что в некоторый момент t_s матрица P^s нулевых элементов не содержит и в этот момент времени цепь Маркова может оказаться в любом из возможных состояний $A_1, A_2, A_3, \dots, A_k, \dots, A_m$, независимо от начального состояния.

Теорема Маркова. Если в некоторый момент времени t_s все элементы матрицы P^s положительны, то существуют такие постоянные числа δ_k ($k=1, 2, 3, \dots, m$), что независимо от индекса i имеют место равенства

$$\lim_{n \rightarrow \infty} p_{ik}(n) = \delta_k \quad (k=1, 2, 3, \dots, m).$$

Другими словами, эта теорема утверждает тот факт, что элементы матрицы P^n при $n \rightarrow \infty$ сходятся к некоторой матрице T , строки которой образуют одинаковые вероятностные векторы δ :

$$T = \begin{pmatrix} \delta_1 & \delta_2 & \delta_3 & \dots & \delta_m \\ \delta_1 & \delta_2 & \delta_3 & \dots & \delta_m \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \delta_1 & \delta_2 & \delta_3 & \dots & \delta_m \end{pmatrix}.$$

Вектор $\delta = (\delta_1, \delta_2, \delta_3, \dots, \delta_m)$ является единственным вектором, удовлетворяющим равенству

$$\delta P = \delta.$$

Физический смысл этой теоремы заключается в том, что вероятность оказаться в состоянии A_k при достаточно большом n практически не зависит, в каком состоянии цепь Маркова находилась в далеком прошлом. Таким образом, утверждается, что для достаточно больших n вероятностный прогноз может быть дан независимо от значений n и от начального состояния цепи Маркова.

Вернемся к рассмотренному выше примеру. Показав, что матрица P^3 не имеет нулевых элементов, мы тем самым убедились, что имеем регулярную цепь Маркова.

Найдем координаты вектора $\delta = (\delta_1, \delta_2, \delta_3)$ из условия $\delta = \delta P$, т. е.

$$(\delta_1 \ \delta_2 \ \delta_3) \begin{pmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{4} & \frac{1}{4} \\ \frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \\ \frac{1}{4} & \frac{1}{4} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} = (\delta_1 \ \delta_2 \ \delta_3).$$

Для координат вектора δ получаем систему уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{1}{2} \delta_2 + \frac{1}{2} \delta_2 + \frac{1}{4} \delta_3 &= \delta_1; \\ \frac{1}{4} \delta_1 + \frac{1}{4} \delta_3 &= \delta_2; \\ \frac{1}{4} \delta_1 + \frac{1}{2} \delta_2 + \frac{1}{2} \delta_3 &= \delta_3; \\ \delta_1 + \delta_2 + \delta_3 &= 1, \end{aligned} \right\}$$

откуда

$$\delta_1 = 0,4; \quad \delta_2 = 0,2; \quad \delta_3 = 0,4.$$

Таким образом, матрица P^n при $n \rightarrow \infty$ сводится к матрице

$$T = \begin{pmatrix} 0,4 & 0,2 & 0,4 \\ 0,4 & 0,2 & 0,4 \\ 0,4 & 0,2 & 0,4 \end{pmatrix}.$$

Это означает, что при $n \rightarrow \infty$ вероятность оказаться в состоянии A_1 равна 0,4, в состоянии A_2 — 0,2 и в состоянии A_3 — 0,4 независимо от начального состояния цепи Маркова.

1.3. СЛУЧАЙНЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

Величина, которая может быть определена количественно и которая в зависимости от случая может принимать различные значения, называется случайной величиной. Как и результат отдельного эксперимента, точное значение случайной величины предсказать невозможно.

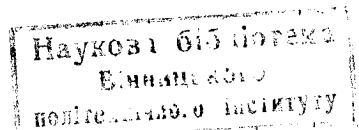
Примеры случайных величин. 1. Стоимость выигрыша по лотерейному билету. 2. Число осколков разорвавшегося снаряда. 3. Абсцисса точки, случайно выбранной на заданном интервале числовой оси. 4. Масса наугад выбранной детали.

Все приведенные примеры характеризуют эксперимент с количественной точкой зрения. В каждом из них рассматривается величина, значения которой меняются случайно. В зависимости от множества значений, принимаемых случайной величиной, их разделяют на дискретные и непрерывные.

Случайная величина дискретного типа может принимать лишь изолированные значения, т. е. значения, которые можно занумеровать с помощью натурального ряда чисел (примеры 1 и 2).

Случайная величина непрерывного типа может принимать все значения из некоторого интервала числовой оси (примеры 3 и 4).

Случайные величины обозначаются главными буквами латинского алфавита, а их возможные значения — соответствующими строчными буквами. Например, слу-



чаянная величина X может принимать значения $x_0, x_1, x_2, \dots, x_n$.

Интегральная функция распределения вероятностей. Пусть дискретная случайная величина X может принимать значения $x_0, x_1, x_2, \dots, x_n$. Каждое из этих значений возможно, но недопустимо, поэтому величина X может принять то или иное значение с некоторой вероятностью, т. е. произойдет одно из полной группы попарно несовместимых событий:

$$X = x_0, X = x_1, X = x_2, \dots, X = x_n.$$

Обозначим вероятности появления этих событий соответственно

$$P(X = x_0) = p_0;$$

$$P(X = x_1) = p_1,$$

$$\dots$$

$$P(X = x_n) = p_n.$$

В связи с вышеизложенным следует равенство

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1,$$

т. е. сумма вероятностей всех возможных значений случайной величины X равна единице. Эта суммарная вероятность каким-то образом распределена между отдельными возможными значениями. Если указать, какой вероятностью обладает каждое из событий

$$X = x_0, X = x_1, X = x_2, \dots, X = x_n,$$

тем самым будет установлен закон соответствия, который называется законом распределения вероятностей случайной величины.

Простейшей формой задания закона распределения дискретной случайной величины является таблица возможных значений этой величины и соответствующих им вероятностей. Для случайной величины непрерывного типа такую таблицу составить невозможно, и поэтому рассматривают не вероятность отдельных значений, а вероятность того, что случайная величина принимает значения из некоторого интервала возможных значений:

$$\alpha < X < \beta.$$

В дальнейшем будем рассматривать вероятность попадания случайной величины в интервал

$$-\infty < X < x,$$

т. е. вероятность события $X < x$, где x — некоторая текущая переменная. В таком случае, очевидно, вероятность события $X < x$ будет являться функцией переменного x .

Вероятность того, что случайная величина X примет значение меньше, чем x , называется интегральной функцией

ей распределения вероятностей случайной величины X :

$$\bar{f}(x) = P(X < x).$$

Перечислим свойства интегральной функции распределения.

1. Значения интегральной функции распределения находятся в пределах от нуля до единицы:

$$F(-\infty) = 0, F(+\infty) = 1.$$

2. Вероятность того, что случайная величина X заключена в пределах $x_1 < X < x_2$, равна разности значений интегральной

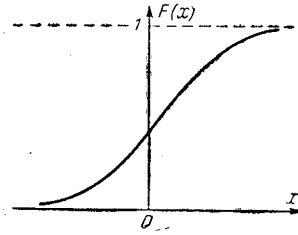


Рис. 1-1.

ной функции распределения в верхнем и нижнем пределах:

$$P(x_1 < X < x_2) = F(x_2) - F(x_1).$$

3. Интегральная функция распределения вероятностей — всегда неубывающая функция, т. е. из неравенства $x_1 < x_2$ следует:

$$F(x_1) \leq F(x_2).$$

4. Если закон распределения случайной величины есть функция непрерывная, то вероятность того, что случайная величина примет заранее заданное значение, равна нулю:

$$P(X = x_k) = 0.$$

Для непрерывных случайных величин равенство нулю вероятности принять определенное частное значение ни в коем случае не означает, что это событие невозможно. Это означает лишь то, что при достаточно большом числе испытаний непрерывная случайная величина может принимать это частное значение сколь угодно редко.

Графиком интегральной функции распределения является неубывающая кривая, непрерывная или имеющая конечное число разрывов первого рода (рис. 1-1). Интегральная функция распределения вероятностей является универсальной характеристикой случайной величины. Она может быть использована для характеристики случайных величин как непрерывного, так и дискретного типа.

Интегральной функцией распределения вероятностей для дискретной случайной величины будет являться функция вида

$$F(x) = P(X < x) = \sum_{x_k < x} P(X = x_k),$$

где суммирование распространяется на все значения $x_k < x$. Когда переменная x проходит через возможные значения дискретной случайной величины, функция распределения претерпевает скачок, равный соответствующей вероятности этого значения. Сумма всех скачков функции распределения равна единице. Чем больше возмож-

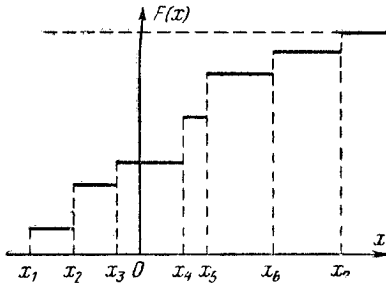


Рис. 1-2.

ных значений имеет дискретная случайная величина, тем большее число скачков, а сами скачки по величине становятся меньше (рис. 1-2).

Характеристикой распределения вероятностей непрерывной случайной величины является также и плотность распределения вероятностей, определяемая равенством

$$f(x) = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{F(x + \Delta x) - F(x)}{\Delta x}.$$

Если интегральная функция $F(x)$ непрерывна и дифференцируема, то

$$f(x) = F'(x).$$

Интегрируя обе части равенства в пределах от $-\infty$ до x , получаем:

$$P(X < x) = F(x) = \int_{-\infty}^x f(x) dx.$$

Из этого соотношения становится ясным термин «интегральная функция распределения».

Перечислим основные свойства плотности распределения.

1. Из неотрицательности интегральной функции распределения $F(x)$ следует, что $f(x) \geq 0$. Геометрически это означает, что график плотности распределения вероятностей, который называется кривой распределения, лежит не ниже оси абсцисс.

2. Так как интегральная функция распределения при $-\infty < x < +\infty$ удовлетворяет неравенству

$$0 \leq F(x) \leq 1,$$

то справедливы следующие предельные равенства:

$$\lim_{x \rightarrow -\infty} f(x) = 0, \quad \lim_{x \rightarrow +\infty} f(x) = 0.$$

Геометрически это означает, что кривая распределения вероятностей в общем случае имеет вид, изображенный на рис. 1-3, причем кривая может иметь один или несколько максимумов.

3. Площадь, ограниченная кривой распределения и осью OX , равна единице:

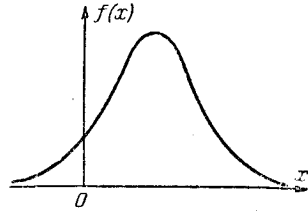


Рис. 1-3.

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(x) dx = 1.$$

В частном случае, если множество значений непрерывной случайной величины принадлежит конечному интервалу (a, b) , то

$$\int_a^b f(x) dx = 1.$$

Пример. Случайная величина эксцентриситета детали характеризуется плотностью распределения вероятностей по закону Рэлея:

$$f(x) = Cxe^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} \quad (x \geq 0).$$

Определить коэффициент C , интегральную функцию распределения Рэлея, вероятность попадания случайной величины в интервал $(0, \sigma)$.

Решение. Коэффициент C найдем из равенства

$$\int_0^{+\infty} Cxe^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} dx = 1,$$

откуда

$$C = \frac{1}{\int_0^{+\infty} xe^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} dx}.$$

Вычисляем несобственный интеграл в знаменателе:

$$\int_0^{+\infty} x e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} dx =$$

$$= -\sigma^2 \int_0^{+\infty} e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} d\left(-\frac{x^2}{2\sigma^2}\right) = \sigma^2.$$

Таким образом,

$$C = \frac{1}{\sigma^2}.$$

Плотность распределения вероятностей по Рэлею имеет вид:

$$f(x) = \frac{x}{\sigma^2} e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} \quad (x \geq 0).$$

Интегральную функцию Рэлеевского распределения найдем из формулы

$$F(x) = \int_0^x \frac{x}{\sigma^2} e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} dx.$$

Итак,

$$F(x) = 1 - e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}}.$$

Вероятность попадания случайной величины в интервал $(0, \sigma)$ найдем из соотношения

$$P(0 < X < \sigma) = F(\sigma) - F(0).$$

Следовательно,

$$P(0 < X < \sigma) = 1 - \frac{1}{\sqrt{e}} \approx 0,4.$$

Система случайных величин. В приложениях теории вероятностей нередко приходится решать задачи, в которых рассматривается не одна случайная величина, а две или более. В таком случае говорят, что рассматривается система случайных величин $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$. Остановимся на наиболее простом случае, когда система состоит из двух случайных величин X и Y .

Если случайная величина X может принимать дискретные значения x_1, x_2, x_3, \dots , а множество возможных значений дискретной случайной величины Y является множеством чисел y_1, y_2, y_3, \dots , то распределение этих значений характеризуется вероятностями p_{ik} того, что величины X и Y принимают соответственно значения x_i и y_k . Интегральная функция распределения для дискретных случайных величин определяется равенством

$$F(x, y) = \sum_{x_1 < x} \sum_{y_k < y} p_{ik}.$$

Если X и Y — случайные величины непрерывного типа, то интегральная функция

распределения определяется двойным интегралом

$$F(x, y) = P(X < x, Y < y) =$$

$$= \int_{-\infty}^x \int_{-\infty}^y f(x, y) dx dy,$$

где $f(x, y)$ — плотность распределения вероятностей, равная

$$f(x, y) = \frac{\partial^2 F(x, y)}{\partial x \partial y}.$$

Случайные величины X и Y называются независимыми при условии, что какое бы значение величина Y ни приняла, распределение вероятностей величины X одно и то же, и наоборот. Для того чтобы случайные величины X и Y были независимы, необходимо и достаточно, чтобы интегральное распределение $F(x, y)$ системы было равно произведению интегральных распределений величин X и Y :

$$F(x, y) = \Phi(x) \psi(y).$$

Для того чтобы случайные величины X и Y были независимы, необходимо и достаточно, чтобы плотность распределения системы была равна произведению плотностей распределения величин X и Y :

$$f(x, y) = \varphi(x) \psi(y).$$

Пример. Определить плотность распределения вероятностей системы трех независимых положительных случайных величин X, Y и Z по заданным интегральным функциям распределения:

$$F(x) = 1 - e^{-ax}, \quad F(y) = 1 - e^{-by},$$

$$F(z) = 1 - e^{-cz}.$$

Решение. Из равенства $f(x) = F'(x)$ найдем плотности распределения случайных величин X, Y и Z :

$$f(x) = ae^{-ax}, \quad f(y) = be^{-by},$$

$$f(z) = ce^{-cz}.$$

Следовательно,

$$f(x, y, z) = abc e^{-(ax+by+cz)}.$$

Числовые характеристики случайных величин. И функция распределения, и плотность распределения дают исчерпывающую характеристику случайной величины. Однако при решении многих вероятностных задач нет необходимости в такой исчерпывающей характеристике, более того, это порой лишь затрудняет решение задачи. Практика показывает, что иногда достаточно иметь о случайной величине лишь некоторые сведения, каким-то образом характеризующие наиболее существенные ее черты. Поэтому используются некоторые постоянные, получаемые из функции распределения, которые называются числовыми характеристиками случайной величины.

Перечислим наиболее употребительные из числовых характеристик.

Мода случайной величины. Значение $x=x_h$, при котором плотность распределения достигает максимума, называется модой случайной величины.

Медиана случайной величины. Точку $x=x_m$ на оси абсцисс, в которой площадь, ограниченная кривой распределения, делится пополам, называют медианой случайной величины. Из определения медианы следует, что $P(X < x_m) = P(X > x_m)$.

Таким образом, одинаково вероятно, окажется ли значение случайной величины слева или справа от точки x_m .

Квантиль случайной величины. Значение $x=x_p$, определяемое равенством $F(x_p) = p$, называется квантилем случайной величины.

Из определения квантиля следует, что медиана есть квантиль $x_{0,5}$.

Математическое ожидание. Часто при осуществлении того или иного эксперимента возникает необходимость оценивать изучаемую величину «в среднем». В теоретико-вероятностных задачах роль среднего значения случайной величины играет числовая характеристика, называемая математическим ожиданием.

Если в каком-либо эксперименте возможными значениями дискретной случайной величины являются числа $x_1, x_2, x_3, \dots, x_k$ и вероятности этих значений соответственно равны $p_1, p_2, p_3, p_4, \dots, p_k$, то математическое ожидание определяется равенством

$$m(X) = \sum_{i=1}^k x_i p_i.$$

Если X — случайная величина непрерывного типа с плотностью распределения вероятностей $f(x)$, то математическое ожидание определяется равенством

$$m(X) = \int_{-\infty}^{+\infty} x f(x) dx.$$

Математическое ожидание случайной величины характеризует лишь расположение кривой распределения на координатной плоскости и никаким образом не характеризует ее геометрические особенности. Если мы расположим систему координат так, что начало системы совпадает с математическим ожиданием, то, естественно, математическое ожидание случайной величины будет равно нулю.

Перечислим некоторые свойства математического ожидания.

1. Математическое ожидание постоянной величины есть сама эта величина $m(c) = c$.

2. Постоянный множитель можно выносить за знак математического ожидания: $m(cX) = cm(X)$.

3. Для любых двух случайных величин X и Y математическое ожидание алгебраической суммы равно алгебраической сумме математических ожиданий: $m(X \pm Y) = m(X) \pm m(Y)$.

4. Математическое ожидание произведения двух независимых случайных величин X и Y равно произведению их математических ожиданий:

$$m(XY) = m(X) m(Y).$$

Пример. Найти математическое ожидание случайной величины, распределенной по закону Максвелла:

$$f(x) = \frac{4h^3}{\sqrt{\pi}} x^2 e^{-h^2 x^2} \quad (x \geq 0).$$

Решение. По определению математического ожидания случайной величины непрерывного типа имеем:

$$m(X) = \int_0^{+\infty} x \frac{4h^3}{\sqrt{\pi}} x^2 e^{-h^2 x^2} dx;$$

$$m'(X) = -\frac{2h}{\sqrt{\pi}} \int_0^{+\infty} x^2 de^{-h^2 x^2}.$$

Беря по частям полученный интеграл, находим:

$$m(X) = \frac{2}{h \sqrt{\pi}}.$$

Дисперсия случайной величины. В теории вероятностей часто возникает необходимость дать оценку, каким образом случайная величина «в среднем» уклоняется от своего математического ожидания, т. е. охарактеризовать разброс значений случайной величины. В качестве числовой характеристики рассеивания или разброса значений случайной величины около ее среднего значения рассматривают математическое ожидание квадрата отклонений.

Математическое ожидание квадрата отклонений от среднего значения называется дисперсией случайной величины и обозначается символом $d(X)$. По определению имеем:

$$d(X) = m[X - m(X)]^2.$$

Из этого равенства видно, что чем меньше дисперсия, тем кучнее располагаются ее возможные значения около математического ожидания, т. е. тем лучше значения случайной величины характеризуются ее математическим ожиданием.

Из определения следует, что дисперсия может быть вычислена по формуле

$$d(X) = \int_{-\infty}^{+\infty} [x - m(X)]^2 f(x) dx.$$

Для дискретной случайной величины формула примет вид:

$$d(X) = \sum_{i=1}^n [x_i - m(X)]^2 p_i.$$

Пользуясь свойствами математического ожидания, можно получить формулу, наиболее удобную для вычисления дисперсии:

$$d(X) = m(X)^2 - m^2(X).$$

Перечислим основные свойства дисперсии.

1. Постоянный множитель можно выносить за знак дисперсии, возводя его в квадрат: $d(cX) = c^2 d(X)$.

2. Дисперсия постоянного числа равна нулю: $d(c) = 0$.

3. Дисперсия суммы независимых случайных величин равна сумме дисперсий слагаемых: $d(X+Y) = d(X) + d(Y)$.

4. Дисперсия разности двух независимых случайных величин равна сумме их дисперсий: $d(X-Y) = d(X) + d(Y)$.

В теории вероятностей часто используется числовая характеристика, равная корню квадратному из дисперсии случайной величины. Такая числовая характеристика называется средним квадратичным уклонением:

$$\sigma = \sqrt{d(X)}.$$

Моменты распределения случайной величины. Начальным моментом порядка k называется математическое ожидание k -й степени случайной величины:

$$m_k = m(X^k).$$

Согласно определению начальный момент k -го порядка вычисляется для дискретной величины по формуле

$$m_k = \sum_{i=1}^n x_i^k p_i$$

и для случайной величины непрерывного типа по формуле

$$m_k = \int_{-\infty}^{+\infty} x^k f(x) dx.$$

В частном случае, начальный момент первого порядка есть математическое ожидание случайной величины:

$$m_1 = m(X) = m.$$

Следует отметить, что не всякое распределение имеет начальные моменты. В качестве примера рассмотрим распределение Коши:

$$f(x) = \frac{1}{\pi(1+x^2)}.$$

В силу четности функции все начальные моменты нечетного порядка будут равны нулю:

$$m_{2k-1} = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{x^{2k-1}}{1+x^2} dx = 0.$$

Для моментов четного порядка получим:

$$m_{2k} = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{x^{2k}}{1+x^2} dx.$$

Несложно убедиться, что этот несобственный интеграл расходится при $k > 1$, т. е. четные начальные моменты случайной величины, распределенной по закону Коши, не существуют. Таким образом, не всякую случайную величину можно характеризовать с помощью начальных моментов. Следует иметь в виду, что если существует начальный момент k -го порядка, то существует начальный момент любого порядка, меньшего чем k ; если же не существует начальный момент k -го порядка, то и не существует начальный момент никакого порядка, большего чем k .

Понятие начального момента можно обобщить, если рассматривать моменты относительно математического ожидания. Такие моменты называются центральными.

Центральным моментом k -го порядка случайной величины X называется математическое ожидание k -й степени уклонения:

$$\mu_k = m[(X - m)^k].$$

Несложно показать, что первый центральный момент для любого распределения равен нулю:

$$\mu_1 = m(X - m) = 0.$$

Центральный момент второго порядка есть дисперсия случайной величины:

$$\mu_2 = m[(X - m)^2] = d(X).$$

Третий центральный момент

$$\mu_3 = m[(X - m)^3]$$

служит для характеристики асимметрии распределения. Если кривая распределения симметрична относительно своего математического ожидания, то центральный момент любого нечетного порядка будет равен нулю

$$\begin{aligned} \mu_{2k-1} &= m[(X - m)^{2k-1}] = \\ &= \int_{-\infty}^{+\infty} (x - m)^{2k-1} f(x) dx = 0, \end{aligned}$$

как интеграл в симметричных пределах от нечетной функции. Поэтому если центральный момент третьего порядка отличен от нуля, то распределение не может быть симметричным относительно своего математического ожидания.

Величину асимметрии характеризуют безразмерным коэффициентом асим-

метрии k , который равен отношению центрального момента третьего порядка к кубу среднего квадратичного отклонения:

$$k = \frac{\mu_3}{\sigma^3}.$$

Знак коэффициента асимметрии указывает, в какую сторону направлена асимметрия (рис. 1-4).

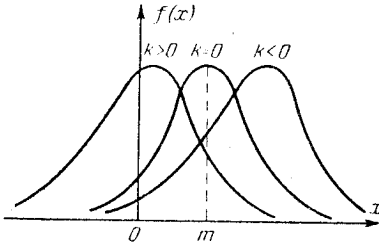


Рис. 1-4.

Центральный момент третьего порядка

$$\mu_3 = m [(X - m)^3] = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - m)^3 f(x) dx$$

может быть выражен через начальные моменты первых трех порядков с помощью формулы

$$\mu_3 = m_3 - 3mm_2 + 2m^3.$$

Центральный момент четвертого порядка служит для характеристики сглаженности кривой распределения около ее моды, т. е. дает возможность выяснить, острая или плоская вершина у кривой распределения. Центральный момент четвертого порядка

$$\mu_4 = m [(X - m)^4] = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - m)^4 f(x) dx$$

выражается через начальные моменты первых четырех порядков по формуле

$$\mu_4 = m_4 - 4m_3m + 6m_2m^2 - 3m^4.$$

В качестве характеристики сглаженности кривой распределения используют безразмерный коэффициент

$$\gamma = \frac{\mu_4}{\sigma^4} - 3,$$

называемый коэффициентом эксцесса.

Наиболее широко применяемый в практике нормальный закон распределения, с которым мы познакомимся позже, имеет коэффициент эксцесса, равный нулю. Принято сравнивать сглаженность кривых распределения с кривой нормального закона распределения (рис. 1-5).

Пример. Плотность распределения вероятностей случайной величины имеет вид:

$$f(x) = xe^{-\frac{x^2}{2}} \quad (x \geq 0).$$

Найти коэффициенты асимметрии и эксцесса.

Решение. Прежде всего найдем величину математического ожидания:

$$m = \int_0^{+\infty} x^2 e^{-\frac{x^2}{2}} dx.$$

Для вычисления интеграла воспользуемся гамма-функцией:

$$\Gamma(p) = \int_0^{+\infty} t^{p-1} e^{-t} dt.$$

Известно, что при p целых и положительных

$$\Gamma(p) = (p - 1)!$$

и при любых положительных p справедливо равенство

$$\Gamma(p + 1) = p\Gamma(p).$$

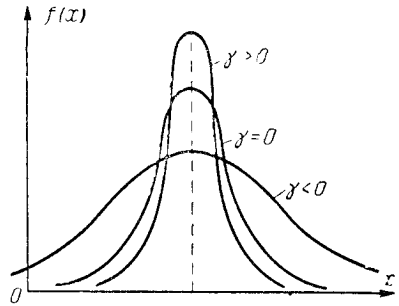


Рис. 1-5.

Для вычисления интеграла введем новую переменную t равенством

$$t = \frac{x^2}{2},$$

$$\text{откуда } x = \sqrt{2t} \text{ и } dx = \frac{dt}{\sqrt{2t}}.$$

$$\begin{aligned} m &= \int_0^{+\infty} \frac{2te^{-t}}{\sqrt{2t}} dt = \frac{2}{\sqrt{2}} \int_0^{+\infty} t^{\frac{1}{2}} e^{-t} dt = \\ &= \frac{2}{\sqrt{2}} \int_0^{+\infty} t^{\frac{3}{2}-1} e^{-t} dt = \frac{2}{\sqrt{2}} \Gamma\left(\frac{3}{2}\right) = \\ &= \frac{2}{\sqrt{2}} \Gamma\left(\frac{1}{2} + 1\right) = \frac{1}{\sqrt{2}} \Gamma\left(\frac{1}{2}\right). \end{aligned}$$

Известно, что $\Gamma\left(\frac{1}{2}\right) = \sqrt{\pi}$, поэтому

$m = \sqrt{\pi/2}$. Найдем начальные моменты второго, третьего и четвертого порядков:

$$m_2 = \int_0^{+\infty} x^2 e^{-\frac{x^2}{2}} dx = 2 \int_0^{+\infty} t^{2-1} e^{-t} dt = \\ = 2\Gamma(2) = 2;$$

$$m_3 = \int_0^{+\infty} x^3 e^{-\frac{x^2}{2}} dx = \frac{4}{\sqrt{2}} \int_0^{+\infty} t^{\frac{3}{2}-1} e^{-t} dt = \\ = \frac{4}{\sqrt{2}} \int_0^{+\infty} t^{\frac{5}{2}-1} e^{-t} dt = \frac{6}{\sqrt{2}} \Gamma\left(\frac{3}{2}\right) = \\ = 3\sqrt{\frac{\pi}{2}};$$

$$m_4 = \int_0^{+\infty} x^4 e^{-\frac{x^2}{2}} dx = 4 \int_0^{+\infty} t^2 e^{-t} dt = \\ = 4\Gamma(3) = 8.$$

Теперь найдем величину дисперсии и среднего квадратичного уклонения

$$d(X) = m_2 - m^2 = 2 - \frac{\pi}{2};$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{4-\pi}{2}}.$$

Центральные моменты третьего и четвертого порядков равны:

$$\mu_3 = m_3 - 3mm_2 + 2m^3 = 3\sqrt{\frac{\pi}{2}} - \\ - 6\sqrt{\frac{\pi}{2}} + \pi\sqrt{\frac{\pi}{2}} = \\ = \sqrt{\frac{\pi}{2}}(\pi - 3);$$

$$\mu_4 = m_4 - 4m_3m + 6m_2m^2 - 3m^4 = \\ = 8 - \frac{3}{4}\pi^2 = \frac{32 - 3\pi^2}{4}.$$

Теперь можно найти коэффициенты асимметрии и эксцесса:

$$k = \frac{2\sqrt{\pi}(\pi - 3)}{\sqrt{(4 - \pi)^3}} > 0.$$

Так как асимметрия положительна, то вершина кривой распределения смещена влево от математического ожидания.

$$\gamma = \frac{32 - 3\pi^2}{(4 - \pi)^2} - 3 > 0.$$

Положительный эксцесс говорит о том, что кривая распределения более острая и высокая, чем у кривой нормального закона распределения, имеющего ту же дисперсию.

На рис. 1-6 изображена кривая распределения

$$f(x) = xe^{-\frac{x^2}{2}}.$$

Коэффициент корреляции. Аналогично тому, как мы ввели понятия начальных и центральных моментов для случайной величины, введем понятия моментов и для системы двух случайных величин.

Пусть дана система двух случайных величин X и Y с плотностью распределения вероятностей $f(x, y)$.

Начальным моментом порядка $(k+l)$ системы двух случайных величин X и Y называется математическое ожидание произведения $(X^k Y^l)$. По определению следует:

$$m(X^k Y^l) = m_{k,l} = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} x^k y^l f(x, y) dx dy.$$

Для системы дискретных случайных величин начальный момент порядка $(k+l)$ определяется равенством

$$m(X^k Y^l) = m_{k,l} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i^k y_j^l p_{ij},$$

где x_i и y_j — возможные значения величин X и Y .

Центральным моментом порядка $(k+l)$ системы двух случайных величин X и Y называется математическое ожидание произведения

$$(X - m_x)^k (Y - m_y)^l,$$

где m_x и m_y — соответственно математические ожидания случайных величин X и Y .

Из определения следует:

$$\mu_{(k+l)} = m[(X - m_x)^k (Y - m_y)^l] = \\ = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} (x - m_x)^k (y - m_y)^l f(x, y) dx dy.$$

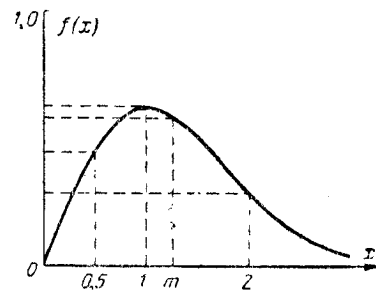


Рис. 1-6.

Для системы дискретных случайных величин центральный момент порядка $(k+l)$ определяется равенством

$$\begin{aligned} \mu_{(k+l)} &= m [(X - m_x)^k (Y - m_y)^l] = \\ &= \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n (x_i - m_x)^k (y_j - m_y)^l p_{ij}. \end{aligned}$$

В приложениях теории вероятностей находят наибольшее применение лишь начальные моменты первого порядка и центральные моменты второго порядка.

Начальные моменты первого порядка $(1+0)$ и $(0+1)$ совпадают с математическими ожиданиями m_x и m_y . Действительно,

$$\begin{aligned} m_{1,0} &= m (X^1 Y^0) = m (X) = m_x; \\ m_{0,1} &= m (X^0 Y^1) = m (Y) = m_y. \end{aligned}$$

Геометрически величины m_x и m_y можно трактовать как координаты точки, являющейся средним положением случайных точек (x, y) на координатной плоскости.

Для центральных моментов второго порядка возможны следующие варианты: $(2+0)$, $(0+2)$ и $(1+1)$:

$$\begin{aligned} \mu_{2+0} &= m [(X - m_x)^2 (Y - m_y)^0] = \\ &= m [(X - m_x)^2] = d(X); \\ \mu_{0+2} &= m [(X - m_x)^0 (Y - m_y)^2] = \\ &= m [(Y - m_y)^2] = d(Y). \end{aligned}$$

Центральные моменты второго порядка $(2+0)$ и $(0+2)$ есть не что иное, как дисперсии случайных величин X и Y . Геометрически они характеризуют рассеивание случайных точек (x, y) в направлении координатных осей. Наибольшее значение имеет центральный момент второго порядка $(1+1)$, который называется смешанным центральным моментом или ковариацией случайных величин:

$$\begin{aligned} \mu_{1+1} &= m [(X - m_x)(Y - m_y)] = \\ &= \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} (x - m_x)(y - m_y) f(x, y) dx dy. \end{aligned}$$

Для дискретных случайных величин соответственно получим соотношение

$$\begin{aligned} \mu_{1+1} &= m [(X - m_x)(Y - m_y)] = \\ &= \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n (x_i - m_x)(y_j - m_y) p_{ij}. \end{aligned}$$

Если случайные величины X и Y независимы, то

$$f(x, y) = \varphi(x) \psi(y),$$

где $\varphi(x)$ и $\psi(y)$ — соответственно плотности распределения вероятностей случайных величин X и Y . Следовательно, для независимых случайных величин справедливо равенство

$$\begin{aligned} \mu_{1+1} &= \int_{-\infty}^{+\infty} (x - m_x) \varphi(x) dx \times \\ &\times \int_{-\infty}^{+\infty} (y - m_y) \psi(y) dy. \end{aligned}$$

Так как центральные моменты первого порядка для любых распределений равны нулю, то оба интеграла в правой части равенства равны нулю. Из этого следует, что ковариация случайных независимых величин для любых распределений равна нулю:

$$\mu_{1+1} = 0.$$

Естественно, что когда ковариация случайных величин отлична от нуля, то это говорит о зависимости случайных величин и в какой-то степени является мерой зависимости. В качестве такой меры будет безразмерный коэффициент

$$\begin{aligned} R_{x,y} &= \frac{m [(X - m_x)(Y - m_y)]}{\sqrt{m[(X - m_x)^2]m[(Y - m_y)^2]}} = \\ &= \frac{\mu_{1+1}}{\sqrt{d(X) d(Y)}}, \end{aligned}$$

который называется коэффициентом корреляции (связи) между случайными величинами X и Y .

Пользуясь свойствами математического ожидания и замечая, что в знаменателе корень квадратный из дисперсий случайных величин, запишем коэффициент корреляции в более удобном для вычисления виде:

$$R_{x,y} = \frac{m(XY) - m_x m_y}{\sigma_x \sigma_y}.$$

Свойства коэффициента корреляции следующие:

1. Если X и Y — независимые случайные величины, то их коэффициент корреляции равен нулю:

$$R_{x,y} = 0.$$

Случайные величины, для которых $R_{x,y} = 0$, называются некоррелированными. Таким образом, независимые случайные величины всегда некоррелированы. Обратное утверждение не имеет места. Иногда и зависимые случайные величины могут быть некоррелированными.

2. Коэффициент корреляции не изменяет своей величины при линейном преобразовании случайной величины.

Пусть $X = aX_1 + b$, тогда $R_{x,y} = R_{x_1,y}$.

3. Коэффициент корреляции по модулю не превосходит единицы: $-1 \leq R_{x,y} \leq 1$.

4. Если зависимость между случайными величинами X и Y линейная, то коэффициент корреляции этих величин по абсолютной величине равен единице: $R_{x,y} = \pm 1$.

Пример. Определить коэффициент корреляции системы случайных величин X и Y , если плотность распределения вероятностей

$$f(x, y) = \frac{3}{\pi} e^{-5x^2 - 18xy - 5y^2}.$$

Решение. Определим математическое ожидание m_x и m_y :

$$\begin{aligned} m_x &= \frac{3}{\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} x e^{-5x^2 - 18xy - 5y^2} dx dy = \\ &= \frac{3}{\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} e^{-\frac{9}{5}y^2} dy \int_{-\infty}^{+\infty} x e^{-5\left(x + \frac{4}{5}y\right)^2} dx. \end{aligned}$$

Вычислим отдельно внутренний интеграл:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} x e^{-5\left(x + \frac{4}{5}y\right)^2} dx.$$

Введем новую переменную $z = x + \frac{4}{5}y$,

тогда получим:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} \left(z - \frac{4}{5}y\right) e^{-5z^2} dz = -\frac{4}{5} \sqrt{\frac{\pi}{5}} y.$$

Теперь вычисляем внешний интеграл:

$$m_x = -\frac{12}{5\pi} \sqrt{\frac{\pi}{5}} \int_{-\infty}^{+\infty} y e^{-\frac{9}{5}y^2} dy = 0.$$

В силу симметрии x и y в выражении $f(x, y)$ следует, что $m_y = 0$. Найдем $m(XY)$:

$$\begin{aligned} m(XY) &= \frac{3}{\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} xy e^{-5x^2 - 18xy - 5y^2} dx dy = \\ &= \frac{3}{\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} y e^{-\frac{9}{5}y^2} dy \int_{-\infty}^{+\infty} x e^{-5\left(x + \frac{4}{5}y\right)^2} dx = \\ &= -\frac{12}{5\pi} \sqrt{\frac{\pi}{5}} \int_{-\infty}^{+\infty} y^2 e^{-\frac{9}{5}y^2} dy. \end{aligned}$$

Зная, что

$$\int_{-\infty}^{+\infty} t^2 e^{-r^2 t^2} dt = \frac{\sqrt{\pi}}{2r^3},$$

найдем:

$$\begin{aligned} m(XY) &= -\frac{12}{5\pi} \sqrt{\frac{\pi}{5}} \frac{\sqrt{\pi} \cdot 5 \sqrt{5}}{2 \cdot 27}, \\ m(XY) &= -\frac{2}{9}. \end{aligned}$$

Для определения средних квадратичных уклонов σ_x и σ_y необходимо вычислить $m(X^2)$ и $m(Y^2)$.

$$\begin{aligned} m(X^2) &= \frac{3}{\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} x^2 e^{-5\left(x + \frac{4}{5}y\right)^2} \times \\ &\times e^{-\frac{9}{5}y^2} dx dy = \frac{3}{\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} e^{-\frac{9}{5}y^2} \times \\ &\times dy \int_{-\infty}^{+\infty} x^2 e^{-5\left(x + \frac{4}{5}y\right)^2} dx. \end{aligned}$$

Вычислим отдельно внутренний интеграл, вводя подстановку $z = x + \frac{4}{5}y$:

$$\begin{aligned} &\int_{-\infty}^{+\infty} x^2 e^{-5\left(x + \frac{4}{5}y\right)^2} dx = \\ &= \int_{-\infty}^{+\infty} \left(z^2 - \frac{8}{5}zy + \frac{16}{25}y^2\right) e^{-5z^2} dz = \\ &= \int_{-\infty}^{+\infty} z^2 e^{-5z^2} dz - \frac{8}{5}y \int_{-\infty}^{+\infty} ze^{-5z^2} dz + \\ &+ \frac{16}{25}y^2 \int_{-\infty}^{+\infty} e^{-5z^2} dz = \\ &= \frac{1}{10} \sqrt{\frac{\pi}{5}} + \frac{16}{25}y^2 \sqrt{\frac{\pi}{5}}. \end{aligned}$$

В результате имеем:

$$\begin{aligned} m(X^2) &= \frac{3}{10\pi} \sqrt{\frac{\pi}{5}} \int_{-\infty}^{+\infty} e^{-\frac{9}{5}y^2} dy + \\ &+ \frac{48}{25\pi} \sqrt{\frac{\pi}{5}} \int_{-\infty}^{+\infty} y^2 e^{-\frac{9}{5}y^2} dy = \frac{5}{18}. \end{aligned}$$

Аналогично вычисляя, находим:

$$m(Y^2) = \frac{5}{18}.$$

Окончательно получим:

$$\begin{aligned} \sigma_x &= \sigma_y = \sqrt{\frac{5}{18}}, \\ R_{xy} &= \frac{m(XY)}{\sigma_x \sigma_y} = -\frac{4}{5}. \end{aligned}$$

1-4. ЗАКОНЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЛУЧАЙНЫХ ВЕЛИЧИН

Среди многочисленных законов распределения вероятностей, которым подчиняются случайные величины, особое значение имеет нормальный закон распределения или закон Гаусса — Лапласа.

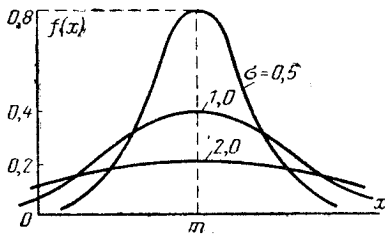


Рис. 1-7.

Нормальный закон характеризуется плотностью распределения вида

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}},$$

где параметр m — математическое ожидание случайной величины, а параметр σ — среднее квадратичное отклонение этой величины.

График кривой $f(x)$ симметричен относительно математического ожидания m , причем кривая имеет один максимум в точке $x=m$.

Нетрудно заметить, что

$$f_{\text{макс}}(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}}.$$

С ростом σ величина максимального значения уменьшается, причем кривая как бы растягивается вдоль оси OX . Наоборот, при уменьшении σ кривая вдоль своего максимума вытягивается вверх, но сжимается в горизонтальном направлении (рис. 1-7). При изменении параметра m кривая $f(x)$ перемещается по оси OX , не изменяя своей формы.

Нормальное распределение имеет нулевой эксцесс $\gamma=0$. Пусть дана случайная величина X , подчиненная нормальному закону, тогда интегральная функция распределения определится равенством

$$F(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}} dx.$$

Введя переменную $u = \frac{x-m}{\sigma}$, получим:

$$F(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^u e^{-\frac{u^2}{2}} du.$$

Так как

$$\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^0 e^{-\frac{u^2}{2}} du = \frac{1}{2},$$

то

$$F(x) = \frac{1}{2} + \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^u e^{-\frac{u^2}{2}} du.$$

Интеграл

$$\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^u e^{-\frac{u^2}{2}} du$$

называется интегралом вероятностей.

Таким образом,

$$F(x) = \frac{1}{2} + \Phi(u),$$

где $u = \frac{x-m}{\sigma}$.

Значения интеграла вероятностей помещены в табл. П1-1.

Свойства интеграла вероятностей

1. $\Phi(0) = 0$.

2. $\Phi(+\infty) = \frac{1}{2}$.

3. Интеграл вероятностей — нечетная функция:

$$\Phi(-u) = -\Phi(u).$$

С помощью интеграла вероятностей может быть вычислена вероятность попадания случайной величины в заданный интервал (α, β) :

$$p(\alpha \leq X < \beta) = F(\beta) - F(\alpha) = \Phi\left(\frac{\beta-m}{\sigma}\right) - \Phi\left(\frac{\alpha-m}{\sigma}\right).$$

В частном случае, когда $\alpha = m - \varepsilon$, $\beta = m + \varepsilon$, эта формула принимает вид:

$$P(|X - m| < \varepsilon) = \Phi\left(\frac{\varepsilon}{\sigma}\right) - \Phi\left(-\frac{\varepsilon}{\sigma}\right) = 2\Phi\left(\frac{\varepsilon}{\sigma}\right).$$

Если положить $\varepsilon = 3\sigma$, то

$$P(|X - m| < 3\sigma) = 2\Phi(3).$$

Пользуясь таблицей значений интеграла вероятностей, найдем

$$\Phi(3) = 0,49865,$$

откуда

$$P(|X - m| < 3\sigma) = 0,997.$$

Итак, с вероятностью 0,997 можно считать, что случайная величина, распределен-

ная по нормальному закону, заключена в интервале $(m-3\sigma, m+3\sigma)$, т. е. вероятность выхода случайной величины за пределы этого интервала очень мала. Это утверждение носит название правила трех сигм.

Особое значение нормального закона распределения заключается в следующем. Если суммируется достаточно большое число независимых случайных величин, подчиненных различным законам распределения, причем каждое слагаемое, взятое в отдельности, оказывает малое влияние на сумму,

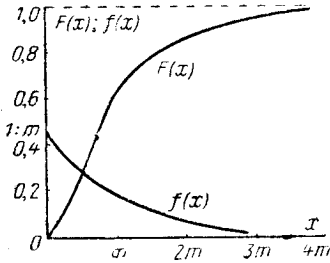


Рис. 1-8.

то суммарная случайная величина подчиняется закону, близкому к нормальному распределению. Таким образом, нормальный закон является предельным законом для других законов распределения.

Экспоненциальное распределение вероятностей характеризуется плотностью распределения

$$f(x) = \frac{1}{m} e^{-\frac{x}{m}}$$

Экспоненциальная плотность распределения вероятностей имеет большое применение в теории надежности. Во многих случаях время безотказной работы различных систем подчиняется экспоненциальному закону.

Интегральная функция распределения вероятностей для экспоненциального закона имеет вид:

$$F(x) = \frac{1}{m} \int_0^x e^{-x/m} dx = 1 - e^{-x/m}.$$

Свойства экспоненциального распределения:

1. Среднее квадратичное уклонение σ равно математическому ожиданию, т. е. $\sigma = m$. Для полной вероятностной оценки случайной величины, подчиненной экспоненциальному закону, это свойство дает возможность определить лишь один параметр m , т. е. математическое ожидание.

2. Условная плотность распределения вероятностей $f(x/a)$, вычисленная в предположении, что осуществилось событие $X > a$, равна безусловному распределению

$$f(x/a) = \frac{1}{m} e^{-(x-a)/m} (x > a),$$

т. е. характер экспоненциального распределения не зависит от начала отсчета величины X .

На рис. 1-8 изображены плотность вероятностей $f(x)$ и интегральная функция распределения $F(x)$ экспоненциального закона.

Распределение Рэлея. Плотность распределения вероятностей

$$f(x) = \frac{\pi}{2m^2} x e^{-\frac{\pi}{4m^2} x^2}.$$

Интегральная функция распределения вероятностей

$$F(x) = \int_0^x f(x) dx = 1 - e^{-\frac{\pi}{4m^2} x^2}.$$

Среднее квадратичное уклонение

$$\sigma = m \sqrt{\frac{4-\pi}{\pi}} = 0,52 m.$$

На рис. 1-9 изображены функции $f(x)$ и $F(x)$ для закона Рэлея.

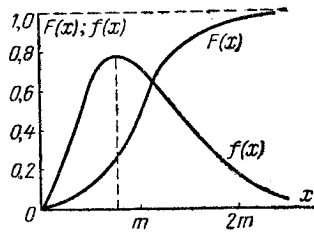


Рис. 1-9.

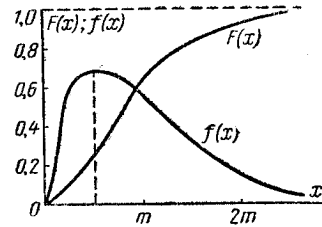


Рис. 1-10.

Распределение Эрланга. Плотность распределения вероятностей

$$f(x) = \frac{4}{m^2} x e^{-2x/m}.$$

Интегральная функция распределения вероятностей

$$F(x) = 1 - \left(1 + \frac{2x}{m}\right) e^{-2x/m}.$$

Среднее квадратичное уклонение

$$\sigma = 0,71 m.$$

На рис. 1-10 изображены функции $f(x)$ и $F(x)$, определяемые законом Эрланга. Распределение Вейбулла. Плотность распределения вероятностей

$$f(x) = Ax^{k-1} e^{-\frac{A}{k} x^k},$$

где

$$A = \frac{k\Gamma^k\left(1 + \frac{1}{k}\right)}{m^k},$$

k — некоторый неотрицательный постоянный параметр;

$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$ — «гамма-функция», определяемая равенством

$$\Gamma(p) = \int_0^{+\infty} t^{p-1} e^{-t} dt.$$

Интегральная функция распределения:

$$F(x) = 1 - e^{-\frac{A}{k} x^k}.$$

Распределение ХИ-квadrat. Плотность распределения:

$$f(u) = \frac{\frac{r}{2} - 1}{2^{\frac{r}{2}} \Gamma\left(\frac{r}{2}\right)} e^{-\frac{u}{2}}, \quad \left(u = \frac{r}{m} x\right),$$

где r — некоторый неотрицательный постоянный параметр, называемый числом степеней свободы распределения ХИ-квadrat. Интегральная функция распределения:

$$F(u) = 1 - \frac{1}{2^{\frac{r}{2}} \Gamma\left(\frac{r}{2}\right)} \int_u^{+\infty} u^{\frac{r}{2}-1} e^{-\frac{u}{2}} du$$

Гамма-распределение. Плотность распределения вероятностей

$$f(x) = \frac{k^{2k-1} x^{k-1}}{m^{k+1} \Gamma(k)} e^{-\frac{k^2 x}{m^2}}, \quad (k \geq 0).$$

Для вычисления интегральной функции распределения $F(x)$ необходимо ввести новую переменную $u = 2k^2 x/m^2$, подставить ее в выражение $f(x)$ и перейти к распределению ХИ-квadrat.

Мы перечислили некоторые основные законы распределения вероятностей, применяемые для вероятностного описания непрерывных случайных величин в теории надежности.

1-5. СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЗАКОНОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Обработка статистической выборки. Пусть в результате эксперимента получен статистический материал о некоторой случайной величине X в виде достаточного числа s различных значений этой случайной величины:

$$x_1, x_2, x_3, \dots, x_s,$$

Совокупность конечного числа значений (x_1, x_2, \dots, x_s) случайной величины X называется статистической выборкой.

Статистическая выборка представляет собой первичный статистический материал, который должен быть подвергнут обработке. Одним из способов обработки является построение статистической функции распределения $F^*(x)$ или статистической плотности распределения $f^*(x)$ и получение некоторых числовых характеристик такого эмпирического распределения, которые дали бы общее представление о статистической выборке. Кроме того, необходимо выяснить вероятность того, что случайные значения величины X , содержащиеся в статистической выборке, будут заключены в заданном интервале (α, β) . Если мы решим эти задачи, то возникнет следующая задача: по данным статистической выборки построить теоретический закон распределения $F(x)$ и выяснить степень согласованности теоретического и статистического распределений.

Дискретное статистическое распределение. Предположим, что случайная величина X может принимать следующие дискретные значения:

$$x_1, x_2, x_3, \dots, x_s,$$

которые выписаны в порядке возрастания.

Допустим, что произведено достаточное число n измерений случайной величины X . Количества измерений, давшие каждое из возможных значений $x_1, x_2, x_3, \dots, x_s$, называются частотами значений случайной величины. Будем обозначать частоты соответственно $n_1, n_2, n_3, \dots, n_s$, следовательно,

$$n_1 + n_2 + n_3 + \dots + n_s = n,$$

т. е. сумма частот каждого возможного значения случайной величины X равна количеству произведенных экспериментов.

Отношение частоты n_k к общему объему измерений n называется статистической вероятностью того, что величина X примет значение x_k :

$$p_k^* = \frac{n_k}{n},$$

причем

$$p_1^* + p_2^* + \dots + p_k^* + \dots + p_n^* = 1.$$

Обозначим N_k количество измерений случайной величины X , давших значения меньше, чем значение x_k ; очевидно

$$N_1=0, N_2=n_1, N_3=n_1+n_2, N_4=n_1+n_2+n_3; \\ \dots \\ N_k = n_1 + n_2 + \dots + n_{k-1} \dots N_s = \\ = n_1 + n_2 + \dots + n_{s-1} = n - n_s.$$

Если все числа N_k ($k=1, 2, 3 \dots s$) разделить на общее число измерений n , то получим числа P_k^* , которые можно считать значениями статистической функции распределения $F^*(x)$ дискретной случайной величины X :

$$P_k^* = \frac{N_k}{n}.$$

Добавим к числу возможных значений случайной величины X еще одно значение x_{s+1} , как угодно близкое к x_s и несколько больше его. Так как измерения не дают такого значения, то $n_{s+1}=0$. Следовательно, по определению чисел N_k будут выполняться равенства:

$$N_{s+1} = n, P_{s+1}^* = \frac{n_{s+1}}{n} = 0, \\ P_{s+1}^* = \frac{N_{s+1}}{n} = \frac{n}{n} = 1.$$

Первичная обработка статистического материала оформляется в виде табл. 1-1:

Таблица 1-1

x_k	x_1	x_2	x_3	\dots	x_s	x_{s+1}
n_k	n_1	n_2	n_3	\dots	n_s	$n_{s+1}=0$
p_k^*	p_1^*	p_2^*	p_3^*	\dots	p_s^*	$p_{s+1}^*=0$
N_k	$N_1=0$	N_2	N_3	\dots	N_s	$N_{s+1}=n$
P^*	$P_1^*=0$	P_2^*	P_3^*	\dots	P_s^*	$P_{s+1}^*=1$

В первой строке записываются возможные значения случайной величины X , во второй — их частоты, в третьей — статистические вероятности значений x_k , в четвертой — числа N_k , в последней строке таблицы имеем значения статистической функции распределения.

В результате такой работы получим статистическую функцию распределения

$$F^*(x) = \sum_{x_k < x} P_k^*(X = x_k).$$

Функция $F^*(x)$ при каждом значении x_k претерпевает скачок, равный соответ-

ствующей статистической вероятности этого значения.

Вероятность попадания случайной величины в заданный интервал (α, β) определяется равенством

$$P(\alpha < X < \beta) = \sum_{x > \alpha}^{x < \beta} P_k^*.$$

Пример. В результате исследования случайной величины X максимальной емкости 20 подстроечных конденсаторов получены следующие результаты (в пикофарадах):

Таблица 1-2

x_k	4,31	4,35	4,36	4,40	4,42	4,50	4,60	4,65
n_k	2	1	1	4	2	5	2	3

Построить график статистической функции распределения и найти вероятность попадания случайной величины в интервал (4,36; 4,60).

Решение.

Добавляем еще одно значение $x_9 = 4,70$ и составляем табл. 1-3.

Таблица 1-3

x_k	4,31	4,35	4,36	4,40	4,42	4,50	4,60	4,65	4,70
n_k	2	1	1	4	2	5	2	3	0
p_k^*	0,10	0,05	0,05	0,20	0,10	0,25	0,10	0,15	0
N_k	0	2	3	4	8	10	15	17	20
P_k^*	0	0,10	0,15	0,20	0,40	0,50	0,75	0,85	1

По результатам вычислений строим график статистической функции распределения $F^*(x)$ (рис. 1-11).

Вероятность попадания случайной величины максимальной емкости подстроечных конденсаторов в интервал (4,36 пф, 4,60 пф) определяется равенством

$$P(4,36 < X < 4,60) = \sum_{x > 4,36}^{x < 4,60} P_k^* = \frac{1}{5} + \\ + \frac{1}{10} + \frac{1}{4} = 0,55.$$

Числовые статистические характеристики. Для полной характеристики статистической выборки определяются числовые статистические характе-

ристики, аналогичные числовым характеристикам теории вероятности.

1. Статистическое среднее значение m^* . Суммарной числовой характеристикой статистического распределения является статистическое среднее, аналогичное математическому ожиданию случайной величины:

$$m^* = \sum_{k=1}^s x_k p_k^*$$

где p_k^* — статистические вероятности.

При достаточно большом количестве измерений n статистическое среднее может быть приближено равным математическому ожиданию.

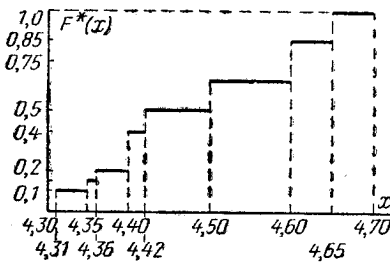


Рис. 1-11.

2. Статистическое среднее квадратичное уклонение σ^* . Среднее квадратичное уклонение статистического распределения определяется равенством

$$(\sigma^*)^2 = \sum_{k=1}^s p_k^* (x_k - m^*)^2.$$

Для вычисления более удобна формула, получающаяся с помощью свойств математического ожидания:

$$(\sigma^*)^2 = \sum_{k=1}^s p_k^* x_k^2 - (m^*)^2.$$

3. Статистические моменты. Начальный статистический момент порядка r определяется формулой

$$m_r^* = \sum_{k=1}^s p_k^* x_k^r.$$

Центральный статистический момент порядка r определяется равенством

$$\mu_r^* = \sum_{k=1}^s p_k^* (x_k - m^*)^r.$$

Все эти определения полностью совпадают с соответствующими определениями теории вероятностей с той лишь разницей, что в них всюду вместо математиче-

ского ожидания фигурирует статистическое среднее. При увеличении числа измерений все статистические числовые характеристики будут сходиться по вероятности к соответствующим математическим характеристикам и при достаточно большом числе измерений могут быть приняты приближенно равными им. Все свойства статистических начальных и центральных моментов сохраняются. В частности, статистический центральный момент первого порядка всегда равен нулю.

Пример. По результатам задачи о максимальной емкости подстроечных конденсаторов в предыдущем параграфе найдем:

$$m^* = \sum_{k=1}^s x_k p_k^* = 4,31 \cdot 0,10 + 4,35 \cdot 0,05 + 4,36 \cdot 0,05 + 4,40 \cdot 0,20 + 4,42 \cdot 0,10 + 4,50 \cdot 0,25 + 4,60 \cdot 0,10 + 4,65 \cdot 0,15;$$

$$m^* = 4,47;$$

$$(\sigma^*)^2 = \sum_{k=1}^s p_k^* x_k^2 - (m^*)^2 = 0,10 \cdot 18,576 + 0,05 \cdot 18,923 + 0,05 \cdot 19,010 + 0,20 \cdot 19,360 + 0,10 \cdot 19,536 + 0,25 \cdot 20,250 + 0,10 \cdot 21,160 + 0,15 \cdot 21,623 - 19,981; (\sigma^*)^2 = 0,14; \sigma^* = 0,37.$$

Непрерывные статистические распределения. Пусть в результате измерения случайной величины X получена некоторая статистическая выборка. Возьмем из этой совокупности значений случайной величины наименьшее и наибольшее значения. Весьма часто первое несколько уменьшают, а второе несколько увеличивают. Это делается с целью уменьшения значащих цифр в граничных точках области возможных значений случайной величины. Некоторое расширение области значений вполне допустимо, так как истинная область значений X , как правило, шире статистической выборки.

Разделим весь диапазон значений $Q = x_{\max} - x_{\min}$ на s равных интервалов так, чтобы $\Delta x = Q/s$. Принято брать от 10 до 20 интервалов. Границы интервалов обозначим

$$x^{(0)}, x^{(1)}, x^{(2)}, \dots, x^{(k)}, \dots, x^{(s)}.$$

Теперь подсчитаем количество значений статистической выборки, которые попали в каждый из интервалов. Если некоторые значения величины X совпадают с границами интервалов, то относят их либо к левому, либо к правому интервалу по предварительному соглашению. Иногда при такой ситуации приписывают по половине случаев к каждому из смежных интервалов.

В каждом интервале возьмем значение, равное середине этого интервала — x_k . После подсчета частот n_k в каждом из интервалов относят эти частоты к серединам ин-

тервалов и получается как бы дискретная случайная величина, принимающая значения

$$x_1, x_2, x_3, \dots, x_k, \dots, x_s$$

со статистическими вероятностями

$$p_1^* = \frac{n_1}{n}, p_2^* = \frac{n_2}{n}, \dots, p_s^* = \frac{n_s}{n}.$$

Результаты подсчета сведем в табл. 1-4. Вычисление основных статистических характеристик распределения (среднее статистическое, среднее квадратичное отклонение, моменты) производится по тем же формулам, что и для дискретной случайной величины.

Таблица 1-4

Интервалы ($x^{(k-1)}, x^{(k)}$)	(x^0, x^1)	(x^1, x^2)	...	($x^{s-1}, x^{(s)}$)
Средины интервалов x_k	x_1	x_2	...	x_s
Частоты n_k	n_1	n_2	...	n_s
Статистические вероятности p_k^*	p_1^*	p_2^*	...	p_s^*
Числа N_k	$N_1=0$	N_2	...	$N_s=n$
Значения функции P_k^*	$P_1^*=0$	P_2^*	...	$P_s^*=1$

Если распределение отличается от нормального, то для описания статистической выборки и для вероятностных расчетов недостаточно параметров m^* и σ^* . В таких случаях следует вычислить статистические коэффициенты асимметрии и эксцесса:

$$k = \frac{m \{(x-m^*)^3\}}{(\sigma^*)^3} = \frac{\mu_3^*}{(\sigma^*)^3},$$

$$\gamma^* = \frac{m \{(x-m^*)^4\}}{(\sigma^*)^4} = \frac{\mu_4^*}{(\sigma^*)^4}.$$

Если распределение асимметрично, то вычисляют статистические моду и медиану.

Статистическая медиана x_m^* есть значение случайной непрерывной величины, меньше которого в статистическом распределении половина случаев, т.е. вероятность появления значения, меньшего медианы, равна 0,5. Статистическую медиану определяют с помощью чисел N_k . Если среди них найдется N_k , равное половине общего числа измерений, то в качестве медианы следует принять значение x_k .

Действительно,

$$\begin{aligned} N_k &= n_1 + n_2 + \dots + n_{k-1} = \\ &= nP_k^* = nP^*(X < x_k). \end{aligned}$$

Но $N_k = n/2$, поэтому $nP^*(X < x_k) = n/2$, откуда

$$P^*(X < x_k) = 1/2.$$

Следовательно, $x_m^* = x_k$.

Если же нет числа N_k , которое равнялось бы $n/2$, то находят $N_r < n/2$ так, чтобы $N_{r+1} > n/2$. Соответствующие значения случайной величины будут x_r и x_{r+1} . Медиана заключена между этими значениями, определяется по числам x_r и x_{r+1} и по соответствующим числам N_r и N_{r+1} с помощью интерполяции

$$x_m^* = x_r + \frac{x_{r+1} - x_r}{N_{r+1} - N_r} \left(\frac{n}{2} - N_r \right).$$

Статистической модой x_i^* называется значение середины интервала ($x^{(i-1)}, x^{(i)}$), в котором частота n_i наибольшая.

Критерий согласия ХИ-квдрат. Допустим, что полученная нами статистическая функция распределения $F^*(x)$ аппроксимируется некоторой теоретической интегральной функцией распределения $F(x)$, которая содержит некоторые буквенные параметры. Естественно, возникает вопрос: как хорошо согласуется подобранная интегральная функция с экспериментальными данными. Эта задача решается в такой последовательности. Сначала вычисляют некоторые числовые характеристики теоретического распределения как функции буквенных параметров распределения и приравнивают к соответствующим числовым характеристикам статистического распределения. В результате получают систему уравнений, с помощью которой вычисляют параметры. По найденным параметрам находят числовые характеристики теоретической функции $F(x)$, т.е. находят интегральную функцию распределения $F(x)$. Затем сравнивают полученное теоретическое распределение с имеющимся статистическим распределением. Буквенные параметры нужно вычислять так, чтобы выбранное теоретическое распределение наилучшим образом согласовалось со статистическим. Весьма удобен в этом случае метод моментов Пирсона.

По этому методу нужно вычислить центральные моменты второго и более высоких порядков и начальный момент первого порядка, т.е. математическое ожидание. Затем найденные числовые характеристики теоретического распределения приравнять к одноименным моментам статистического распределения. Моменты теоретического распределения являются функциями буквенных параметров, а моменты статистического распределения — постоянные числа, полученные обработкой

статистического материала. Приравняв эти числа функциям буквенных параметров, получим систему уравнений.

Чаще статистическое распределение аппроксимируют нормальным законом распределения, содержащим два параметра: m — математическое ожидание и σ — среднее квадратичное отклонение. Поэтому для аппроксимации статистического распределения нормальным законом достаточно получить равенства $m = m^*$, $\sigma = \sigma^*$, где m и σ — параметры нормального закона распределения, а m^* и σ^* — вычисленные моменты статистического распределения.

Для установления степени согласованности теоретического и статистического распределений удобнее всего воспользоваться критерием согласия ХИ-квадрат.

Предположим, что в результате обработки экспериментального материала нами получено статистическое распределение

$$F^*(x) = \sum_{x_k < x} p_k (X = x_k).$$

Допустим, что этот эмпирический закон мы аппроксимируем некоторой теоретической функцией распределения $F(x)$. Пирсон показал, что мера согласованности между теоретическим и статистическим распределениями является случайной величиной, подчиняющейся закону распределения ХИ-квадрат. Поэтому в качестве меры согласованности берется величина χ^2 :

$$\chi^2 = \sum_{k=1}^s \frac{(n_k - np_k)^2}{np_k},$$

где p_k — вероятность попадания случайных значений x_k в соответствующий интервал $(x^{(k-1)}, x^{(k)})$, вычисленная по теоретическому закону; n_k — частота попадания случайного значения x_k в соответствующий интервал; n — число произведенных измерений.

Распределение ХИ-квадрат зависит от параметра r , называемого числом степеней свободы распределения. Число степеней свободы равно числу интервалов s минус число независимых связей h , налагаемых на статистические вероятности. Примерами таких связей могут быть:

$$\sum_{k=1}^s p_k^* = 1;$$

$$m^* = \sum_{k=1}^s x_k p_k^* = m;$$

$$(\sigma^*)^2 = \sum_{k=1}^s p_k^* x_k^2 - (m^*)^2 \text{ и т. д.}$$

Таким образом,

$$r = s - h.$$

Для распределения ХИ-квадрат составлены таблицы (см. табл. П1-2 в конце первого раздела). Пользуясь этой таблицей, можно для каждого значения χ^2 и числа степеней свободы r найти вероятность p того, что величина, распределенная по закону ХИ-квадрат, превзойдет это значение. Если вероятность p весьма мала (событие практически невозможное), то теоретический закон распределения $F(x)$ следует отвергнуть как несогласующийся с экспериментальными данными. Если же вероятность p достаточно велика, то теоретическую функцию распределения $F(x)$ можно считать согласующейся с опытными данными.

Если статистическое распределение аппроксимируется нормальным законом распределения, то вероятности попадания случайных значений x_k в каждый из интервалов $(x^{(k-1)}, x^{(k)})$ вычисляются с помощью формулы Муавра—Лапласа

$$p_k = P(x_{k-1} < X < x_k) = \\ = \Phi\left(\frac{x_k - m^*}{\sigma^*}\right) - \Phi\left(\frac{x_{k-1} - m^*}{\sigma^*}\right).$$

Пример. При изучении случайной величины X проведено 100 измерений и результаты измерений сведены в табл. 1-5. Найти статистическую функцию распределения $F^*(x)$ и сравнить ее с помощью критерия согласия ХИ-квадрат с нормальным законом распределения.

Решение. Несколько расширяем диапазон возможных значений случайной величины, полагаем

$$x_{\min} = -20, \quad x_{\max} = 30,$$

так что

$$Q = 30 - (-20) = 50.$$

Разделим весь диапазон возможных значений случайной величины на десять равных интервалов:

$$\Delta x = \frac{50}{10} = 5.$$

Составляем табл. 1-6 для вычисления значений статистической функции распределения $F^*(x)$, объединяя последние два интервала по причине их малочисленности.

По данным табл. 1-6 строим график статистической функции распределения (рис. 1-12)

$$F^*(x) = \sum_{k=1}^{10} p_k (X = x_k).$$

Аппроксимируем полученную статистическую функцию распределения нормальным законом:

$$F(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}} dx.$$

Таблица 1-5

x_k	-17,8	-12,0	-7,3	-3,0	2,8	8,1	12,5	17,4	22,5	28,0
n_k	4	6	7	12	25	20	14	9	2	1

Таблица 1-6

$(x_k^{k-1}, x_k^{(k)})$	(-20, -15)	(-15, -10)	(-10, -5)	(-5, 0)	(0, 5)	(5, 10)	(10, 15)	(15, 20)	(20, 25)	(25, 30)
x_k	-17,5	-12,5	-7,5	-2,5	2,5	7,5	12,5	17,5	22,5	27,5
n_k	4	6	7	12	25	20	14	9	3	0
p_k^*	0,04	0,06	0,07	0,12	0,25	0,20	0,14	0,09	0,03	0
N_k	0	4	10	17	29	54	74	88	97	100
P_k^*	0	0,04	0,10	0,17	0,29	0,54	0,74	0,88	0,97	1,00

Для получения нормального закона распределения найдем статистическое среднее m^* и статистическое среднее квадратичное отклонение σ^* :

$$m^* = \sum_{k=1}^{10} p_k^* x_k = 3,05;$$

$$(\sigma^*)^2 = \sum_{k=1}^{10} p_k^* x_k^2 - (m^*)^2 = 99,45, \quad \sigma^* = 9,97.$$

Полагая $m = m^*$ и $\sigma = \sigma^*$, получаем:

$$m = 3,05, \quad \sigma = 9,97.$$

Получаем теоретическую функцию распределения:

$$F(x) = \frac{1}{9,97 \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(x-3,05)^2}{2 \cdot 99,45}} dx.$$

С помощью критерия согласия Пирсона χ^2 -квadrat находим степень согласованности между $F^*(x)$ и $F(x)$. Число степеней свободы r определяется равенством

$$r = s - h = 10 - 3 = 7,$$

так как число интервалов в табл. 1-6 равно 10 и имеем три связи:

$$m = m^*, \quad \sigma = \sigma^*, \quad \sum_{k=1}^{10} p_k^* = 1.$$

С помощью формулы Муавра — Лапласа вычисляем теоретические вероятности p_k

попадания значений x_k в каждый из интервалов,

$$p_1 = P(-20 < X < -15) = \Phi\left(\frac{-15 - 3,05}{9,97}\right) -$$

$$- \Phi\left(\frac{-20 - 3,05}{9,97}\right) = 0,025;$$

$$p_2 = P(-15 < X < -10) =$$

$$= \Phi\left(\frac{-10 - 3,05}{9,97}\right) -$$

$$- \Phi\left(\frac{-15 - 3,05}{9,97}\right) = 0,060,$$

$$p_3 = P(-10 < X < -5) =$$

$$= \Phi\left(\frac{-5 - 3,05}{9,97}\right) -$$

$$- \Phi\left(\frac{-10 - 3,05}{9,97}\right) = 0,114,$$

$$p_4 = P(-5 < X < 0) = \Phi\left(\frac{0 - 3,05}{9,97}\right) -$$

$$- \Phi\left(\frac{-5 - 3,05}{9,97}\right) = 0,169,$$

$$p_5 = P(0 < X < 5) = \Phi\left(\frac{5 - 3,05}{9,97}\right) -$$

$$- \Phi\left(\frac{0 - 3,05}{9,97}\right) = 0,191,$$

$$p_6 = P(5 < X < 10) = \Phi\left(\frac{10 - 3,05}{9,97}\right) -$$

$$- \Phi\left(\frac{5 - 3,05}{9,97}\right) = 0,179,$$

$$p_7 = P(10 < X < 15) = \Phi\left(\frac{15 - 3,05}{9,97}\right) -$$

$$- \Phi\left(\frac{10 - 3,05}{9,97}\right) = 0,127,$$

$$p_8 = P(15 < X < 20) = \Phi\left(\frac{20 - 3,05}{9,97}\right) -$$

$$- \Phi\left(\frac{15 - 3,05}{9,97}\right) = 0,071,$$

$$p_9 = P(20 < X < 25) = \Phi\left(\frac{25 - 3,05}{9,97}\right) -$$

$$- \Phi\left(\frac{20 - 3,05}{9,97}\right) = 0,031,$$

$$p_{10} = P(25 < X < 30) = \Phi\left(\frac{30 - 3,05}{9,97}\right) -$$

$$- \Phi\left(\frac{25 - 3,05}{9,97}\right) = 0,010.$$

Найденные значения p_k подставим в формулу для определения χ^2 :

$$\chi^2 = \sum_{k=1}^{10} \frac{(n_k - np_k)^2}{np_k} = 6,73.$$

Учитывая, что число степеней свободы равно 7, найдем вероятность p по табл. П1-2; $p=0,53$.

Нормальный закон распределения вполне согласуется с экспериментальными данными. На рис. 1-12 из графика наблюдается согласие функций $F^*(x)$ и $F(x)$.

Доверительные интервалы и доверительные вероятности. Статистические числовые характеристики (статистическое среднее, среднее квадратичное отклонение, мода, медиана, коэффициенты асимметрии и эксцесса) вполне достаточны для общего описания различных распределений, а некоторые из них и для выяснения вопроса согласия статистического и теоретического распределений. Тем не менее, часто на практике возникает задача не только определения этих статистических числовых характеристик, но и оценки их точности и надежности.

Положим, что мы, проведя n испытаний, нашли в качестве математического ожидания m статистическое среднее m^* . Выясним вопрос: с какой вероятностью можно утверждать, что допущенная при этом ошибка не превзойдет некоторой величины ϵ ?

Обозначим эту вероятность q , тогда $q = P(|m^* - m| < \epsilon)$. Это есть вероятность того, что неизвестное нам значение m будет заключено в интервале $(m^* - \epsilon, m^* + \epsilon)$. Та-
3*

кой интервал называется доверительным. Вероятность q называется доверительной вероятностью. Доверительный интервал характеризует точность полученного результата, а доверительная вероятность — его надежность.

Аналогично рассуждая, можно то же самое сказать и относительно других статистических характеристик.

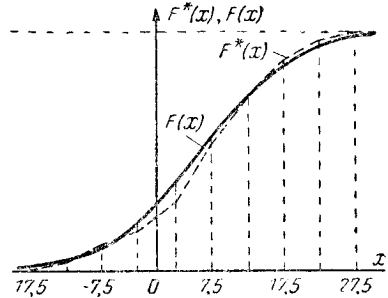


Рис. 1-12.

Чтобы иметь возможность вычислить доверительные вероятности и доверительные интервалы, необходимо найти теоретический закон распределения. Эта задача решается с помощью аппроксимации статистического распределения каким-либо теоретическим распределением, выбранным по тем или иным соображениям. Найденный теоретический закон должен быть согласован с имеющимся статистическим законом. Только тогда, взяв за основу принятую теоретическую функцию распределения, можно составить таблицы для вычисления доверительной вероятности по заданным доверительным интервалам и для решения обратной задачи. Вопрос о точности и надежности статистических числовых характеристик весьма подробно изучен для случая, когда величина распределена по нормальному закону. Таблицы 1-7 и 1-8 содержат значения доверительных интервалов и доверительных вероятностей для нормального закона распределения.

Таблица 1-7

Доверительные вероятности	Нижняя граница	Верхняя граница
0,900	$m^* - 1,645\sigma$	$m^* + 1,645\sigma$
0,990	$m^* - 2,577\sigma$	$m^* + 2,577\sigma$
0,999	$m^* - 3,291\sigma$	$m^* + 3,291\sigma$

Определение наилучшего типа эмпирической функции. Теперь мы обладаем методом, позволяющим устанавливать, насколько то или иное теоретическое распределение согласуется с экспериментальными данными. В некоторых случаях этот метод применяется к такому

Таблица 1-8

Доверительные интервалы	Доверительные вероятности
$m^* \pm 1\sigma$	0,6827
$m^* \pm 2\sigma$	0,9545
$m^* \pm 3\sigma$	0,9973
$m^* \pm 4\sigma$	0,9999

статистическому материалу, относительно которого мы имеем основание полагать, что он подчиняется одному из хорошо известных нам законов распределения. Иногда таких предварительных сведений у нас нет, и поэтому мы вынуждены выбрать кривую распределения чисто эмпирическим путем. Вопрос о методе аппроксимации статистического распределения решается из соображений, связанных с физикой решаемой задачи, с учетом характера полученной статистической кривой и степени точности произведенных измерений.

Часто выбор типа эмпирической кривой основан на чисто внешнем виде графика статистического распределения. В таких случаях следует придерживаться следующих рекомендаций. Пусть дана таблица соответствующих значений аргумента x и функции y , полученных в результате эксперимента. Нанесем эти результаты на прямоугольную систему координат. Если график, построенный по точкам, представляет собой прямую линию или близок к ней, то следует принять формулу типа $y = a + bx$. Если график — не прямая линия, но весьма плавная кривая без резких поворотов и изгибов, возможно, что к нему подойдет одна из следующих формул:

$$y = a + bx + cx^2 + dx^3.$$

$$y = a + \frac{b}{x}.$$

$$y = \frac{1}{a + bx} \quad \text{или} \quad \frac{1}{y} = a + bx.$$

$$y^2 = a + bx + cx^2 + dx^3.$$

$$y = ab^x.$$

$$y = ae^{bx}.$$

$$\ln y = a + bx + cx^2.$$

$$y = \frac{x}{a + bx + cx^2} \quad \text{или} \quad \frac{x}{y} = a + bx + cx^2.$$

$$y = ax^n.$$

$$y = ax^n + b.$$

$$y = ae^{bx} + c.$$

$$y = \frac{x}{a + bx} + c.$$

$$y = ae^{bx} + ce^{dx}.$$

$$y = ax^m + bx^n.$$

При решении вопроса о том, какую из формул применить в той или иной задаче, полезно руководствоваться следующими указаниями. Если экспериментальные данные, будучи нанесены на логарифмическую сетку (на каждой из осей OX и OY построена логарифмическая шкала), дают прямую линию, то применить формулу типа $y = ax^n$.

Если прямая линия получается при нанесении данных на полулогарифмическую сетку (равномерная шкала по оси OX и логарифмическая по оси OY), лучшей формулой будет $y = ae^{bx}$ или $y = ab^x$, а также другие варианты этих формул.

Если точки $(1/x, y)$ или $(x, 1/y)$, будучи нанесены на обычную систему координат, располагаются по прямой, то следует воспользоваться соответственно формулами

$$y = a + \frac{b}{x}, \quad \frac{1}{y} = a + bx.$$

На способах аппроксимации эмпирических кривых многочленами мы остановимся подробнее.

Параболическая интерполяция. Положим, что дана таблица значений функции $y_1, y_2, y_3, y_4, \dots, y_n$ при значениях аргумента x_1, x_2, \dots, x_n .

Интерполяцией, в широком смысле слова, называется задача отыскания аналитического выражения для $y = f(x)$ по заданной таблице соответствующих значений аргумента и функции. Для определенности задачи в качестве искомой функции берется многочлен степени n

$$P(x) = c_0 x^n + c_1 x^{n-1} + c_2 x^{n-2} + \dots + c_{n-1} x + c_n$$

принимаящий в точках x_1, x_2, \dots, x_n те же значения, что и функция $y = f(x)$, т. е. y_1, y_2, \dots, y_n .

Многочлен $P(x)$ называется интерполяционным, точки x_1, x_2, \dots, x_n — узлами интерполяции. Так как графиком многочлена степени n является парабола порядка n , интерполяция называется параболической.

Рассмотрим наиболее часто встречающийся в практике вычислений случай, когда значения аргумента меняются с постоянным шагом

$$h = x_{i+1} - x_i \quad (i = 0, 1, 2, \dots, n).$$

Конечными разностями первого порядка функции $f(x)$ называются числа: $\Delta y_0 = y_1 - y_0$, $\Delta y_1 = y_2 - y_1$, $\Delta y_2 = y_3 - y_2$, ..., $\Delta y_{n-1} = y_n - y_{n-1}$. Таким же образом определяются конечные разности второго порядка: $\Delta^2 y_0 = \Delta y_1 - \Delta y_0$, $\Delta^2 y_1 = \Delta y_2 - \Delta y_1$, ...

Таблица 1-9

x_i	y_i	Δy_i	$\Delta^2 y_i$	$\Delta^3 y_i$	$\Delta^4 y_i$	$\Delta^5 y_i$	$\Delta^6 y_i$
x_0	y_0						
		Δy_0					
x_1	y_1		$\Delta^2 y_0$				
		Δy_1		$\Delta^3 y_0$			
x_2	y_2		$\Delta^2 y_1$		$\Delta^4 y_0$		
		Δy_2		$\Delta^3 y_1$		$\Delta^5 y_0$	
x_3	y_3		$\Delta^2 y_2$		$\Delta^4 y_1$		$\Delta^6 y_0$
		Δy_3		$\Delta^3 y_2$		$\Delta^5 y_1$	
x_4	y_4		$\Delta^2 y_3$		$\Delta^4 y_2$		
		Δy_4		$\Delta^3 y_3$			
x_5	y_5		$\Delta^2 y_4$				
		Δy_5					
x_6	y_6						

..., $\Delta^2 y_{n-2} = \Delta y_{n-1} - \Delta y_{n-2}$. Аналогично получают разности третьего, четвертого и т. д. порядков. Процесс закончится, когда мы получим единственную разность $\Delta^n y_0$.

Таблица 1-9 представляет собой запись конечных разностей (для определенности принято $n=6$). В таблице конечных разностей каждый последующий столбец имеет одной разностью меньше, чем предыдущий. Все разности четного порядка располагаются в тех же горизонтальных строках, что и аргумент, все нечетные разности располагаются в промежуточных строках.

Перечислим основные свойства конечных разностей:

1. Сумма всех разностей, записанных в некотором столбце, равна разности между самой нижней и самой верхней разностями, записанными в ближайшем левом столбце.

2. Разности n -го порядка целой рациональной функции n -й степени постоянны.

3. Если некоторая функция $y=f(x)$ при каком-то шаге h дает постоянные конечные разности порядка n , то эта функция — целая рациональная степени n .

Пусть требуется построить интерполяционный многочлен для функции, заданной таблицно. Запишем таблицу конечных разностей с некоторым шагом h . Если в таблице окажется столбец с практически постоянными разностями (различие между которыми не превосходит погрешностей их округления), то это дает возможность предсказать, многочленом какой степени наиболее удачно интерполируется данная функция.

Пусть известны значения функции $y=f(x)$ для равноотстоящих значений аргумента $x_0, x_1=x_0+h, x_2=x_0+2h, \dots, x_n=x_0+nh$. Обозначим соответствующие значения функции: y_0, y_1, \dots, y_n .

Существует единственный интерполяционный многочлен $P(x)$ степени n такой, что $P(x_k) = y_k$ для всех $k=0, 1, 2, \dots, n$.

Форма интерполяционного многочлена может быть различной в зависимости от постановки задачи.

Первый многочлен Ньютона

$$P(x) = y_0 + \frac{\Delta y_0}{h}(x - x_0) + \frac{\Delta^2 y_0}{2!h^2}(x - x_0)(x - x_1) + \dots + \frac{\Delta^n y_0}{n!h^n}(x - x_0)(x - x_1) \dots (x - x_{n-1}).$$

Первый многочлен Ньютона содержит в качестве слагаемых многочлены повышающихся степеней, причем коэффициентами при них служат последовательные конечные разности, деленные на факториалы. Конечные разности быстро убывают, и поэтому многочлен Ньютона допускает возможность не учитывать те слагаемые, коэффициенты при которых пренебрежимо малы. Первый многочлен Ньютона применяется при интерполяции функции $y=f(x)$ в окрестности начального значения аргумента, т. е. в окрестности точки x_0 .

Второй многочлен Ньютона

$$P(x) = y_n + \frac{\Delta y_{n-1}}{h}(x - x_n) + \frac{\Delta^2 y_{n-2}}{2!h^2}(x - x_n)(x - x_{n-1}) + \dots + \frac{\Delta^n y_0}{n!h^n}(x - x_n)(x - x_{n-1}) \dots (x - x_1).$$

Второй многочлен Ньютона применяется при интерполяции вблизи конца таблицы. Применяя интерполяционные многочлены Ньютона, мы пользуемся данными таблицы, лежащими по одну сторону от участка интерполяции, когда этот участок расположен либо в начале, либо в конце таблицы. Если же по обе стороны от участка интерполяции имеется достаточное количество соответствующих значений x и y , то многочлены Ньютона следует признать непригодными, ибо игнорирование значений функции слева и справа от участка интерполяции ведет к потере части информации, что снижает точность интерполяции. Чтобы этого избежать, используют интерполяционные многочлены, содержащие разности горизонтальных строк, соответствующих участку интерполяции.

Многочлен Стирлинга. Пусть известны значения функции $y=f(x)$ в узлах интерполяции

$$\dots x_0 - 2h, x_0 - h, x_0, x_0 + h, x_0 + 2h, \dots$$

расположенных слева и справа от точки x_0 , т. е. участок интерполяции находится в середине таблицы.

$$\begin{pmatrix} c_{11} & c_{12} & \dots & c_{1k} & b_1 \\ c_{21} & c_{22} & \dots & c_{2k} & b_2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ c_{k1} & c_{k2} & \dots & c_{kk} & b_k \end{pmatrix}.$$

Элементарными преобразованиями матрицы называются следующие:

вычеркивание нулевой строки, т. е. строки, состоящей сплошь из нулей;
прибавление к элементам одной строки матрицы элементов другой строки, умноженных на любое постоянное число m ;
перестановка местами двух столбцов матрицы.

Если произвести над расширенной матрицей системы уравнений элементарные преобразования, то получим матрицу новой системы уравнений, эквивалентную данной.

Метод Гаусса заключается в том, что с помощью элементарных преобразований матрица системы приводится к диагональному виду:

$$\begin{pmatrix} d_{11} & d_{12} & d_{13} & d_{14} & \dots & d_{1k} & l_1 \\ 0 & d_{22} & d_{23} & d_{24} & \dots & d_{2k} & l_2 \\ 0 & 0 & d_{33} & d_{34} & \dots & d_{3k} & l_3 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & d_{kk} & l_k \end{pmatrix}.$$

Диагональная матрица дает возможность записать новую систему уравнений, эквивалентную исходной, из которой все решения системы усматриваются непосредственно:

$$\left. \begin{aligned} d_{11}a_1 + d_{12}a_2 + \dots + d_{1k}a_k &= l_1 \\ d_{22}a_2 + \dots + d_{2k}a_k &= l_2 \\ \dots & \dots \\ d_{kk}a_k &= l_k \end{aligned} \right\}.$$

Пример. Решить систему уравнений

$$\left. \begin{aligned} 2a_1 - a_2 + a_3 - a_4 &= -3; \\ 2a_1 - a_2 - 3a_4 &= -7; \\ 3a_1 - a_3 + a_4 &= 5; \\ 2a_1 + 2a_2 - 2a_3 + 5a_4 &= 18. \end{aligned} \right\}$$

Решение. Заданной системе соответствует расширенная матрица.

$$\begin{pmatrix} 2 & -1 & 1 & -1 & -3 \\ 2 & -1 & 0 & -3 & -7 \\ 3 & 0 & -1 & 1 & 5 \\ 2 & 2 & -2 & 5 & 18 \end{pmatrix}.$$

Удобнее всего начать с перестановки первого и второго столбцов

$$\begin{pmatrix} -1 & 2 & 1 & -1 & -3 \\ -1 & 2 & 0 & -3 & -7 \\ 0 & 3 & -1 & 1 & 5 \\ 2 & 2 & -2 & 5 & 18 \end{pmatrix}.$$

Умножаем элементы первой строки на -1 и прибавляем к элементам второй строки, затем все элементы первой строки умножаем на 2 и прибавляем к элементам четвертой строки. В результате таких преобразований получим матрицу:

$$\begin{pmatrix} -1 & 2 & 1 & -1 & -3 \\ 0 & 0 & -1 & -2 & -4 \\ 0 & 3 & -1 & 1 & 5 \\ 0 & 6 & 0 & 3 & 12 \end{pmatrix}.$$

Меняем местами второй и третий столбцы:

$$\begin{pmatrix} -1 & 1 & 2 & -1 & -3 \\ 0 & -1 & 0 & -2 & -4 \\ 0 & -1 & 3 & 1 & 5 \\ 0 & 0 & 6 & 3 & 12 \end{pmatrix}.$$

Умножаем элементы второй строки на -1 и прибавляем к элементам третьей строки:

$$\begin{pmatrix} -1 & 1 & 2 & -1 & -3 \\ 0 & -1 & 0 & -2 & -4 \\ 0 & 0 & 3 & 3 & 9 \\ 0 & 0 & 6 & 3 & 12 \end{pmatrix}.$$

Теперь умножаем элементы третьей строки на -2 и прибавляем к элементам четвертой строки:

$$\begin{pmatrix} -1 & 1 & 2 & -1 & -3 \\ 0 & -1 & 0 & -2 & -4 \\ 0 & 0 & 3 & 3 & 9 \\ 0 & 0 & 0 & -3 & -6 \end{pmatrix}.$$

В результате элементарных преобразований расширенной матрицы системы получили диагональную матрицу, соответствующую новой системе уравнений, эквивалентной исходной:

$$\left. \begin{aligned} -a_2 + a_3 + 2a_1 - a_4 &= -3; \\ -a_3 - 2a_4 &= -4; \\ 3a_1 + 3a_4 &= 9; \\ -3a_4 &= -6. \end{aligned} \right\}$$

При составлении новой системы уравнений учитывали перестановку столбцов исходной матрицы.

Из полученной системы уравнений движением снизу вверх находим решение:

$$a_4 = 2, \quad a_1 = 1, \quad a_3 = 0, \quad a_2 = 3.$$

Если эмпирическая функция содержит не более двух параметров, то нормальная система уравнений решается с помощью формул Крамера. Теперь приведем пример на применение метода наименьших квадратов. Предварительно следует обратить внимание на одно обстоятельство, о котором нужно помнить при вычислении параметров

эмпирических функций. Во-первых, данные, используемые для вычисления параметров, должны быть рассматриваемы как точные числа. Во-вторых, окончательные значения параметров должны быть вычислены со столькими значащими цифрами, сколько их имеется в первоначальных данных; во всех промежуточных результатах следует брать на одну цифру больше. Это вызывается тем, что округляя какое-либо приближенное число, мы к той погрешности, которая была в нем раньше, добавляем еще погрешность от округления. Поэтому нужно сделать так, чтобы это уменьшение точности от округления промежуточных результатов было практически неощутимым.

В-третьих, если при вычитании приближенных чисел исчезает несколько важнейших цифр, то вычисление должно быть произведено с достаточным количеством значащих цифр, чтобы получился надежный результат.

Погрешности, происходящие благодаря исчезновению играющих большую роль левых цифр, иногда совсем обесценивают результат вычисления. Этих погрешностей нужно тщательно остерегаться и по возможности их исключать. Для этого поступают так: чтобы получить разность двух приближенных чисел с n значащими цифрами, если заранее известно, что первые m цифр исчезнут при вычитании, действительное нужно производить над числами, имеющими каждое по $m+n$ значащих цифр.

Пример. Дана таблица 1-10 соответствующих значений аргумента и функции, полученная в результате эксперимента. Построим график табличных данных по точкам (рис. 1-13 штриховая линия).

Таблица 1-10

x_i	1	3	5	7	9	11
y_i	1,5	0,9	0,6	0,3	0,2	0,1

Естественно аппроксимировать полученную ломаную показательной функцией, смещенной вправо по оси OX на 2,5 единицы.

Выбираем эмпирическую функцию вида

$$y = ae^{b(x-2,5)}$$

Приведем линеаризацию этой функции относительно неизвестных параметров a и b :

$$\ln y = \ln a + b(x - 2,5).$$

Составляем систему уравнений

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_1 &= \ln a + b(1 - 2,5) - \ln 1,5; \\ \varepsilon_2 &= \ln a + b(3 - 2,5) - \ln 0,9 \\ \varepsilon_3 &= \ln a + b(5 - 2,5) - \ln 0,6; \\ \varepsilon_4 &= \ln a + b(7 - 2,5) - \ln 0,3; \\ \varepsilon_5 &= \ln a + b(9 - 2,5) - \ln 0,2; \\ \varepsilon_6 &= \ln a + b(11 - 2,5) - \ln 0,1, \end{aligned} \right\}$$

или

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_1 &= \ln a - 1,5b - 0,41; \\ \varepsilon_2 &= \ln a + 0,5b + 0,11; \\ \varepsilon_3 &= \ln a + 2,5b + 0,51; \\ \varepsilon_4 &= \ln a + 4,5b + 1,20; \\ \varepsilon_5 &= \ln a + 6,5b + 1,61; \\ \varepsilon_6 &= \ln a + 8,5b + 2,30. \end{aligned} \right\}$$

Находим функцию параметров a и b :

$$F(a, b) = \sum_{i=1}^6 \varepsilon_i^2 = (\ln a - 1,5b - 0,41)^2 + (\ln a + 0,5b + 0,11)^2 + (\ln a + 2,5b + 0,51)^2 + (\ln a + 4,5b + 1,20)^2 + (\ln a + 6,5b + 1,61)^2 + (\ln a + 8,5b + 2,30)^2.$$

Находя частные производные функции $F(a, b)$ по каждому из параметров и приравнявая их нулю, получим нормальную систему линейных относительно параметров уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial a} &= 2(\ln a - 1,5b - 0,41) \frac{1}{a} + \\ &+ 2(\ln a + 0,5b + 0,11) \frac{1}{a} + \\ &+ 2(\ln a + 2,5b + 0,51) \frac{1}{a} + \\ &+ 2(\ln a + 4,5b + 1,20) \frac{1}{a} + \\ &+ 2(\ln a + 6,5b + 1,61) \frac{1}{a} + \\ &+ 2(\ln a + 8,5b + 2,30) \frac{1}{a} = 0; \\ \frac{\partial F}{\partial b} &= -2(\ln a - 1,5b - 0,41) 1,5 + \\ &+ 2(\ln a + 0,5b + 0,11) 0,5 + \\ &+ 2(\ln a + 2,5b + 0,51) 2,5 + \\ &+ 2(\ln a + 4,5b + 1,20) 4,5 + \\ &+ 2(\ln a + 6,5b + 1,61) 6,5 + \\ &+ 2(\ln a + 8,5b + 2,30) 8,5 = 0. \end{aligned} \right\}$$

После упрощений получим:

$$\left. \begin{aligned} 6 \ln a + 21b + 5,32 &= 0; \\ 21 \ln a + 143,5b + 37,36 &= 0. \end{aligned} \right\}$$

Систему решаем по формулам Крамера. Для этого находим определитель системы Δ и определители для неизвестных параметров по известным из алгебры правилам:

$$\Delta = \begin{vmatrix} 6 & 21 \\ 21 & 143,5 \end{vmatrix} = 420,00;$$

$$\Delta_{\ln a} = \begin{vmatrix} -5,32 & 21 \\ -37,36 & 143,5 \end{vmatrix} = 21,14;$$

$$\Delta_b = \begin{vmatrix} 6 & -5,32 \\ 21 & -37,36 \end{vmatrix} = -112,44.$$

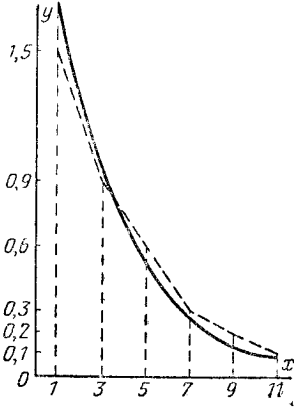


Рис. 1-13.

По формулам Крамера имеем:

$$\ln a = \frac{21,14}{420} = 0,05, \quad a = 1,1;$$

$$b = -\frac{112,44}{420} = -0,3$$

Подставим найденные значения параметров в эмпирическую функцию и получим окончательно:

$$y = 1,1e^{-0,3(x-2,5)}.$$

Беря из табл. 1-10 значения аргумента x , получим с помощью эмпирической функции соответствующие значения величины y и результаты сведем в табл. 1-11.

Таблица 1-11

x_i	1	3	5	7	9	11
y_i	1,73	0,95	0,52	0,29	0,15	0,09

Результаты вычислений и графическое изображение (рис. 1-13 сплошная линия) демонстрируют достаточно хорошую аппроксимацию экспериментальных данных выбранной эмпирической функцией.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ТАБЛИЦА П1-1

ЗНАЧЕНИЯ ИНТЕГРАЛА ВЕРОЯТНОСТЕЙ $\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^u e^{-\frac{u^2}{2}} du$

u	Φ(u)	u	Φ(u)	u	Φ(u)	u	Φ(u)	u	Φ(u)	u	Φ(u)
0,00	0,0000	0,46	0,1772	0,91	0,3186	1,35	0,4115	1,77	0,4616	2,38	0,4913
0,01	0,0040	0,48	0,1844	0,92	0,3212	1,36	0,4131	1,78	0,4625	2,40	0,4918
0,02	0,0080	0,49	0,1879	0,93	0,3238	1,37	0,4147	1,79	0,4633	2,42	0,4922
0,03	0,0120	0,50	0,1915	0,94	0,3264	1,38	0,4162	1,80	0,4641	2,44	0,4927
0,04	0,0160	0,51	0,1950	0,95	0,3289	1,39	0,4177	1,81	0,4649	2,46	0,4931
0,06	0,0239	0,52	0,1985	0,96	0,3315	1,40	0,4192	1,82	0,4656	2,48	0,4934
0,08	0,0319	0,53	0,2019	0,97	0,3340	1,41	0,4207	1,83	0,4664	2,50	0,4938
0,09	0,0359	0,54	0,2054	0,98	0,3365	1,42	0,4222	1,84	0,4671	2,52	0,4941
0,10	0,0398	0,55	0,2088	0,99	0,3389	1,43	0,4236	1,85	0,4678	2,54	0,4945
0,11	0,0438	0,56	0,2123	1,00	0,3413	1,44	0,4251	1,86	0,4686	2,56	0,4948
0,12	0,0478	0,57	0,2157	1,01	0,3437	1,45	0,4265	1,87	0,4693	2,58	0,4951
0,13	0,0517	0,58	0,2190	1,02	0,3461	1,46	0,4279	1,88	0,4699	2,60	0,4953
0,14	0,0557	0,59	0,2224	1,03	0,3485	1,47	0,4292	1,89	0,4706	2,62	0,4956
0,15	0,0596	0,60	0,2257	1,04	0,3508	1,48	0,4305	1,90	0,4713	2,64	0,4959
0,16	0,0636	0,61	0,2291	1,05	0,3531	1,49	0,4319	1,91	0,4719	2,66	0,4961
0,17	0,0675	0,62	0,2324	1,06	0,3554	1,50	0,4332	1,92	0,4726	2,68	0,4963
0,18	0,0714	0,63	0,2357	1,07	0,3577	1,51	0,4345	1,93	0,4732	2,70	0,4965
0,19	0,0753	0,64	0,2389	1,08	0,3599	1,52	0,4357	1,94	0,4738	2,72	0,4967
0,20	0,0793	0,65	0,2422	1,09	0,3621	1,53	0,4370	1,95	0,4744	2,74	0,4969
0,21	0,0832	0,66	0,2454	1,10	0,3643	1,54	0,4382	1,96	0,4750	2,76	0,4971
0,22	0,0871	0,67	0,2486	1,11	0,3665	1,55	0,4394	1,97	0,4756	2,78	0,4973
0,23	0,0910	0,68	0,2517	1,12	0,3686	1,56	0,4405	1,98	0,4761	2,80	0,4974
0,24	0,0948	0,69	0,2549	1,13	0,3708	1,57	0,4418	1,99	0,4767	2,82	0,4976
0,25	0,0987	0,70	0,2580	1,14	0,3729	1,58	0,4429	2,00	0,4772	2,84	0,4977
0,26	0,1026	0,71	0,2611	1,15	0,3749	1,59	0,4441	2,02	0,4783	2,86	0,4979
0,27	0,1064	0,72	0,2642	1,16	0,3770	1,60	0,4452	2,04	0,4793	2,88	0,4980
0,28	0,1103	0,73	0,2673	1,17	0,3790	1,61	0,4463	2,06	0,4803	2,90	0,4981
0,29	0,1141	0,74	0,2703	1,18	0,3810	1,62	0,4474	2,08	0,4812	2,92	0,4982
0,30	0,1179	0,75	0,2734	1,19	0,3830	1,63	0,4484	2,10	0,4821	2,94	0,4984
0,31	0,1217	0,76	0,2764	1,20	0,3849	1,64	0,4495	2,12	0,4830	2,96	0,4985
0,32	0,1255	0,77	0,2794	1,21	0,3869	1,65	0,4505	2,14	0,4838	2,98	0,4986
0,33	0,1293	0,78	0,2823	1,22	0,3888	1,66	0,4515	2,16	0,4846	3,00	0,49865
0,34	0,1331	0,79	0,2852	1,23	0,3907	1,67	0,4525	2,18	0,4854	3,20	0,49931
0,35	0,1368	0,80	0,2881	1,24	0,3925	1,68	0,4535	2,20	0,4861	3,40	0,49966
0,36	0,1406	0,81	0,2910	1,26	0,3962	1,69	0,4545	2,22	0,4863	3,60	0,499841
0,37	0,1443	0,82	0,2939	1,28	0,3997	1,70	0,4554	2,24	0,4875	3,80	0,499928
0,38	0,1480	0,83	0,2967	1,29	0,4015	1,71	0,4564	2,26	0,4881	4,00	0,499968
0,39	0,1517	0,84	0,2995	1,30	0,4032	1,72	0,4573	2,28	0,4887	4,50	0,499997
0,40	0,1554	0,86	0,3051	1,31	0,4049	1,73	0,4582	2,30	0,4893	5,00	0,49999937
0,41	0,1591	0,88	0,3106	1,32	0,4066	1,74	0,4591	2,32	0,4898		
0,42	0,1628	0,89	0,3133	1,33	0,4082	1,75	0,4599	2,34	0,4904		
0,43	0,1664	0,90	0,3159	1,34	0,4099	1,76	0,4608	2,36	0,4909		
0,44	0,1700										

ТАБЛИЦА П1-2

ЗНАЧЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ χ^2 В ЗАВИСИМОСТИ ОТ r И p

r \ p	p													
	0,99	0,98	0,95	0,90	0,80	0,70	0,50	0,30	0,20	0,10	0,05	0,02	0,01	0,00
1	0,000	0,001	0,004	0,016	0,064	0,148	0,455	1,074	1,642	2,71	3,84	5,41	6,64	10,83
2	0,020	0,040	0,103	0,211	0,446	0,713	1,386	2,41	3,22	4,60	5,99	7,82	9,21	13,82
3	0,115	0,185	0,352	0,584	1,005	1,424	2,37	3,66	4,64	6,25	7,82	9,84	11,34	16,27
4	0,297	0,429	0,711	1,064	1,649	2,20	3,36	4,88	5,99	7,78	9,49	11,67	13,28	18,46
5	0,554	0,752	1,145	1,610	2,34	3,00	4,35	6,06	7,29	9,24	11,07	13,39	15,09	20,5
6	0,872	1,134	1,635	2,20	3,07	3,83	5,35	7,23	8,56	10,64	12,59	15,03	16,81	22,5
7	1,239	1,564	2,17	2,83	3,82	4,67	6,35	8,38	9,80	12,02	14,07	16,62	18,48	24,3
8	1,646	2,03	2,73	3,49	4,59	5,53	7,34	9,52	11,03	13,36	15,51	18,17	20,1	26,1
9	2,09	2,53	3,32	4,17	5,38	6,39	8,34	10,66	12,24	14,68	16,92	19,68	21,7	27,9
10	2,56	3,06	3,94	4,86	6,18	7,27	9,34	11,78	13,44	15,99	18,31	21,2	23,2	29,6
11	3,05	3,61	4,58	5,58	6,99	8,15	10,34	12,90	14,63	17,28	19,68	22,6	24,7	31,3
12	3,57	4,18	5,23	6,30	7,81	9,03	11,34	14,01	15,81	18,55	21,0	24,1	26,2	32,9
13	4,11	4,76	5,89	7,04	8,62	9,93	12,34	15,12	16,98	19,81	22,4	25,5	27,7	34,6
14	4,66	5,37	6,57	7,79	9,47	10,82	13,34	16,22	18,15	21,1	23,7	26,9	29,1	36,1

Продолжение табл. П1-2

r	p	0,99	0,98	0,95	0,90	0,80	0,70	0,50	0,30	0,20	0,10	0,05	0,02	0,01	0,00
15	5,23	5,98	7,26	8,55	10,31	11,72	14,34	17,32	19,31	22,3	25,0	28,3	30,6	37,7	
16	5,81	6,61	7,96	9,31	11,15	12,62	15,34	18,42	20,5	23,5	26,3	29,6	32,0	39,3	
17	6,41	7,26	8,67	10,08	12,00	13,53	16,34	19,51	21,6	24,8	27,6	31,0	33,4	40,8	
18	7,02	7,91	9,39	10,86	12,85	14,44	17,34	20,6	22,8	26,0	28,9	32,3	34,8	42,3	
19	7,63	8,57	10,11	11,65	13,72	15,35	18,34	21,7	23,9	27,2	30,1	33,7	36,2	43,8	
20	8,26	9,24	10,85	12,44	14,58	16,27	19,34	22,8	25,0	28,4	31,4	35,0	37,6	45,3	
21	8,90	9,92	11,59	13,24	15,44	17,18	20,3	23,9	26,2	29,6	32,7	36,3	38,9	46,8	
22	9,54	10,60	12,34	14,04	16,31	18,10	21,3	24,9	27,3	30,8	33,9	37,7	40,3	48,3	
23	10,20	11,29	13,09	14,85	17,19	19,02	22,3	26,0	28,4	32,0	35,2	39,0	41,6	49,7	
24	10,86	11,99	13,85	15,66	18,06	19,94	23,3	27,1	29,6	33,2	36,4	40,3	43,0	51,2	
25	11,52	12,70	14,61	16,47	18,94	20,9	24,3	28,2	30,7	34,4	37,7	41,7	44,3	52,6	
26	12,20	13,41	15,38	17,29	19,82	21,8	25,3	29,2	31,8	35,6	38,9	42,9	45,6	54,1	
27	12,88	14,12	16,15	18,11	20,7	22,7	26,3	30,3	32,9	36,7	40,1	44,1	44,1	55,5	
28	13,56	14,85	16,93	18,94	21,6	23,6	27,3	31,4	34,0	37,9	41,3	45,4	45,4	56,9	
29	14,26	15,57	17,71	19,77	22,5	24,6	28,3	32,5	35,1	39,1	42,6	46,7	46,7	58,3	
30	14,95	16,31	18,49	20,6	23,4	25,5	29,3	33,5	35,2	40,3	43,8	48,0	48,0	59,7	

ТАБЛИЦА П1-3

ЗНАЧЕНИЯ ТРИГОНОМЕТРИЧЕСКИХ ФУНКЦИЙ

α°	$\sin \alpha$	$\operatorname{tg} \alpha$	$\operatorname{ctg} \alpha$	$\cos \alpha$	α°	α радиан-нов	$\sin \alpha$	$\operatorname{tg} \alpha$
0	0,0000	0,0000	—	1,000	90	0	0,000	0,000
1	0175	0175	57,3	1,000	89	5,73	0,100	+0,100
2	0349	0349	28,6	0,999	88	11,5	0,199	+0,203
3	0523	0524	19,1	999	87	17,2	0,296	+0,310
4	0697	0699	14,3	998	86	22,9	0,389	+0,422
5	0,0872	0,0875	11,4	0,996	85	28,7	0,480	+0,547
6	1045	1051	9,51	995	84	34,4	0,564	+0,684
7	1219	1228	8,11	993	83	40,1	0,644	+0,842
8	139	141	7,11	990	82	$\frac{\pi}{4}$	0,707	+1,000
9	156	158	6,31	988	81	45,0	0,8	+1,028
10	0,174	0,176	5,67	0,985	80	51,6	0,717	+1,260
11	191	194	5,145	982	79	57,3	0,784	+1,558
12	208	213	4,705	978	78	63,0	0,842	+1,963
13	225	231	4,331	974	77	68,8	0,891	+2,579
14	242	249	4,011	970	76	74,5	0,932	+3,606
15	0,259	0,268	3,732	0,966	75	80,2	0,964	+5,789
16	276	287	487	961	74	86,0	0,985	+14,30
17	292	306	271	956	73	$\frac{\pi}{2}$	1,000	—
18	309	325	3,078	951	72	91,7	0,999	—33,75
19	326	344	2,904	946	71	97,4	0,992	—7,695
20	0,342	0,364	2,747	0,940	70	103,1	0,974	—4,292
21	358	384	605	934	69	108,9	0,946	—2,921
22	375	404	475	927	68	114,6	0,909	—2,184
23	391	424	356	921	67	120,3	0,863	—1,711
24	407	445	246	914	66	126,1	0,808	—1,373
25	0,423	0,466	2,145	0,906	65	131,8	0,745	—1,118
26	438	488	2,050	899	64	$\frac{3\pi}{4}$	0,707	—1,000
27	454	510	1,963	891	63	135,0	0,676	—0,916
28	469	532	881	883	62	143,2	0,599	—0,748
29	485	554	804	875	61	149,0	0,515	—0,602
30	0,500	0,577	1,732	0,866	60	154,7	0,428	—0,472
31	515	601	654	857	59	160,4	0,336	—0,356
32	530	625	600	848	58	166,1	0,240	—0,247
33	545	649	540	839	57	171,9	0,141	—0,142
34	559	675	483	829	56	177,6	0,042	—0,042
35	0,574	0,700	1,428	0,819	55	180,0	0,000	—0,000
36	588	727	376	809	54			
37	601	754	327	799	53			
38	616	781	280	788	52			
39	629	810	235	777	51			

$$\sin \frac{\pi}{6} = \frac{1}{2}, \quad \cos \frac{\pi}{6} = \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Продолжение табл. П1-3

α°	$\sin \alpha$	$\operatorname{tg} \alpha$	$\operatorname{ctg} \alpha$	$\cos \alpha$		α°	α радиан-нов	$\sin \alpha$	$\operatorname{tg} \alpha$
40	0,643	0,839	1,192	0,766	50	$\operatorname{tg} \frac{\pi}{6} = \frac{1}{\sqrt{3}}, \operatorname{ctg} \frac{\pi}{6} = \sqrt{3},$ $\sin \frac{\pi}{4} = \cos \frac{\pi}{4} = \frac{1}{\sqrt{2}},$ $\operatorname{tg} \frac{\pi}{4} = \operatorname{ctg} \frac{\pi}{4} = 1.$			
41	656	869	150	755	49				
42	669	900	111	743	48				
43	682	933	072	731	47				
44	695	966	036	719	46				
45	0,707	1,000	1,000	0,707	45				
	$\cos \alpha$	$\operatorname{ctg} \alpha$	$\operatorname{tg} \alpha$	$\sin \alpha$	α°				
α градусов	1	2	3	4	5	6	7	8	9
α радианов	0,017	0,035	0,052	0,070	0,087	0,105	0,122	0,140	0,157

1 радиан=57°17'45"

Таблица П1-4

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Некоторые постоянные числа

$\pi = 3,14159265$	$e = 2,71828183$
$2\pi = 6,28318531$	$e^2 = 7,38905610$
$3\pi = 9,42477796$	$\sqrt{e} = 1,64872127$
$4\pi = 12,56637061$	$e^{\pi} = 23,14069263$
$\pi:2 = 1,57079633$	$e^{-\pi} = 0,04321392$
$\pi:3 = 1,04719755$	$1:e = 0,36787944$
$\pi:4 = 0,78539816$	$1:e^2 = 0,13533528$
$\pi:6 = 0,52359878$	$1:\sqrt{e} = 0,60653066$
$1:\pi = 0,31830989$	$\frac{\pi}{2} = 4,81047738$
$1:2\pi = 0,15915494$	$e^{-\frac{\pi}{2}} = 0,20787958$
$1:3\pi = 0,10610330$	$\ln \pi = 1,14472989$
$1:4\pi = 0,07957747$	$\ln 10 = 2,30258509$
$\pi^2 = 9,86960440$	$\ln 100 = 4,60517019$
$\pi^3 = 31,00627668$	$\lg \pi = 0,49714987$
$\sqrt{\pi} = 1,77245385$	$\lg e = 0,43429448$
$\sqrt{2\pi} = 2,50662827$	$\sqrt{2} = 1,41421356$
$\sqrt{\pi:2} = 1,25331414$	$\sqrt{3} = 1,73205081$
$\sqrt[3]{\pi} = 1,46459189$	$\sqrt{5} = 2,23606798$
$1:\sqrt{\pi} = 0,56418958$	$\sqrt{6} = 2,44948974$
$1:\sqrt{2\pi} = 0,39894228$	$\sqrt{7} = 2,64575131$
$\sqrt{2:\pi} = 0,79788456$	$\sqrt{8} = 2,82842712$
$2:\sqrt{\pi} = 1,12837917$	$\sqrt{10} = 3,16227766$
$\sqrt[3]{\pi} = 0,68278406$	$\sqrt[3]{2} = 1,25992105$
$1:2\sqrt{\pi} = 0,28209479$	$\sqrt[3]{3} = 1,44224937$

- 1-1. Андре Анго, Математика для электро- и радиосиженеров, М., «Наука», 1965.
- 1-2. Вентцель Е. С. Теория вероятностей, М., Физматгиз, 1958.
- 1-3. Гутер Р. С., Овчинский Б. В. Элементы численного анализа и математической обработки результатов опыта, М., Физматгиз, 1962.
- 1-4. Емельянов Г. В., Скитович В. П. Задачник по теории вероятностей и математической статистике. Изд-во ЛГУ, 1967.
- 1-5. Михайлов В. К. Элементы комбинаторики. Изд. МЭИ, 1967.
- 1-6. Михайлов В. К. Случайные события. Изд. МЭИ, 1967.
- 1-7. Михайлов В. К. Случайные величины. Изд. МЭИ, 1967.
- 1-8. Михайлов В. К., Михайлова Н. Н. Элементы линейной алгебры. Изд. МЭИ, 1967.
- 1-9. Пугачев В. С. Введение в теорию вероятностей, М., «Наука», 1968.
- 1-10. Солодовников А. С. Введение в линейную алгебру и линейное программирование, М., «Просвещение», 1966.
- 1-11. Скарборо Дж. Численные методы математического анализа, М., ГТТИ, 1934.
- 1-12. Шишенок Н. А., Репкин В. Ф., Барвинский Л. Л. Основы теории надежности, М., «Советское радио», 1964.
- 1-13. Щиголев Б. М. Математическая обработка наблюдений, М., Физматгиз, 1962.

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

2-1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Электрические нагрузки являются исходными данными для решения сложного комплекса технических и экономических вопросов, возникающих при проектировании электроснабжения современного промышленного предприятия. Определение электрических нагрузок составляет первый этап проектирования любой системы электроснабжения и производится с целью выбора и проверки токоведущих элементов и трансформаторов по нагреву и экономическим соображениям, расчета отклонений и колебаний напряжения, выбора компенсирующих установок, защитных устройств и т. д. От правильной оценки ожидаемых электрических нагрузок зависит рациональность выбора схемы и всех элементов системы электроснабжения и ее технико-экономические показатели (капитальные вложения, ежегодные эксплуатационные расходы, приведенные затраты, расход цветного металла и потери электроэнергии).

В настоящее время существует ряд научно обоснованных методов расчета электрических нагрузок и ведутся дальнейшие теоретические разработки по их усовершенствованию на основе обследования нагрузок действующих предприятий. Наибольшее применение для определения электрических нагрузок получил предложенный доктором техн. наук профессором Г. М. Каяловым метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузки, который положен в основу «Указаний по определению электрических нагрузок в промышленных установках» [Л. 2-1]. Учитывая, что системы электроснабжения промышленных предприятий эксплуатируются при некоторых изменяющихся во времени условиях производства (усовершенствование технологических процессов, повышение использования оборудования и т. п.), которые трудно учесть при проектировании, теоретически невозможно и практически не требуется обеспечивать высокую точность расчета электрических нагрузок. Поэтому в практике проектирования в соответствии с [Л. 2-1] при упрощении расчетных формул (графиков) для определения электрических нагрузок принята допустимая погрешность $\pm 10\%$.

Ниже приведены основные понятия и методы определения электрических нагрузок промышленных предприятий.

А. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

2-2. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Электрическая нагрузка — величина, характеризующая потребление мощности

отдельными приемниками или потребителями электроэнергии.

Приемник — индивидуальное устройство (электродвигатель, электрическая печь, электрическая лампа и т. п.), потребляющее электрическую энергию.

Потребитель — совокупность приемников цеха (корпуса) или предприятия в целом, объединенных в группы по следующим основным признакам:

напряжению, роду тока, частоте тока; требуемой степени бесперебойности питания и степени резервирования;

по технологическим связям и режимам работы;

по территориальному размещению и стабильности расположения электрооборудования;

схеме электроснабжения.

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий основными являются три вида нагрузок: активная мощность, реактивная мощность и ток. Изменение нагрузки во времени можно наблюдать по измерительным приборам и регистрировать самопишущим прибором. В условиях эксплуатации изменение нагрузки по активной и реактивной мощности во времени записывают, как правило, по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии, снятым через определенные равные интервалы времени.

Кривая изменения активной, реактивной или токовой нагрузки во времени называется *графиком нагрузки* соответственно по активной мощности, реактивной мощности или току. Графики нагрузок подразделяются на *индивидуальные* — для отдельных приемников электроэнергии и *групповые* — для групп приемников электроэнергии. Индивидуальные графики нагрузок обозначаются строчными буквами: $p(t)$, $q(t)$, $i(t)$, а групповые обозначаются теми же, но прописными буквами: $P(T)$, $Q(T)$, $I(T)$ [Л. 2-1].

Графики нагрузок большинства приемников электроэнергии вследствие повторения производственных операций обладают определенной регулярностью в той или иной степени. С точки зрения регулярности индивидуальные графики нагрузок могут быть подразделены на *периодические*, *циклические*, *нециклические* и *нерегулярные*. Групповые графики нагрузок по степени регулярности, зависящей от видов индивидуальных графиков и взаимосвязей нагрузок отдельных приемников по технологическому режиму работы, подразделяются на *периодические*, *почти периодические* и *нерегулярные* [Л. 2-2, 2-3].

Индивидуальные графики необходимы для определения нагрузок отдельных мощных приемников электроэнергии с резко переменным характером нагрузки (например, прокатные станы, электрические печи

и др.). При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий в большинстве случаев используются групповые графики нагрузок (от графиков нагрузок группы, состоящей из нескольких приемников, до графиков нагрузок предприятия в целом). Графики нагрузок всего предприятия дают возможность определить потребление активной и реактивной энергии предприятием, правильно выбрать питающие источники тока и выполнить наиболее рациональную схему электроснабжения. Каждая отрасль промышленности имеет свои характерные суточные и годовые графики нагрузок, определяемые технологическим процессом производства. Однако следует иметь в виду, что вообще графики нагрузок предприятия не являются стабильными, а претерпевают постоянные изменения в связи с изменением технологического процесса, внедрением новых прогрессивных производственных процессов, повышением использования оборудования за счет интенсификации и автоматизации производственных процессов, изменением удельного потребления электроэнергии на единицу продукции и т. п. В силу изложенного выше при проектировании электроснабжения нового промышленного предприятия к используемым данным и показателям аналогичных производств действующих предприятий, выявленным при обследовании, следует вводить необходимые поправки на техническое перевооружение данной отрасли промышленности.

2.3. ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ ОСНОВНЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

Номинальная (или установленная) мощность приемников электроэнергии является достаточно достоверной исходной величиной для расчета электрических нагрузок. Длительно допустимая по нагреву суммарная номинальная мощность всех приемников группы дает первую, самую грубую оценку возможного верхнего предела значений расчетной групповой нагрузки. При этом номинальная мощность приемников всегда приводится к длительному режиму их работы.

Номинальная мощность одного приемника электроэнергии — это мощность, обозначенная на заводской табличке или в паспорте двигателя, силового или специального трансформатора, либо на колбе или цоколе источника света.

Под номинальной активной мощностью P_n электродвигателей понимается выраженная в киловаттах мощность, развиваемая двигателем на валу при номинальном напряжении, а под номинальной активной мощностью других приемников электроэнергии — потребляемая ими из сети мощность в киловаттах при номинальном напряжении.

Паспортная мощность приемников повторно-кратковременного режима (ПКР)

приводится к номинальной длительной мощности при $PВ = 100\%$ по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \text{для электродвигателей } P_n &= \\ &= P_{\text{пасп}} \sqrt{PВ_{\text{пасп}}}; \\ \text{для трансформаторов } S_n &= \\ &= S_{\text{пасп}} \sqrt{PВ_{\text{пасп}}}, \end{aligned} \right\} (2-1)$$

где $P_{\text{пасп}}$ (кВт), $S_{\text{пасп}}$ (кВ·А), $PВ_{\text{пасп}}$ (отн. ед.) — паспортные данные о мощности и относительной продолжительности включения приемника.

Для трансформаторов электрических печей номинальная активная мощность — это некоторая условная мощность:

$$P_n = S_{\text{пасп}} \cos \varphi_{\text{пасп}}, \quad (2-2)$$

где $S_{\text{пасп}}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А (по паспортным данным); $\cos \varphi_{\text{пасп}}$ — паспортная величина коэффициента мощности электропечного трансформатора.

Для трансформаторов сварочных машин и аппаратов и трансформаторов ручной сварки номинальная активная мощность — это некоторая условная мощность, приведенная к $PВ = 100\%$:

$$P_n = S_{\text{пасп}} \sqrt{PВ_{\text{пасп}} \cos \varphi_{\text{пасп}}}, \quad (2-3)$$

где $\cos \varphi_{\text{пасп}}$ — паспортная величина коэффициента мощности сварочного трансформатора.

Применительно к агрегатам с многодвигательным приводом, кроме крановых установок, под термином «приемник электроэнергии» следует понимать весь агрегат в целом, а под его номинальной мощностью — сумму номинальных мощностей (приведенных к $PВ = 100\%$) всех двигателей агрегата. Для крановых установок под термином «приемник электроэнергии» следует иметь в виду электропривод каждого механизма, включая приводимые двумя двигателями, мощности которых складываются. Групповая номинальная активная мощность — это сумма номинальных (паспортных) активных мощностей отдельных рабочих приемников электроэнергии, приведенных к $PВ = 100\%$:

$$P_n = \sum_{i=1}^n P_{ni}. \quad (2-4)$$

Под номинальной реактивной мощностью одного приемника понимается реактивная мощность, потребляемая им из сети (знак «плюс») или отдаваемая в сеть (знак «минус») при номинальной активной мощности и номинальном напряжении (а для синхронных двигателей и при номинальном токе возбуждения или номинальном коэффициенте мощности).

Паспортная реактивная мощность приемников ПКР приводится к длительному режиму, т. е. $PВ = 100\%$, по формуле

$$Q_n = q_{\text{пасп}} \sqrt{PВ_{\text{пасп}}}. \quad (2-5)$$

Групповая номинальная реактивная мощность — это алгебраическая сумма номинальных (паспортных) реактивных мощностей отдельных рабочих приемников, приведенных к $PВ = 100\%$:

$$Q_H = \sum_{i=1}^n q_{Hi}. \quad (2-6)$$

Номинальные токи определяются аналогично:

$$i_H = i_{\text{пасп}} \sqrt{PВ_{\text{пасп}}} \quad \text{или} \quad i_H = \frac{s_{\text{пасп}} \sqrt{PВ_{\text{пасп}}}}{\sqrt{3} U_H}; \quad (2-7)$$

$$I_H = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{\sqrt{3} U_H}. \quad (2-8)$$

При достаточно близких значениях $\cos \varphi_H$ отдельных приемников группы можно принимать:

$$I_H = \sum_{i=1}^n i_{Hi}. \quad (2-9)$$

Стационарные и передвижные приемники однофазного тока, включенные на фазные и междуфазные напряжения, равномерно распределенные по фазам трехфазной сети, учитываются в расчетах как трехфазные приемники той же суммарной мощности. Равномерно распределенными по фазам однофазные приемники условно считаются и в том случае, если их суммарная номинальная мощность, остающаяся не распределенной равномерно по фазам, не превышает 15% общей мощности трехфазных и однофазных равномерно распределенных по фазам приемников, присоединенных к тому же узлу: магистрали, силовому шкафу, шинам подстанции.

В том случае, когда суммарная номинальная мощность однофазных приемников, оставшихся не распределенными равномерно по фазам, превышает 15% суммарной номинальной мощности группы трехфазных и однофазных равномерно распределенных по фазам приемников, присоединенных к то-

му же узлу, *условная трехфазная номинальная мощность* $P_{H.у}$ определяется в зависимости от количества и схемы включения однофазных приемников в трехфазную сеть.

При числе распределенных неравномерно по фазам однофазных приемников до трех с достаточной для практических целей точностью условная трехфазная номинальная мощность $P_{H.у}$ может быть определена упрощенными способами.

1. При включении однофазных приемников на фазные напряжения (например, 220 В при трехфазной системе 380/220 В) расчет ведется по формуле

$$P_{H.у} = 3P_{H.\text{макс.ф}}, \quad (2-10)$$

где $P_{H.у}$ — условная трехфазная номинальная мощность, кВт; $P_{H.\text{макс.ф}}$ — номинальная мощность максимально загруженной фазы, кВт.

2. При включении однофазных приемников на линейное напряжение условная трехфазная номинальная мощность определяется по формулам:

при одном приемнике

$$P_{H.у} = \sqrt{3} P_{H.\text{л}}, \quad (2-11)$$

где $P_{H.\text{л}}$ — номинальная мощность приемника, кВт;

при двух-трех приемниках, включенных на разные линейные пары проводов трехфазной сети,

$$P_{H.у} = 3P_{H.\text{макс.ф}}, \quad (2-12)$$

где $P_{H.\text{макс.ф}}$ — номинальная мощность приемников наиболее загруженной фазы, кВт.

При числе нераспределенных неравномерно по фазам однофазных приемников более трех условная трехфазная номинальная мощность определяется как утроенное значение номинальной мощности наиболее загруженной фазы¹.

Номинальная мощность каждой фазы при смешанном включении однофазных приемников (наиболее общий случай), когда часть приемников включена на фазное,

¹ При наличии в узле однофазных приемников, включенных на фазное и линейное напряжение сети и не распределенных равномерно по фазам трехфазной системы, наиболее загруженная фаза определяется по средним нагрузкам отдельных фаз сети (подробнее см. § 2-6).

Таблица 2-1

Коэффициенты приведения однофазной нагрузки, включенной на линейное напряжение к нагрузке, отнесенной к одной фазе трехфазного тока и фазному напряжению сети

Нагрузка на фазы	Коэффициенты мощности нагрузки							
	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9	1,0
$P(ab)a \cdot P(bc)b \cdot P(ca)c$	1,17	1,0	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5
$P(ab)b \cdot P(bc)c \cdot P(ca)a$	-0,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5
$q(ab)a \cdot q(bc)b \cdot q(ca)c$	0,86	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$q(ab)b \cdot q(bc)c \cdot q(ca)a$	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	0,29

часть — на линейное напряжение, определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы (фаза—нуль) и однофазных нагрузок, включенных на линейное напряжение, приведенных к этой фазе и фазному напряжению с помощью коэффициентов приведения (табл. 2-1).

Например, активную номинальную мощность однофазных приемников, включенных между фазами *a* и *b* и *c* и *a* и между фазой *a* и нулевым проводом, приведенную к фазе, можно определить по выражению

$$P_{на} = P_{наb} P_{(ab)a} + P_{наc} P_{(ca)a} + P_{на0}, \quad (2-13)$$

где $P_{наb}$, $P_{наc}$ — суммарные номинальные мощности однофазных приемников, присоединенных на линейное напряжение, соответственно между фазами *a* и *b* и *c* и *a*; $P_{на0}$ — суммарная номинальная мощность однофазных приемников, присоединенных на напряжение фазы *a* (между фазным и нулевым проводом); $p_{(ab)a}$, $p_{(ca)a}$ — коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейные напряжения *ab* и *ca*, к фазе *a* (принимаются по табл. 2-1 в зависимости от коэффициента мощности нагрузки).

Приведение активной номинальной мощности однофазных приемников к фазам *b* и *c* производится так же, как к фазе *a*, с применением соответствующих, взятых из табл. 2-1, коэффициентов приведения согласно выражениям:

$$P_{nb} = P_{наb} P_{(ab)b} + P_{наc} P_{(bc)b} + P_{на0}; \quad (2-13a)$$

$$P_{nc} = P_{наc} P_{(ca)c} + P_{наb} P_{(bc)c} + P_{на0}. \quad (2-136)$$

Таким образом, согласно одному из выражений (2-13), (2-13a) и (2-136) определяется номинальная активная мощность наиболее загруженной фазы от однофазных приемников $P_{н.макс.ф.}$. Условная номинальная активная трехфазная мощность $P_{н.у}$ принимается равной тройной величине номинальной мощности наиболее загруженной фазы от однофазных приемников, т. е. $P_{н.у} = 3P_{н.макс.ф.}$. Аналогично определяется условная номинальная реактивная мощность от однофазных приемников на трехфазную сеть.

Средние и среднеквадратичные нагрузки

Средняя нагрузка группы приемников электроэнергии дает возможность приближенно оценить нижний предел возможных значений расчетной нагрузки. В общем виде средняя нагрузка за любой интервал времени определяется из выражений:

для одного приемника

$$P_c = \frac{\int_0^t p dt}{t}; \quad Q_c = \frac{\int_0^t q dt}{t} \quad (2-14)$$

для группы приемников

$$P_c = \frac{\int_0^T P dT}{T}; \quad Q_c = \frac{\int_0^T Q dT}{T}. \quad (2-14a)$$

В условиях эксплуатации средние нагрузки за некоторый характерный период времени определяются по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии с помощью выражений для одного приемника

$$p_c = \mathcal{E}_a/t; \quad q_c = \mathcal{E}_p/t;$$

$$i_c \approx \frac{\sqrt{p_c^2 + q_c^2}}{\sqrt{3} U_n}; \quad (2-15)$$

для группы приемников

$$P_c = \mathcal{E}_a/T; \quad Q_c = \mathcal{E}_p/T; \quad S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}$$

$$I_c \approx \frac{\sqrt{P_c^2 + Q_c^2}}{\sqrt{3} U_n}, \quad (2-15a)$$

где \mathcal{E}_a , \mathcal{E}_a , \mathcal{E}_p , \mathcal{E}_p — потребление активной и реактивной¹ электроэнергии соответственно отдельным приемником или группой приемников за некоторый период времени $t(T)$.

Средняя активная (или реактивная) мощность группы приемников равна сумме средних активных (или реактивных) мощностей отдельных приемников, входящих в данную группу:

$$P_c = \sum_{i=1}^n p_{ci}; \quad Q_c = \sum_{i=1}^n q_{ci}. \quad (2-16)$$

Аналогично средняя нагрузка группы приемников по току при достаточном близких значениях $\cos \phi$ отдельных приемников группы:

$$I_c \approx \sum_{i=1}^n i_{ci}. \quad (2-16a)$$

Средние нагрузки по активной (реактивной) мощности за максимально загруженную смену и за год обозначаются соответственно дополнительными индексами: $P_{с.м.}$, $Q_{с.м.}$ и $P_{с.г.}$, $Q_{с.г.}$. Средняя активная $P_{с.м.}$ или реактивная $Q_{с.м.}$ мощность за наиболее загруженную смену является основной величиной при расчете нагрузок групп приемников. Наиболее загруженной сменой является смена с наибольшим потреблением электроэнергии данной группой приемников, цехом или предприятием в целом для характерных суток. Характерными считаются те сутки, в течение которых потребление электроэнергии примерно равно величине средневзвешенного потребления элек-

¹ Понятие потребление реактивной электроэнергии является условным, поскольку в действительности она не расходуется, а лишь циркулирует в электрической системе.

троэнергии за каждый рабочий день в рассматриваемом периоде времени (неделя, месяц, год).

Квадрат нагрузки определяет потери мощности в проводнике.

Групповые квадратичные графики нагрузки $P^2(T)$, $Q^2(T)$, $I^2(T)$ характеризуются значениями *среднеквадратичной нагрузки* $P_{ск}$, $Q_{ск}$, $I_{ск}$ исходного графика за рассматриваемый период времени (цикл, смена, месяц, год). Среднеквадратичные нагрузки $P_{ск}$, $Q_{ск}$, $I_{ск}$ за любой интервал времени в общем виде определяются из выражений:

$$P_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(T) dt}; \quad (2-17)$$

$$Q_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T Q^2(T) dt}; \quad (2-17a)$$

$$I_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(T) dT}; \quad (2-17б)$$

где T — рассматриваемый период времени.

Среднеквадратичная реактивная мощность $Q_{ск}$ имеет важное значение для оценки эффекта снижения потерь электроэнергии в сетях при повышении $\cos \phi$.

Максимальные нагрузки

Максимальные значения активной, реактивной, полной мощности или тока представляют собой наибольшие из соответствующих средних величин за некоторый промежуток времени.

Максимальные нагрузки характеризуются ожидаемой частотой появления за тот или иной период времени.

По продолжительности различают два вида максимальных нагрузок:

1) *максимальные длительные нагрузки* различной продолжительности (10, 30, 60 мин и т. д.), определяемые для выбора элементов системы электроснабжения по нагреву и расчета максимальных потерь мощности в них;

2) *максимальные кратковременные нагрузки* (пиковые) длительностью 1—2 с, определяемые для проверки колебания напряжения в сетях, оценки потери напряжения в контактных сетях, проверки сетей по условиям самозапуска электродвигателей, выбора плавкой вставки предохранителя, расчета тока срабатывания максимальной токовой релейной защиты.

1. Под *расчетной нагрузкой по допустимому нагреву* понимается такая длительная неизменная нагрузка элемента системы электроснабжения (трансформатора, линии и т. п.), которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому действию: максимальной

температуре нагрева проводника или тепловому износу его изоляции.

Вследствие двух эффектов нагрева проводника различают: *расчетную нагрузку по максимальной температуре*, т. е. такую неизменную во времени нагрузку $I_{р1}$, которая вызывает в проводнике тот же максимальный перегрев над окружающей температурой, что и заданная переменная нагрузка $I(T)$; *расчетную нагрузку по тепловому износу изоляции*, т. е. такую неизменную во времени нагрузку $I_{р2}$, которая вызывает в проводнике ту же величину теплового износа изоляции, что и заданная переменная нагрузка $I(T)$.

Расчетной нагрузкой $I_{р}$ для данного графика $I(T)$ является наибольшая из отвечающих ему величин $I_{р1}$ и $I_{р2}$. Между величинами относительного износа изоляции и максимального перегрева проводника имеется связь, количественная оценка которой возможна лишь на основе изучения характеристик теплового износа различных видов изоляции. Ввиду отсутствия достаточных сведений о последних при расчетах в качестве исходной принимается расчетная нагрузка по допустимому максимальному перегреву проводника, т. е. $I_{р1}$.

В проектной практике широко применяется понятие расчетной нагрузки по активной мощности $P_{р}$, несмотря на то, что эффект нагрева проводника обусловлен его токовой нагрузкой. Это объясняется тем, что графики $P(T)$ более просто получить в условиях эксплуатации и использовать в расчетах по сравнению с графиком $I(T)$. Так как нагрев проводника является результатом воздействия на него нагрузки за некоторый период времени, то средняя нагрузка P_T за интервал времени T в принципе более точно характеризует нагрев проводника, чем наибольшая мгновенная нагрузка $P_{мт}$ в том же интервале, и оценка величины $P_{р}$ достигается с помощью понятия максимума средней нагрузки $P_{мт}$ за скользкий вдоль графика интервал времени T . Существует оптимальная длительность интервала осреднения $T_{оср}$, при которой средняя нагрузка P_T будет при прочих равных условиях наиболее точно характеризовать изменение нагрева проводника за время T . Оптимальная длительность интервала осреднения $T_{оср}$ принята равной трем постоянным времени нагрева проводника T_0 , так как за это время перегрев проводника достигает примерно 95% установившегося значения:

$$T_{оср} = 3T_0. \quad (2-18)$$

Примерные данные о постоянных времени нагрева проводов и кабелей T_0 и продолжительности интервала осреднения $T_{оср}$ при разных условиях прокладки приводятся в табл. 2-2.

Расчетная нагрузка принимается равной максимальной средней нагрузке за интервал времени $T_{оср} = 3T_0$:

$$P_{р} \approx P_{мт}. \quad (2-19)$$

Таблица 2-2

Постоянные времени нагрева проводников и продолжительности интервала осреднения нагрузки

Сечение токо- ведущих жил, мм ²	Напря- жение, кВ	Кабели ¹				Провода			
		в воздухе		в земле		в воздухе		в трубах	
		$T_{0,}$ мин	$T_{оср,}$ ч	$T_{0,}$ мин	$T_{оср,}$ ч	$T_{0,}$ мин	$T_{оср,}$ ч	$T_{0,}$ мин	$T_{оср,}$ ч
35—70 95—120 150—185	1	20	1	30	1,5	10	0,5	20	1
		30	1,5	40	2	15	0,75	30	1,5
		40	2	50	2,5	20	1	40	2
25—35 50—70 95—110 150—185	6—10	20	1	—	—	—	—	—	—
		30	1,5	—	—	—	—	—	—
		40	2	—	2	—	—	—	—
		50	2,5	—	3	—	—	—	—

¹ Постоянные времени нагрева кабелей 6—10 кВ, проложенных в земле, больше, чем при прокладке их в воздухе. Для расчета электрических нагрузок этой разницей можно пренебречь.

Таким образом, в качестве расчетной нагрузки по допустимому нагреву принимаются: при переменном графике нагрузки — максимальные нагрузки различной продолжительности (0,5; 0,75; 1; 1,5; 2; 2,5), при практически постоянном графике нагрузки — средняя нагрузка.

Расчетная нагрузка по допустимому нагреву может быть активной P_p (кВт), реактивной Q_p (квар), кажущейся (полной) S_p (кВ·А) или токовой I_p (А).

Расчетную нагрузку по допустимому нагреву сокращенно называют *расчетной нагрузкой*. Согласно Указаниям [Л. 2-1] расчетная нагрузка условно принимается равной вероятному максимальному значению нагрузки за интервал времени 30 мин, близкий к трем постоянным времени нагрева часто применяемых проводников малых и средних сечений, — так называемый *тридцатиминутный* или *получасовой максимум*. В тех случаях, когда постоянная времени нагрева проводников значительно превышает 10 мин, получасовой максимум приводится к максимуму большей продолжительности.

2. Под *расчетной нагрузкой по допустимой потере напряжения* понимается пиковая нагрузка, выраженная в амперах $I_{пик}$, киловаттах $P_{пик}$ или киловольт-амперах $S_{пик}$, вызывающая максимальные потери напряжения и наиболее тяжелые условия работы электрической сети, при которых должны быть обеспечены требования производства, например, пусковой момент электропривода, отсутствие мигания ламп, качество электросварки и т. д. Расчетная нагрузка по допустимой потере напряжения в отличие от расчетной нагрузки по допустимому нагреву называется *пиковой нагрузкой*.

2-4. ПОКАЗАТЕЛИ ГРАФИКОВ НАГРУЗОК

Показатели графиков нагрузок — некоторые безразмерные коэффициенты, харак-

теризующие режим работы приемников электроэнергии по мощности или во времени, применяются при исследовании и расчетах электрических нагрузок. Коэффициенты графиков нагрузок определяются как для индивидуального, так и для группового графиков как активной, так и реактивной и кажущейся мощности (или тока).

Для обозначения коэффициентов графиков нагрузок принята следующая система [Л. 2-1, 2-2]:

а) все коэффициенты индивидуальных и групповых графиков обозначаются соответственно строчной буквой k и прописной K ;

б) род коэффициента обозначается индексом в виде русской начальной буквы (букв) его названия;

в) все коэффициенты графиков по активной мощности P , p обозначаются без дополнительного индекса, а по реактивной мощности Q , q и току I , i — с дополнительными индексами соответственно p и I . Например, $K_{з.г}$ и $K_{з.г.р}$ означают коэффициент заполнения группового графика соответственно по активной и реактивной мощности.

Коэффициент использования

Коэффициентом использования активной мощности приемника k_n или группы приемников K_n называется отношение средней активной мощности отдельного приемника (или группы их) к ее номинальному значению, т. е.

$$k_n = \frac{P_c}{P_n}; \quad K_n = \frac{P_c}{P_n} = \frac{\sum_1^n k_n P_n}{\sum_1^n P_n} \quad (2-20)$$

Коэффициент использования, как и средняя нагрузка, относится, как правило, к смене с наибольшей загрузкой приемников и является основным показателем графика нагрузки.

Для группы приемников, состоящей из подгрупп приемников с разными режимами работы, средневзвешенный коэффициент использования активной мощности K_n определяется с достаточным для практических расчетов приближением по формуле

$$K_n = \frac{\sum_1^n P_{с.м}}{\sum_1^n P_n}, \quad (2-21)$$

где n — число подгрупп приемников с разными режимами работы, входящих в данную группу; $P_{с.м}$ — средняя мощность подгруппы за наиболее загруженную смену; P_n — номинальная мощность подгруппы приемников.

Значения коэффициента использования должны быть отнесены к тому же периоду времени (цикл, смена, год), к которому отнесены средние величины мощности, на основе которых этот коэффициент вычисляется. При отнесении коэффициентов не к смене, а к другому периоду времени (например, году) в индекс вводится дополнительная буква (например, $K_{н.г}$). Аналогично определяются коэффициенты использования по реактивной мощности $K_{н.р}$, $K_{н.р}$ и току $K_{н.I}$, $K_{н.I}$.

$$k_{н.р} = \frac{q_c}{q_n}; \quad K_{н.р} = \frac{Q_c}{Q_n} = \frac{\sum_1^n k_{н.р} q_n}{\sum_1^n q_n} \approx \frac{\sum_1^n k_{н.р} P_n}{\sum_1^n P_n}; \quad (2-21a^*)$$

$$k_{н.I} = \frac{i_c}{i_n}; \quad K_{н.I} = \frac{I_c}{I_n} \approx \frac{\sum_1^n k_{н.I} i_n}{\sum_1^n i_n}. \quad (2-21б^*)$$

Коэффициентом включения приемника k_b называется отношение продолжительности включения приемника в цикле t_b ко всей продолжительности цикла t_n . Время включения приемника за цикл складывается из времени работы t_p и времени холостого хода $t_{х.х}$, т. е.

$$k_b = \frac{t_b}{t_n} = \frac{t_p + t_{х.х}}{t_n}. \quad (2-22)$$

Коэффициентом включения группы приемников, или групповым коэффициентом включения k_b , называется средневзвешенное (по номинальной активной мощности)

значение коэффициентов включения всех приемников, входящих в группу, определяемое по формуле

$$K_b = \frac{\sum_1^n k_b P_n}{\sum_1^n P_n}. \quad (2-23)$$

Простейшее определение k_b , выраженное формулой (2-22), при переходе к групповому коэффициенту включения не может быть принято, а формула (2-23) выведена с использованием условного понятия — средней за цикл групповой включенной мощности [Л.2-3].

Приближенно значение k_b определяется в эксплуатации с помощью простейшего электрического счетчика времени. Величина коэффициента включения зависит от характера технологического процесса.

Коэффициентом загрузки k_3 приемника по активной мощности называется отношение фактически потребляемой им активной мощности (т. е. его средней нагрузки $P_{с.в}$ за время включения в течение t_n) к номинальной мощности его:

$$k_3 = \frac{P_{с.в}}{P_n} = \frac{P_c}{P_n} \cdot \frac{t_n}{t_b} = \frac{k_n}{k_b}. \quad (2-24)$$

Аналогично выражению (2-24) коэффициенты загрузки по реактивной мощности и току равны:

$$k_{3,р} = k_{н.р}/k_b; \quad (2-24a)$$

$$k_{3.I} = k_{н.I}/k_b. \quad (2-24б)$$

Групповым коэффициентом загрузки по активной мощности K_3 называется отношение группового коэффициента использования K_n к групповому коэффициенту включения K_b , т. е.

$$K_3 = K_n/K_b. \quad (2-25)$$

Коэффициент загрузки, как и коэффициент включения, связан непосредственно с технологическим процессом и изменяется с изменением режима работы приемника.

Исходя из уравнений (2-24) и (2-25), получим следующие основные соотношения:

$$\left. \begin{aligned} k_n &= k_b k_3; \\ K_n &= K_b K_3. \end{aligned} \right\} \quad (2-26)$$

В первом уравнении (2-26) величины k_b и k_3 являются независимыми, связанными только с технологическим процессом; величина k_n , являясь функцией k_b и k_3 , весьма просто определяется в эксплуатации по показаниям счетчика активной энергии и характеризует важнейший параметр графика — среднюю нагрузку.

Коэффициентом формы индивидуального или группового графика нагрузок $K_{ф.I}$, $K_{ф.I}$ называется отношение среднеквадратичного тока (или среднеквадратичной полной мощности) приемника или группы приемников за определенный период к средне-

* Знак \approx в формулах (2-21a) и (2-21б) оправдывается при небольших различиях величин $\cos \varphi$ отдельных приемников.

му значению его за тот же период времени, т. е.

$$k_{\Phi I} = i_{\text{СК}}/i_{\text{С}} = s_{\text{СК}}/s_{\text{С}}; K_{\Phi I} = \\ = I_{\text{СК}}/I_{\text{С}} = S_{\text{СК}}/S_{\text{С}}. \quad (2-27)$$

Будучи отнесены к активной и реактивной мощностям одного или группы приемников, коэффициенты формы определяются из выражений:

$$k_{\Phi} = p_{\text{СК}}/p_{\text{С}}; K_{\Phi} = P_{\text{СК}}/P_{\text{С}}; \quad (2-27a)$$

$$k_{\Phi P} = q_{\text{СК}}/q_{\text{С}}; K_{\Phi P} = Q_{\text{СК}}/Q_{\text{С}}. \quad (2-27b)$$

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика во времени; свое наименьшее, равное единице, значение он принимает при нагрузке, неизменной во времени.

Коэффициент формы графика нагрузок группы приемников одного режима работы (т. е. с одними и теми же значениями $\kappa_{\text{н}}$ и κ_{Φ}), включаемых независимо друг от друга, определяется уравнением из [Л.2-3]:

$$K_{\Phi} = \sqrt{1 + \frac{k_{\Phi}^2 - 1}{n_3}} = \\ = \sqrt{1 + \frac{1}{n_3} \left(\frac{k_{\Phi, \text{в}}^2}{k_{\text{в}}} - 1 \right)}, \quad (2-28)$$

где n_3 — эффективное число приемников группы (см. § 2-5); $\kappa_{\Phi, \text{в}}$ — коэффициент формы индивидуального графика по активной мощности за время включения:

$$k_{\Phi, \text{в}} = k_{\Phi} \sqrt{k_{\text{в}}}. \quad (2-29)$$

Согласно выражению (2-28) при $n_3 \rightarrow \infty$ имеем $K_{\Phi} \rightarrow 1$; это означает, что при неограниченном возрастании числа приемников групповой график нагрузок стремится к $P(T) = \text{пост.}$ Но этот вывод и формула (2-28) справедливы только при установившемся режиме наиболее загруженной смены.

В условиях эксплуатации величину коэффициента формы удобнее всего находить по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии [Л. 2-2]. В этом случае коэффициент формы графика, например, по активной мощности просто определяется по формуле

$$K_{\Phi} = \sqrt{n \frac{\sum (\Delta \mathcal{E}_a i)^2}{\mathcal{E}_a}}, \quad (2-30)$$

где \mathcal{E}_a — расход активной электроэнергии за некоторый период T по показаниям счетчика; $\Delta \mathcal{E}_a i$ — расход активной электроэнергии за время $\Delta T = T/n$ по показаниям счетчика; n — число равных интервалов, на которое разбит график нагрузки по активной мощности, снятый за период T .

Аналогично определяются коэффициенты формы графика нагрузок по реактивной, кажущейся мощности или току.

Коэффициентом максимума активной мощности $\kappa_{\text{м}}$, $K_{\text{м}}$ называется отношение расчетной активной мощности $p_{\text{р}}$, $P_{\text{р}}$ к средней нагрузке $p_{\text{с}}$, $P_{\text{с}}$ за исследуемый период времени, т. е.

$$k_{\text{м}} = p_{\text{р}}/p_{\text{с}}; K_{\text{м}} = P_{\text{р}}/P_{\text{с}}. \quad (2-31)$$

Исследуемый период времени принимается равным продолжительности наиболее загруженной смены. Обычно коэффициент максимума относится к групповым графикам нагрузок, т. е. определяется величина $K_{\text{м}}$.

Аналогично выражению (2-31) коэффициент максимума графика нагрузки по току определяется как

$$K_{\text{мI}} = I_{\text{р}}/I_{\text{с}}. \quad (2-31a)$$

Коэффициент максимума $K_{\text{м}}$ зависит от эффективного числа приемников n_3 и ряда коэффициентов, характеризующих режим потребления электроэнергии данной группой приемников, и является расчетной величиной.

В соответствии с методом упорядоченных диаграмм и указаниями [Л. 2-1] коэффициент максимума активной мощности $K_{\text{м}}$ приближенно является функцией эффективного числа приемников n_3 и средневзвешенного коэффициента использования активной мощности группы приемников $K_{\text{м}}$ и вычисляется по формуле

$$K_{\text{м}} = \left(1 + \frac{\sqrt{3} \sqrt{k_{\Phi, \text{к.и}}^2 - 1}}{\sqrt{n_3}} \right) (AK_{\Phi} - B), \quad (2-32)$$

где $\kappa_{\Phi, \text{к.и}}$ — коэффициент формы упорядоченной диаграммы индивидуальных коэффициентов использования по активной мощности $\kappa_{\text{н}}$; K_{Φ} — коэффициент формы группового графика нагрузки, вычисляемый по выражению (2-28) или более точно по формулам, приведенным в [Л.2-3]; A , B — расчетные коэффициенты:

$$A = 4,1 \text{ и } B = 3,1 \text{ при } K_{\Phi} \leq 1,1;$$

$$A = 2,8 \text{ и } B = 1,67 \text{ при } 1,1 < K_{\Phi} \leq 1,5.$$

Для практических расчетов зависимость $K_{\text{м}} = f(n_3, K_{\text{н}})$ согласно формуле (2-32) представлена [Л. 2-1] в виде упрощенных расчетных кривых (рис. 2-1) $K_{\text{м}} = f(n_3)$ при $K_{\text{н}} = 0,1 \div 0,8$ или табл. 2-3. Кривые $K_{\text{м}} = f(n_3)$ на рис. 2-1 построены на основании формулы (2-32), которая обоснована для $n_3 \geq 5$ и выведена из условий, что приемники независимы, постоянная времени нагрева проводника T_0 около 10 мин ($T_{\text{оср}} = 3T_0 = 30$ мин) и K_{Φ} не превышает практически своего верхнего предела, равного 1,5.

При выборе проводов и кабелей больших сечений ($T_0 \gg 10$ мин) коэффициент максимума, определенный по кривым рис. 2-1 или табл. 2-3, должен быть пересчитан

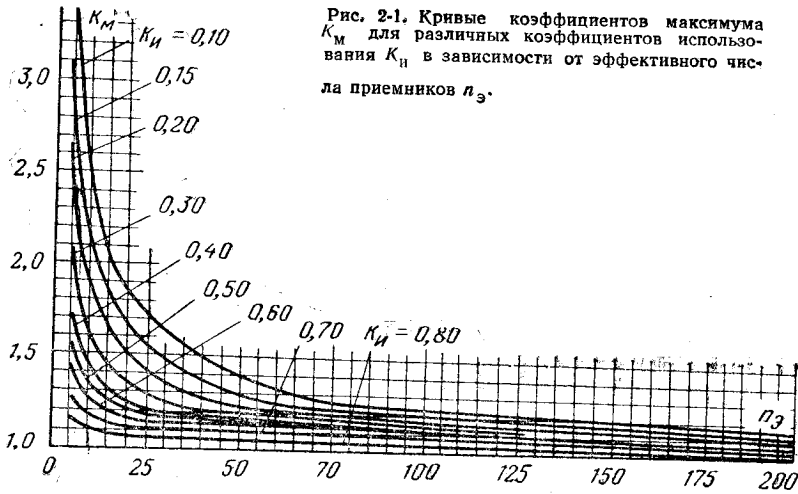


Рис. 2-1. Кривые коэффициентов максимума K_M для различных коэффициентов использования $K_и$ в зависимости от эффективного числа приемников n_3 .

Таблица 2-3

Коэффициенты максимума K_M для различных коэффициентов использования $K_и$ в зависимости от эффективного (приведенного) числа приемников n_3

n_3	Значения K_M при значениях $K_и$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14
5	3,23	2,87	2,42	2,00	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08
9	2,56	2,20	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07
18	1,91	1,70	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05
35	1,56	1,41	1,30	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,04
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,05	1,02	1,02
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,04	1,02	1,02
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01

Из анализа кривых $K_M=f(n_3)$, приведенных на рис. 2-1, можно сделать следующие выводы: при $n_3 > 200$ и любых значениях $K_и$, а также при $K_и > 0,8$ и любых значениях n_3 допускается принимать величину коэффициента максимума равной 1. По статистическому методу, величина коэффициента максимума продолжительностью T определяется из выражения [Л.2-3, 2-5, 2-8]

$$K_{MT} = 1 + \frac{K_{OT}}{K_{иT}}, \quad (2-34)$$

где $K_{иT}$ — расчетный коэффициент использования для данной категории приемников (в статистическом методе определения электрических нагрузок он называется генеральным расчетным коэффициентом использования); величина $K_{иT}$ принимается несколько больше величины средневзвешенного значения $K_и$, а именно: $K_{иT} = (1,15 \div 1,3) K_и$; это объясняется тем, что генеральный расчетный коэффициент использования данной категории приемников $K_{иT}$ выбирается из совокупности частных коэффициентов использования $K_и$ с таким расчетом, чтобы вероятность появления последних, больших по величине $K_{иT}$, была не более 5—10%; K_{OT} — коэффициент отклонения для максимума продолжительностью T (превышение расчетного максимума над средней нагрузкой, выраженное в относительных единицах, приведенное к продолжительности T и единичному эффективному приемнику).

Величина K_{OT} определяется по выражению [Л.2-3]

$$K_{OT} = \frac{0,75 - 0,63K_{иT}}{\sqrt{\alpha n_3}}, \quad (2-35)$$

где $\alpha = T/30$ — коэффициент, характеризующий, во сколько раз время T , необходимое для нагрева проводника до установившейся температуры, больше 30 мин.

на другую продолжительность $T > 30$ мин по формуле

$$K_{MT} = 1 + \frac{K_M - 1}{\sqrt{2T}}, \quad (2-33)$$

где K_M — коэффициент максимума при $T_{оср} = 0,5$ ч (найденный по кривым рис. 2-1 или табл. 2-3); K_{MT} — то же, но при $T_{оср}$, отличном от 0,5 ч.

Величина α определяется в зависимости от продолжительности интервала осреднения $T_{оср} = 3T_0$, т. е. от T_0 — постоянной времени нагрева проводника, которая зависит от его сечения (см. табл. 2-3), определяемого в первом приближении по средней нагрузке. В табл. 2-4 даны значения средних полных мощностей для различных величин α .

Таблица 2-4

Значения средних полных мощностей для различных величин α

Напряжение, кВ	Среднее значение кажущейся мощности, S, кВт·А		
	T=60 мин; $\alpha=2$	T=90 мин; $\alpha=3$	T=120 мин; $\alpha=4$
0,38	50	110	145
0,525	70	150	200
6,0	500	1500	3 000
10,0	850	2700	5 000

С целью упрощения практических расчетов по выражению (2-35) построены кривые $K_{от} = f(\alpha n_3)$ для трех групп значений $K_{ит}$: первая — $K_{ит} = 0,1-0,3$; вторая — $K_{ит} = 0,4-0,7$ и третья — $K_{ит} \geq 0,8$ (рис. 2-2).

Зная величину n_3 и определив величину α (табл. 2-4), на оси абсцисс графика на рис. 2-2 откладываем величину αn_3

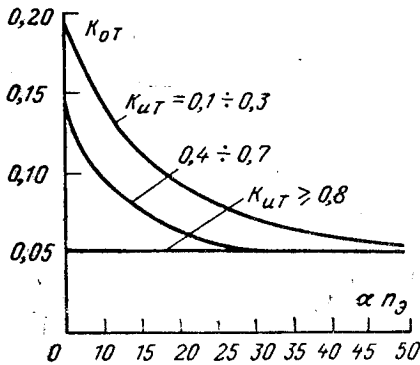


Рис. 2-2. Кривые $K_{от} = f(\alpha n_3)$ для различных коэффициентов использования $K_{ит}$.

и по кривой, соответствующей расчетному коэффициенту использования $K_{ит}$, находим величину $K_{от}$, а затем по выражению (2-34) — величину $K_{мт}$ заданной продолжительности T . Если $\alpha = 1$ ($T = 30$ мин), по оси абсцисс графика на рис. 2-2 откладываем величину n_3 , а затем аналогично сказанному выше определяем величину $K_{м30}$ (30-минутной продолжительности).

Величина $K_{от}$ может быть принята равной 0,05 для $K_{ит} \geq 0,8$ при любых зна-

чениях αn_3 , для $K_{ит} = 0,4-0,7$ при $\alpha n_3 \geq 25$ и для $K_{ит} = 0,1-0,3$ при $\alpha n_3 \geq 50$ (см. рис. 2-2).

Исследования коэффициентов максимумов различной продолжительности, определенных по статистическому методу, позволили сделать ряд важных практических выводов [Л.2-5]. Вычисления n_3 и $K_{от}$ необходимы только для цеховых сетей при $K_{ит} < 0,8$ и $\alpha n_3 < 25-50$. Для всех звеньев сети, начиная с цеховых шинопроводов и кончая трансформаторами ГПП, в большинстве случаев коэффициент максимума 30-минутной продолжительности не превышает $K_{м30} = 1,05-1,25$. Верхний предел относится к шинопроводам, для которых $T \geq 60$ мин., т. е. для них по формуле (2-33) получаем:

$$K_{мT} \leq 1 + \frac{K_{м30} - 1}{\sqrt{\frac{T}{30}}} \leq 1,18. \quad (2-36)$$

Для линии высокого напряжения $K_{м30} = 1,05-1,1$, $T \geq 60$ мин; тогда

$$K_{мT} \leq 1,04 - 1,07. \quad (2-37)$$

Таким образом, отпадает необходимость в точном определении n_3 .

Коэффициент спроса, как и коэффициент максимума, относится обычно к групповым графикам. Коэффициентом спроса по активной мощности K_c называется отношение расчетной (в условиях проектирования) или потребляемой (в условиях эксплуатации) активной мощности к номинальной (установленной) активной мощности группы приемников:

$$K_c = P_p / P_n \text{ или } K_c = P_n / P_n. \quad (2-38)$$

Аналогичный коэффициент применим и для токовой нагрузки

$$K_{cl} = I_p / I_n \text{ или } K_{cl} = I_n / I_n. \quad (2-39)$$

Значения коэффициентов спроса K_c для различных групп приемников различных отраслей промышленности и различных производств и предприятий в целом определяются из опыта эксплуатации и принимаются при проектировании по справочным материалам.

Используя выражения (2-38), (2-39), (2-216), (2-31) и (2-316), можно легко установить следующие зависимости:

$$K_c = \frac{P_p}{P_n} \frac{P_c}{P_c} = K_{и} K_{м}; \quad (2-40)$$

$$K_{cl} = \frac{I_p}{I_n} \frac{I_c}{I_c} = K_{иI} K_{мI}. \quad (2-40a)$$

Согласно справочным материалам величины K_c постоянны и независимы от числа приемников группы n , т. е. в справочных таблицах дается лишь приближенная оценка величины K_c , которая может быть постоянной только при высоких $K_{и}$ и большом n . В действительности K_c величина

переменная, так как при $K_H = \text{пост.}$ и $K_M = f(n_a)$ будем иметь $K_C = f(n_a)$ для данной группы приемников и только в случае, когда, $n_a \rightarrow \infty$, $K_M \rightarrow 1$ и, следовательно, $K_C \rightarrow \text{пост.}$

Таким образом, величина коэффициента спроса K_C , как и коэффициента максимума K_M , в общем случае зависит от основных показателей режима работы приемников и эффективного числа последних.

По методу упорядоченных диаграмм величина K_C может быть определена по выражению (2-40), где величина K_M находится в зависимости от n_a и K_H по кривым $K_M = f(n_a)$ (рис. 2-1) для 30-минутного максимума и при необходимости может быть пересчитана по формуле (2-33) для максимума продолжительностью T , отличной от 0,5 ч.

По статистическому методу величина коэффициента спроса K_{CT} при любой длительности T интервала осреднения с учетом уравнения (2-34) определяется по выражению

$$K_{CT} = K_{HT} K_{MT} = K_{HT} \left(1 + \frac{K_{OT}}{K_{HT}} \right) = K_{HT} + K_{OT}, \quad (2-41)$$

где K_{HT} — расчетный коэффициент использования для данной категории приемников; K_{OT} — коэффициент отклонения при длительности интервала осреднения T , определяемый по формуле (2-35) или кривым на рис. 2-2.

Согласно выводам статистического метода о величинах K_{MT} для всех звеньев сетей, начиная с цеховых шинопроводов и кончая трансформаторами ГПП, можно записать следующие соотношения для величин K_{CT} :

для цеховых шинопроводов

$$K_{CT} \leq K_H K_{MT} < 1,18 K_H \approx K_{HT},$$

так как

$$\frac{K_{HT}}{K_H} \geq 1,15 \div 1,30;$$

для распределительных и питающих сетей высокого напряжения

$$K_{CT} \leq K_H K_{MT} < (1,04 \div 1,07) K_H \leq K_{HT};$$

для цеховых трансформаторов и трансформаторов ГПП [Л.2-5]

$$K_{CT} = K_{HT}.$$

Таким образом, для перечисленных звеньев систем электроснабжения предприятия справедливо выражение

$$K_{CT} \approx K_{HT}. \quad (2-42)$$

Коэффициентом заполнения графика нагрузки по активной мощности $K_{3.г}$ называется отношение активной мощности к

максимальной за исследуемый период времени:

$$K_{3.г} = P_C / P_M. \quad (2-43)$$

Исследуемый период времени принимается равным продолжительности наиболее загруженной смены.

Если учесть, что P_M по существу то же, что P_P , то коэффициент заполнения графика $K_{3.г}$ является величиной, обратной коэффициенту максимума [см. формулы (2-31) и (2-43)], т.е.

$$K_{3.г} = P_C / P_M = 1 / K_M.$$

Коэффициент заполнения графика обычно относится к групповым графикам нагрузки, так же как и коэффициент максимума. Аналогичны выражения для коэффициентов заполнения графиков нагрузки по реактивной мощности и току (кажущейся мощности):

$$K_{3.г.р} = Q_C / Q_M = 1 / K_{M.р}; \quad (2-43a)$$

$$K_{3.г.I} = I_C / I_M = 1 / K_{M.I}. \quad (2-43б)$$

Коэффициенты заполнения графика нагрузок $K_{3.г}$, $K_{3.г.р}$, $K_{3.г.I}$ играют большую роль для оценки суточных и годовых графиков нагрузок.

Коэффициентом разновременности максимумов (или участия в максимуме [Л.2-1]) нагрузки по активной мощности $K_{р.м}$ называется отношение суммарного расчетного максимума активной мощности узла системы электроснабжения к сумме расчетных максимумов активной мощности отдельных групп приемников, входящих в данный узел системы электроснабжения, т.е.

$$K_{р.м} = P_P / \sum_1^n P_{р.г}. \quad (2-44)$$

Этот коэффициент характеризует смещение максимумов нагрузки отдельных групп приемников во времени, что вызывает снижение суммарного максимума нагрузки узла по сравнению с суммой максимумов отдельных групп ($K_{р.м} < 1$).

Величина $K_{р.м}$ изменяется в течение года, так как изменяется максимум нагрузки в сутках по величине и во времени (из-за освещения и отопления), поэтому принято считать $K_{р.м}$ по декабрьским суткам:

$$\text{для цеха } K_{р.м.ц} = P_{р.ц} / \sum_1^n P_{р.г} \quad (2-44a)$$

$$\text{для завода } K_{р.м.з} = P_{р.з} / \sum_1^n P_{р.ц}, \quad (2-44б)$$

где $K_{р.м.ц}$ — коэффициент разновременности максимумов нагрузки для цеха; $\sum_1^n P_{р.г}$ — сумма расчетных нагрузок отдельных групп приемников в цехе; $P_{р.ц}$ — суммарная расчетная нагрузка цеха;

$K_{p.m.}$ — коэффициент одновременности максимумов нагрузки для завода; $\sum_{i=1}^n P_{p.i.}$ —

сумма расчетных нагрузок отдельных цехов завода; $P_{p.з.}$ — суммарная расчетная нагрузка завода.

Необходимость применения $K_{p.з.}$ возникает в тех случаях, когда расчетная нагрузка узла системы электроснабжения определяется суммированием расчетных нагрузок отдельных групп потребителей, относящихся к данному узлу (при ориентировочных расчетах). Величина $K_{p.m.}$ принимается в пределах 0,9—0,95, а при наличии нескольких ступеней в системе электроснабжения общий понижающий коэффициент должен быть не ниже 0,85, за исключением случаев, при которых технологический процесс производства обуславливает более низкие значения этого коэффициента.

Приближенно можно принимать: для линий высокого напряжения системы внутреннего электроснабжения предприятия $K_{p.m.} = 0,85—1,0$; для шин электростанций предприятий, шин ГПП и питающих линий электропередачи (система внешнего электроснабжения) $K_{p.m.} = 0,9—1,0$. При этом необходимо обращать внимание на то, чтобы после учета $K_{p.m.}$ суммарная расчетная нагрузка узла системы электроснабжения была не меньше его средней нагрузки.

2-5. ЭФФЕКТИВНОЕ (ПРИВЕДЕННОЕ) ЧИСЛО ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Под эффективным (приведенным) числом приемников $n_э$ группы различных по номинальной мощности и режиму работы приемников понимается такое число однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, которое обуславливает ту же величину расчетной нагрузки, что и данная рассматриваемая группа различных по номинальной мощности и режиму работы приемников.

Эффективное (приведенное) число приемников группы определяется достаточно точно по формуле

$$n_э = \left(\sum_{i=1}^n p_{ni} \right)^2 / \sum_{i=1}^n p_{ni}^2 = p_n^2 / \sum_{i=1}^n p_{ni}^2, \quad (2-45)$$

где в числителе стоит квадрат суммы номинальных активных мощностей всех приемников (т.е. квадрат групповой мощности) данной группы, а в знаменателе — сумма квадратов номинальных активных мощностей отдельных приемников группы.

Если все приемники группы имеют одинаковую номинальную мощность p_n , то

$$n_э = (np_n)^2 / np_n^2 = n. \quad (2-46)$$

Если приемники группы имеют различные номинальные мощности p_{ni} , то $n_э < n$.

Определение $n_э$ по формуле (2-45) рекомендуется производить при числе приемников в группе до пяти. В условиях массовых расчетов и при большом числе приемников использование формулы (2-45) встречает технические трудности, поэтому в этих случаях рекомендуется пользоваться упрощенными способами вычисления $n_э$, допустимая погрешность которых лежит в пределах $\pm 10\%$.

Способы упрощенного вычисления $n_э$:

1. При числе фактических приемников в группе четыре и более допускается эффективное число приемников $n_э$ считать равным фактическому n при величине отношения

$$m = p_{n.\max} / p_{n.\min} \leq 3,$$

где $p_{n.\max}$ и $p_{n.\min}$ — номинальные активные мощности наибольшего и наименьшего приемников в группе.

При определении величины $n_э$ могут быть исключены те наименьшие приемники группы, суммарная номинальная мощность которых не превышает 5% суммарной номинальной мощности всей группы P_n (при этом число исключенных приемников не учитывается также и в величине n).

2. При $m > 3$ и $K_n \geq 0,2$ эффективное число приемников может быть определено по формуле [Л.2-1, 2-7]:

$$n_э = 2 \sum_{i=1}^n p_{ni} / p_{n.\max}. \quad (2-47)$$

Если найденное по этой формуле $n_э$ оказывается большим, чем фактическое, следует принимать $n_э = n$.

3. При $m > 3$ и $K_n < 0,2$, т.е. при невозможности использования способов упрощенного вычисления $n_э$, изложенных выше, определение $n_э$ производится с помощью кривых, представленных на рис. 2-3, которые построены по формуле [Л.2-6]:

$$n_э \approx 0,95 \frac{P_n^2}{\frac{P_{n1}}{n_1} + \frac{(P_n - P_{n1})^2}{n - n_1}} \quad (2-48)$$

или (в относительных единицах)

$$n_{э*} = \frac{n_э}{n} \approx \frac{0,95}{\frac{P_*^2}{n_*} + \frac{(1 - P_*)^2}{1 - n_*}}, \quad (2-48a)$$

где n — фактическое число приемников в рассматриваемой группе; n_1 — число наибольших приемников в группе, мощность каждого из которых не менее половины мощности наибольшего приемника; P_n — суммарная номинальная мощность приемников всей группы; P_{n1} — суммарная номинальная мощность n_1 наибольших приемников группы;

Относительные значения эффективного числа приемников $n_{э*} = n_э/n$ в зависимости

$n_{э*} = \frac{n_э}{n}$	P_*											
	1,0	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45
0,005	0,005	0,005	0,006	0,007	0,007	0,009	0,010	0,011	0,013	0,016	0,019	0,024
0,01	0,009	0,011	0,012	0,013	0,015	0,017	0,019	0,023	0,026	0,031	0,037	0,047
0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,09
0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13
0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,15	0,18
0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,10	0,11	0,13	0,15	0,18	0,22
0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,18	0,21	0,26
0,08	0,08	0,08	0,09	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,20	0,24	0,28	0,33
0,10	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,25	0,29	0,34	0,40
0,15	0,14	0,16	0,17	0,20	0,23	0,25	0,28	0,32	0,37	0,42	0,48	0,56
0,20	0,19	0,21	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,42	0,47	0,54	0,64	0,69
0,25	0,24	0,26	0,29	0,32	0,36	0,41	0,45	0,51	0,57	0,64	0,71	0,78
0,30	0,29	0,32	0,35	0,39	0,42	0,48	0,53	0,60	0,66	0,75	0,80	0,86
0,35	0,33	0,37	0,41	0,45	0,50	0,56	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91
0,40	0,38	0,42	0,47	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,86	0,91	0,93
0,45	0,43	0,47	0,52	0,58	0,64	0,70	0,76	0,81	0,87	0,91	0,93	0,95
0,50	0,48	0,53	0,58	0,64	0,70	0,76	0,82	0,89	0,91	0,94	0,95	
0,55	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,82	0,87	0,91	0,94	0,95		
0,60	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,87	0,91	0,94	0,95			
0,65	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95				
0,70	0,66	0,73	0,80	0,86	0,90	0,94	0,95					
0,75	0,71	0,78	0,85	0,90	0,93	0,95						
0,80	0,76	0,83	0,89	0,94	0,95							
0,85	0,80	0,88	0,93	0,95								
0,90	0,85											
1,00	0,95											

¹ Для промежуточных значений n_* и P_* рекомендуется брать ближайшие меньшие значения $n_{э*}$.

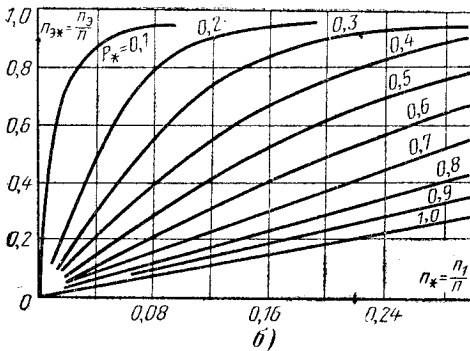
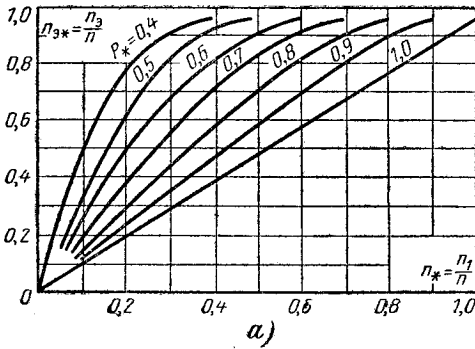


Рис. 2-3. Графики $n_{э*} = f(n_*, P_*)$ для определения эффективного числа приемников.

В условиях массовых расчетов для вычисления $n_{э*}$ удобно пользоваться табл. 2-5.

Порядок определения $n_{э*}$ с помощью кривых рис. 2-3 или табл. 2-5 рекомендуется следующий: выбирается наибольший по номинальной мощности приемник рассматриваемой группы; выбираются наиболее крупные приемники, номинальная мощность которых равна или больше половины мощности наибольшего приемника группы; определяются число n_1 и суммарная номинальная мощность $P_{н1}$ наибольших приемников группы; определяются число n и суммарная номинальная мощность P_n всех приемников группы; находятся значения $n_* = n_1/n$ и $P_* = P_{н1}/P_n$; по кривым на рис. 2-3 (или табл. 2-5), по найденным значениям n_* и P_* определяется величина $n_{э*}$, а затем из выражения $n_{э*} = n_э/n$ находится $n_э = n_{э*}n$.

Эффективное число $n_э$ группы приемников однофазного тока определяется по формуле

$$n_{э} = 2 \sum_1^n p_{нi} / 3p_{н.макс}, \quad (2-49)$$

где $\sum_1^n p_{нi}$ — сумма номинальных мощностей однофазных приемников рассматриваемого узла; $p_{н.макс}$ — номинальная мощность наибольшего приемника однофазного тока.

Таблица 2-5

от $n_* = n_1/n$ и $P_* = P_{н1}/P_{н1}^1$

P_*						
0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1
0,030	0,039	0,051	0,073	0,11	0,18	0,34
0,059	0,076	0,10	0,14	0,20	0,32	0,52
0,11	0,14	0,19	0,26	0,36	0,51	0,71
0,16	0,21	0,27	0,36	0,48	0,64	0,81
0,22	0,27	0,34	0,44	0,57	0,72	0,86
0,26	0,33	0,41	0,51	0,64	0,79	0,90
0,31	0,38	0,47	0,58	0,70	0,83	0,92
0,40	0,48	0,57	0,68	0,79	0,89	0,94
0,47	0,56	0,66	0,76	0,85	0,92	0,95
0,67	0,72	0,80	0,88	0,93	0,95	
0,76	0,83	0,89	0,93	0,95		
0,85	0,90	0,93	0,95			
0,90	0,94	0,95				
0,94	0,95					
0,95						

Б. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНИХ И СРЕДНЕКВАДРАТИЧНЫХ НАГРУЗОК И РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНИХ И СРЕДНЕКВАДРАТИЧНЫХ НАГРУЗОК

Средние нагрузки (за наиболее загруженную смену $P_{см}$, $Q_{см}$ и среднегодовые $P_{сг}$, $Q_{сг}$) имеют важное значение при расчетах и исследовании нагрузок и расхода и потерь электроэнергии.

Величины $P_{см}$ и $Q_{см}$ находят по показателям, которые определяются путем простейших обследований нагрузок и проверяются по удельным расходам электроэнергии, известным для большинства производств.

Средняя активная мощность за наиболее загруженную смену $P_{см}$ какой-либо группы силовых приемников с одинаковым режимом работы определяется путем умножения суммарной номинальной мощности группы рабочих приемников $P_{н}$, приведенной для приемников повторно-кратковременного режима работы к $PВ=100\%$, на их групповой коэффициент использования $K_{н}$:

$$P_{см} = K_{н} P_{н} \tag{2-50}$$

Средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену $Q_{см}$ для какой-либо группы силовых приемников (с отста-

ющим током) одинакового режима работы определяется:

1) путем умножения суммарной номинальной реактивной мощности группы рабочих приемников $Q_{н}$, приведенной для приемников ПКР к $PВ=100\%$, на их групповой коэффициент использования $K_{н.р}$ [Л. 2-10]:

$$Q_{см} = K_{н.р} Q_{н} \tag{2-51}$$

2) путем умножения средней активной мощности $P_{см}$ этой группы на $\text{tg } \varphi$, соответствующий групповому коэффициенту мощности $\cos \varphi$ [Л.2-1]:

$$Q_{см} = P_{см} \text{tg } \varphi \tag{2-52}$$

и принимается со знаком «плюс».

Реактивные нагрузки приемников с опережающим током (синхронные двигатели, статические конденсаторы) принимаются со знаком «минус». Средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену для какой-либо группы синхронных двигателей с одинаковым режимом работы определяется по формулам (2-51) и (2-52), но с учетом оптимального значения коэффициента мощности $\cos \varphi_{наив-ед}$ (см. [Л.2-2, 2-3]). Если для определения $\cos \varphi_{наив-ед}$ отсутствуют необходимые данные, можно ориентировочно принимать его равным $\cos \varphi$.

Средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену $Q_{см.к}$ для группы статических конденсаторов принимается равной номинальной мощности группы $Q_{н.к}$ с пересчетом ее на фактическое напряжение сети:

$$Q_{см.к} = Q_{н.к} = Q_{пасп.к} \left(\frac{U_{факт}}{U_{пасп}} \right)^2 \tag{2-53}$$

где $Q_{н.к}$ — фактическая номинальная мощность группы статических конденсаторов при фактическом напряжении сети $U_{факт}$, квар; $Q_{пасп.к}$ — паспортная номинальная мощность группы статических конденсаторов при паспортном напряжении $U_{пасп}$, квар.

Определение средних нагрузок за наиболее загруженную смену от однофазных приемников независимо от величины неравномерности по фазам, создаваемой этими приемниками, производится аналогично трехфазным.

Условные средние нагрузки за наиболее загруженную смену трехфазной сети от группы однофазных приемников одинакового режима работы (при числе приемников более трех), включенных на фазное или линейное напряжение сети, определяются по формулам:

$$P_{см.у} = 3K_{н} P_{н.м.ф} \tag{2-54}$$

$$Q_{см.у} = 3K_{н.р} Q_{н.м.ф} = 3K_{н} P_{н.м.ф} \text{tg } \varphi \tag{2-55}$$

где $P_{н.м.ф}$ и $Q_{н.м.ф}$ — номинальные активные и реактивные мощности наиболее загруженной фазы.

Для наиболее общего случая смешанного включения однофазных приемников в трехфазную сеть (на фазные и линейные напряжения) при числе приемников более трех и различных $K_{и}$ и $\cos \phi$ наиболее загруженной фазой является фаза, имеющая наибольшую среднюю нагрузку от однофазных приемников. Средние нагрузки за наиболее загруженную смену по отдельным фазам определяются суммированием средних однофазных нагрузок данной фазы (фаза—ноль) и однофазных нагрузок, включенных на линейное напряжение, с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению с использованием табл. 2-1

$$P_{см(a)} = K_{и} P_{наб} p_{(ab)a} + K_{и} P_{нас} p_{(ca)a} + K_{и}' P_{на0}; \quad (2-56)$$

$$Q_{см(a)} = K_{и} P_{наб} q_{(ab)a} + K_{и} P_{нас} q_{(ca)a} + K_{и}' Q_{на0}, \quad (2-57)$$

где $K_{и}$ и $K_{и}'$ — коэффициенты использования по активной мощности однофазных приемников различного режима работы; остальные обозначения см. § 2-3.

Аналогично определяются средние однофазные нагрузки для фазы b и c , находится наиболее загруженная фаза по активной мощности, а затем определяется условная средняя нагрузка трехфазной сети от однофазных приемников:

$$P_{см.у} = 3P_{см.м.ф.}; \quad (2-58)$$

$$Q_{см.у} = 3Q_{см.м.ф.} \quad (2-59)$$

Средняя активная мощность за наиболее загруженную смену $P_{см}$ узла системы электроснабжения, включающего какое-либо количество групп приемников с разными режимами работы, определяется суммированием средних активных мощностей отдельных групп приемников:

$$P_{см} = \sum_{i=1}^n P_{смi}, \quad (2-60)$$

где $P_{смi}$ — средняя активная мощность за наиболее загруженную смену i -й группы узла; n — число групп приемников с разными режимами работы, входящих в данный узел.

Средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену $Q_{см}$ узла системы электроснабжения, включающего какое-либо количество групп приемников с разными режимами работы (с отстающим и опережающим током в общем случае), определяется алгебраическим сложением средних реактивных мощностей отдельных групп приемников:

$$Q_{см} = \sum_{i=1}^n Q_{смi} - \left(\sum_{i=1}^{n_1} Q_{см.сдi} + Q_{см.к} \right), \quad (2-61)$$

где $Q_{смi}$ — средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену i -й группы приемников с отстающим током; n — число групп приемников с отстающим током с разными режимами работы, входящих в данный узел; $Q_{см.сдi}$ — средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену i -й группы синхронных двигателей; n_1 — число групп синхронных двигателей с разными режимами работы, входящих в данный узел; $Q_{см.к}$ — средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену группы статических конденсаторов, относящихся к данному узлу.

При наличии в узле системы электроснабжения приемников однофазного и трехфазного тока средние нагрузки узла за наиболее загруженную смену определяются суммированием средних нагрузок трехфазных приемников, найденных по выражениям (2-60) и (2-61), и условных средних нагрузок трехфазной сети от однофазных приемников, вычисленных согласно выражениям (2-58) и (2-59).

При ориентировочных расчетах, когда отсутствуют данные для определения $P_{см}$ и $Q_{см}$ соответственно по формулам (2-50), (2-51) и (2-52), эти величины могут быть определены из выражений:

$$P_{см} = P_{сг}/K_{с.э.}; \quad (2-62)$$

$$Q_{см} = Q_{сг}/K_{с.э.р}, \quad (2-63)$$

где $K_{с.э.}$, $K_{с.э.р}$ — годовые коэффициенты сменности по энергоиспользованию активной и реактивной энергии; $P_{сг}$, $Q_{сг}$ — среднегодовые активная и реактивная мощности.

Годовым коэффициентом сменности по энергоиспользованию активной энергии называется отношение годового потребления $\mathcal{E}_{а.г}$ активной энергии (группой приемников, цехом или предприятием в целом) к годовому потреблению активной энергии по средней мощности за наиболее загруженную смену [Л. 2-1]:

$$K_{с.э.} = \mathcal{E}_{а.г}/P_{см} T_{г}, \quad (2-64)$$

где $T_{г}$ — годовое фонд рабочего времени, определяемый по данным технологического задания.

Годовым коэффициентом сменности по энергоиспользованию реактивной энергии $K_{с.э.р}$ называется отношение годового потребления реактивной энергии (группой приемников, цехом или предприятием в целом) $\mathcal{E}_{р.г}$ к условному годовому потреблению реактивной энергии по средней мощности за наиболее загруженную смену [Л. 2-10]:

$$K_{с.э.р} = \mathcal{E}_{р.г}/Q_{см} T_{г}. \quad (2-64а)$$

Коэффициенты $K_{с.э.}$ и $K_{с.э.р}$, определяемые по технологическим данным, учитывают различные загрузки отдельных смен, сезонные изменения нагрузки, работу в выходные и праздничные дни, а также неритмичность производства. Если потребляемая мощность на протяжении всего года была бы одинаковой и равной $P_{см}(Q_{см})$, то $K_{с.э.}$ ($K_{с.э.р}$) были бы равны 1. Но

вследствие влияния перечисленных факторов $K_{с.э} (K_{с.э.р}) < 1$. Приближенные числовые значения годовых коэффициентов сменности по энергоиспользованию $K_{с.э}$ и $K_{с.э.р}$ для различных предприятий принимаются для расчетов по справочным данным. При отсутствии данных о $K_{с.э.р}$ для массовых приемников промышленных предприятий, имеющих относительно высокую реактивную нагрузку холостого хода (подобно асинхронным двигателям), допускается [Л.2-10] принимать ориентировочно

$$K_{с.э.р} \approx (1,05 - 1,1) K_{с.э}. \quad (2-64б)$$

Средняя активная мощность за наиболее загруженную смену осветительных приемников определяется по формуле

$$P_{см.о} = K_{с.о} P_{н.о}, \quad (2-65)$$

где $K_{с.о}$ — коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки.

Величины коэффициентов спроса осветительных нагрузок для некоторых характерных помещений приведены в [Л.2-12, § 1-2-59]. Значения $K_{с.о}$ увеличиваются по направлению от ввода к потребителям; для линий, питающих отдельные щитки, а также для линий групповой сети $K_{с.о}$ принимается равным 1,0. Коэффициент спроса осветительных нагрузок всех звеньев сети аварийного освещения, а также сети наружного освещения следует принимать равным 1,0.

Установленная мощность приемников освещения $P_{н.о}$ может быть определена по удельной осветительной нагрузке на 1 м² поверхности пола, принимаемой по справочным данным, при известной производственной площади (см. § 2-9).

Среднегодовая мощность, потребляемая цехом или предприятием в целом, находится из соотношений:

$$P_{сг} = \Delta_{а.г} / T_{г}; \quad (2-66)$$

$$Q_{сг} = \Delta_{р.г} / T_{г}, \quad (2-67)$$

или может быть определена из выражений:

$$P_{сг} = K_{и.г} P_{и}; \quad (2-68)$$

$$Q_{сг} = K_{и.р.г} Q_{и}, \quad (2-69)$$

где $K_{и.г}$, $K_{и.р.г}$ — среднегодовые значения коэффициентов использования по активной и реактивной мощности:

$$K_{и.г} = K_{с.э} K_{и}; \quad (2-70)$$

$$K_{и.р.г} = K_{с.э.р} K_{и.р}. \quad (2-70а)$$

Средняя полная мощность $S_{см}$, $S_{сг}$ и средний ток $I_{см}$, $I_{сг}$ за наиболее загруженную смену или за год для трехфазной сети находятся по величинам средних мощностей за соответствующий период времени из выражений (2-15а), в которые подставляются значения $P_{см}$ или $P_{сг}$ вместо $P_{с}$ и $Q_{см}$ или $Q_{сг}$ вместо $Q_{с}$, а для постоянного тока — по формулам:

$$\left. \begin{aligned} I_{см} &= P_{см} / U_{и}; \\ I_{сг} &= P_{сг} / U_{и}. \end{aligned} \right\} \quad (2-71)$$

Определение среднеквадратичной мощности может быть произведено по выражениям (2-17), (2-17а), а в условиях эксплуатации по показаниям счетчиков электроэнергии согласно выражениям:

$$P_{сч} = K_{ф} P_{с}; \quad (2-72)$$

$$Q_{сч} = K_{ф.р} Q_{с}, \quad (2-73)$$

где величины $K_{ф}$ и $K_{ф.р}$ определяются опытным путем с помощью формул, аналогичных (2-30).

По среднеквадратичной мощности подсчитывается среднеквадратичный ток по формуле, аналогичной (2-15а).

2-7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Наиболее часто расход электроэнергии определяется за год, реже — за месяц или наиболее загруженную смену. Годовой расход активной электроэнергии для отдельных цехов и предприятий в целом находится из соотношений

$$\Delta_{а.г} = P_{сг} T_{г} = K_{и.г} P_{и} T_{г} = K_{с.э} P_{см} T_{г}, \quad (2-74)$$

где $T_{г}$ — годовой фонд рабочего времени.

Если для данного вида производства величина годового коэффициента сменности по энергоиспользованию $K_{с.э}$ неизвестна, а по технологическому заданию имеются сведения об относительных нагрузках других (менее загруженных) смен, то годовой расход активной электроэнергии может быть определен по формуле

$$\Delta_{а.г} = P_{см} (T_{г1} + K_{з.см2} T_{г2} + K_{з.см3} T_{г3} + K_{з.см4} T_{г4}) K_{пр}, \quad (2-75)$$

где $P_{см}$ — средняя мощность наиболее загруженной смены; $T_{г1}$, $T_{г2}$, $T_{г3}$, $T_{г4}$ — годовые продолжительности работы (годовой фонд рабочего времени) отдельных смен (первой, второй, третьей и четвертой); $K_{з.см2}$, $K_{з.см3}$, $K_{з.см4}$ — коэффициенты, учитывающие степень загрузки менее загруженных второй, третьей и четвертой смен, представляющие собой отношение расчетных максимумов отдельных менее загруженных смен к максимуму наиболее загруженной первой смены; $K_{пр} = K_{пр1} K_{пр2}$ — коэффициент, учитывающий работу в выходные и праздничные дни ($K_{пр1} = 1,0 \div 1,05$) и месячные колебания нагрузки ($K_{пр2} = 0,8 \div 0,9$).

Сезонные изменения нагрузки при определении $\Delta_{а.г}$ следует учитывать введением соответствующего поправочного коэффициента $K_{пр3} < 1$ в величину $K_{пр}$. В общем случае коэффициент $K_{пр}$ в выражении (2-75) меньше 1. Для ориентировочных расчетов при невозможности определения из выражений (2-74) и (2-75) допускается расчет по формуле

$$\Delta_{а.г} = P_{р} T_{м.а}, \quad (2-76)$$

где $P_{р}$ — расчетная (длительная максимальная) нагрузка; $T_{м.а}$ — годовое число часов использования максимума активной мощности.

Величина $T_{м.а}$ для разных отраслей промышленности и разного числа рабочих смен приводится в отраслевых инструкциях или справочных материалах. При наличии прогрессивных норм удельного расхода электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении $\mathcal{E}_{а.у}$ годовой расход электроэнергии, потребляемой цехом или предприятием в целом, определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{а.г} = \mathcal{E}_{а.у} M, \quad (2-77)$$

где M — годовой выпуск продукции в натуральном выражении (т, м³ и т. п.).

Формула (2-77) может применяться и для любого другого, отгличного от года, периода. Величина $\mathcal{E}_{а.у}$ является интегральным показателем расхода электроэнергии на единицу продукции (например, 1 т проката, один экскаватор, 1 т азотной кислоты, один автомобиль и т. п.). В величину $\mathcal{E}_{а.у}$ входит и расход электроэнергии на все вспомогательные нужды производств и освещения цехов.

Расчет годового расхода активной электроэнергии по формуле (2-77) является контрольным по отношению к расчету по всем приведенным выше методам определения $\mathcal{E}_{а.г}$. Расчеты, выполненные по выражениям (2-74), (2-75) или (2-76), должны быть сопоставлены с результатами расчета по формуле (2-77). При расхождении более чем на 10% должны быть выяснены причины расхождений и внесены соответствующие коррективы в расчеты.

Годовой расход реактивной энергии для приемников с отстающим током определяется по формулам, аналогичным (2-74), (2-75) и (2-76), т. е.

$$\mathcal{E}_{р.г} = K_{с.э.р} Q_{см} T_{г}; \quad (2-78)$$

$$\mathcal{E}_{р.г} \approx Q_{см} (T_{г1} + K_{э.см2} T_{г2} + K_{э.см3} T_{г3} + K_{э.см4} T_{г4}) K_{пр}; \quad (2-79)$$

$$\mathcal{E}_{р.г} = Q_{р} T_{м.р}, \quad (2-80)$$

либо по формуле

$$\mathcal{E}_{р.г} = \mathcal{E}_{а.г} \operatorname{tg} \varphi_{г}, \quad (2-81)$$

где $Q_{см}$ — средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену; $Q_{р}$ — расчетная реактивная мощность; $T_{м.р}$ — годовое число часов использования максимума реактивной мощности; $\operatorname{tg} \varphi_{г}$ соответствует средневзвешенному за год значению коэффициента мощности данной группы потребителей цеха или предприятия в целом.

Остальные символы имеют те же значения, что и выше. Величина $T_{м.р}$ аналогично $T_{м.а}$ находится по отраслевым инструкциям или справочным материалам для соответствующего производства.

При наличии в группе (цехе, предприятии) приемников, работающих с опережающим током (синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов или синхронных двигателей, работающих с перевозбуждением), вырабатываемая ими реактивная энергия вычисляется отдельно и

вычитается из годового количества реактивной энергии, потребляемой приемниками с отстающим током.

Общее годовое количество реактивной энергии, отдаваемой синхронными двигателями и конденсаторами, определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{р.г} = (\gamma_{сд} Q_{сд} + Q_{н.к}) T_{г} + Q_{к.у} T_{г}, \quad (2-82)$$

где $\gamma_{сд}$ — коэффициент использования компенсирующей способности синхронных двигателей, который при определении электрических нагрузок может быть принят равным единице; $Q_{к.у}$ — реактивная мощность компенсирующих устройств.

Годовое число часов работы силовых приемников $T_{г.с}$ зависит от характера производства и технологического процесса и может быть определено из выражения

$$T_{г.с} = (365 - m) n T_{см} \kappa_{р} - T_{пр}, \quad (2-83)$$

где m — число нерабочих дней в году; n — число смен; $T_{см}$ — продолжительность смены, ч; $\kappa_{р}$ — коэффициент, учитывающий время ремонта и другие простои производства, принимаемый в пределах 0,96—0,98; $T_{пр}$ — годовое число часов, на которое сокращена продолжительность работы в предвыходные и предпраздничные дни.

Годовое число работы предприятий, за исключением цехов с непрерывным производством, в зависимости от числа и продолжительности смен можно принимать по данным табл. 2-6. Для предприятий и цехов с непрерывным производством (электролиз, горячие цехи и т. п.) годовое число часов работы соответственно увеличивается.

Таблица 2-6

Годовое число часов работы предприятий в зависимости от числа и продолжительности смен

Продолжительность смены $T_{см}$, ч	Годовое число часов работы T при числе смен, ч		
	1	2	3
8	2 250	4 500	6 400
7	2 000	3 950	5 870

Годовой расход активной энергии для осветительных приемников определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{а.о.г} = K_{с.о} P_{н.о} T_{м.о}, \quad (2-84)$$

где $T_{м.о}$ — годовое число часов использования осветительного максимума, числовые значения которого принимаются по справочным материалам в зависимости от географической широты местности, числа рабочих смен, продолжительности рабочей недели и назначения осветительной установки (внутреннее, наружное, рабочее или аварийное освещение и т. п.).

Годовое число часов работы приемников электрического освещения (число часов горения ламп) может быть вычислено по формулам:

$$\left. \begin{aligned} T_{г.р.о} &= (365 - m) \frac{T_1 + T_2}{2} + T_{д.п}; \\ T_{г.а.о} &= 365 \frac{T_1' + T_2'}{2} + T_{д.п}; \\ T_{г.н.о} &= 365 \frac{T_1'' + T_2''}{2} + T_{д.п}, \end{aligned} \right\} (2-85)$$

где m — нерабочие дни в году; T_1, T_1' и T_1'' — продолжительность включения освещения в наиболее продолжительную зимнюю ночь (23 декабря); T_2, T_2' и T_2'' — продолжительность включения освещения в наиболее короткую летнюю ночь (23 июня); $T_{д.п}$ — дополнительное число часов включения в пасмурные дни.

В. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ И ПИКОВЫХ НАГРУЗОК

2-8. ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

В зависимости от стадии проектирования и места расположения расчетного узла в схеме электроснабжения применяются методы определения электрических нагрузок упрощенные или более точные.

Проектирование электроснабжения промышленных предприятий осуществляется, как правило, в два этапа: стадия проектного задания и стадия рабочих чертежей. На стадии проектного задания (или технического проекта) предварительный расчет электрических нагрузок производится приближенно на основании, например, данных о суммарной установленной мощности отдельных потребителей (отделения, цеха, корпуса и т. д.). На стадии рабочих чертежей производится окончательный уточненный расчет электрических нагрузок с использованием конкретных данных о единичных приемниках отделений, цехов и т. д.

Определение расчетных нагрузок выполняется от низших к высшим ступеням системы электроснабжения по отдельным расчетным узлам в сетях напряжением до и выше 1000 В. На рис. 2-4 представлен участок схемы электроснабжения промышленного предприятия с указанием наиболее характерных узлов, для которых производится расчет электрических нагрузок.

Расчет электрических нагрузок характерных узлов системы электроснабжения

выполняется с целью выбора сечений питающих и распределительных сетей напряжением до и выше 1000 В, числа и мощности трансформаторов ТП и ГПП, сечений шин распределительных устройств ТП, РП и ГПП, коммутационной и защитной аппаратуры напряжением до и выше 1000 В и т. п.

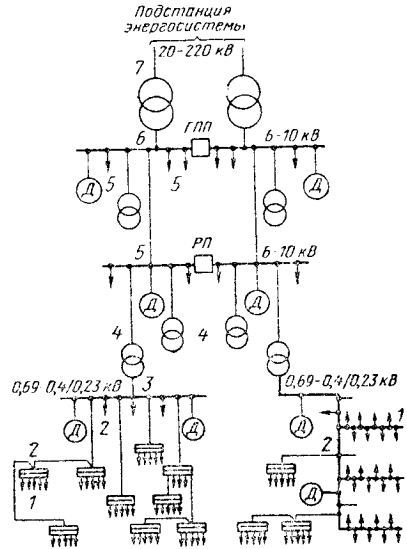


Рис. 2-4. Участок схемы электроснабжения промышленного предприятия с нанесением характерных узлов расчета.

Применяемые в настоящее время в практике проектирования основные методы определения расчетных (ожидаемых) электрических нагрузок могут быть разделены на две группы:

1) метод, определяющий расчетную нагрузку путем умножения величины установленной мощности на коэффициент, меньшей единицы, т. е.

$$P_p = K P_{в}; \quad (2-86)$$

2) методы, определяющие расчетную нагрузку либо путем умножения величины средней нагрузки на коэффициент, больший или равный единице, т. е.

$$P_p = K P_{ср}, \quad (2-87)$$

либо путем добавления к величине средней нагрузки некоторой величины, характеризующий отклонение расчетной нагрузки от средней, т. е.

$$P_p = P_c + \sigma. \quad (2-88)$$

К первой группе следует отнести метод определения расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса. Ко второй группе относятся следующие методы определения расчетной нагрузки: по средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузки; по средней

мощности и коэффициенту максимума нагрузки (метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузки); по средней мощности и среднему квадратичному отклонению (статистический метод).

Особую группу составляют методы определения расчетных нагрузок по удельным показателям производства, а именно: по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска за определенный период; по удельной нагрузке на единицу производственной площади.

Общие рекомендации по выбору метода определения расчетных электрических нагрузок следующие:

1. Для определения расчетных нагрузок по отдельным группам приемников и узлам напряжением до 1000 В в цеховых сетях (см. рис. 2-4, поз. 1, 2) следует использовать метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузок согласно указаниям [Л. 2-1] и статистический метод.

2. Для определения расчетных нагрузок на высших ступенях системы электроснабжения, начиная с цеховых шинопроводов или шин цеховых трансформаторных подстанций и кончая линиями, питающими предприятие (см. рис. 2-4, поз. 3-7), следует применять методы расчета, основанные на использовании величин средней мощности и коэффициентов K_m , K_ϕ и $K_{от}$. В большинстве случаев величины K_m и K_ϕ практически лежат в пределах 1,05-1,2, $K_{от}$ равен 0,05.

3. При ориентировочных расчетах (на стадии проектного задания) на высших ступенях системы электроснабжения (рис. 2-4, поз. 3-7) возможно применение метода расчета по установленной мощности и K_c , а в некоторых частных случаях по удельным показателям потребления электроэнергии.

Ниже более подробно рассмотрены методы определения расчетных нагрузок, даны конкретные указания по возможностям областей их применения и приведены примеры практического решения.

2-9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО УДЕЛЬНЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ ПРОИЗВОДСТВА

Определение расчетной нагрузки по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции. Для приемников электроэнергии, имеющих неизменные или мало меняющиеся (практически постоянные) графики индивидуальной, а следовательно, и групповой нагрузок в наиболее загруженную смену, расчетная нагрузка принимается равной средней за наиболее загруженную смену. Коэффициенты включения этих приемников равны единице, а коэффициенты загрузки изменяются мало.

Для приемников, имеющих практически постоянный график нагрузки, расчетную

нагрузку, совпадающую со средней, рекомендуется определять по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период времени:

$$P_p = P_{см} = \frac{M_{см} \varepsilon_{а.у}}{T_{см}}, \quad (2-89)$$

где $\varepsilon_{а.у}$ — удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч; $M_{см}$ — количество продукции, выпускаемой за смену (производительность установки за смену); $T_{см}$ — продолжительность наиболее загруженной смены, ч.

При наличии данных об удельных расходах электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении $\varepsilon_{а.у}$ и годовом объеме выпускаемой продукции M цеха или предприятия в целом расчетная нагрузка вычисляется по формуле

$$P_p = \frac{\varepsilon_{а.у} M}{T_{м.а}}. \quad (2-89а)$$

Если известны данные об удельных расходах электроэнергии по отдельным технологическим агрегатам ($\varepsilon_{а.у.i}$), то расчетная нагрузка может быть определена по выражениям:

для цеха

$$P_{р.ц} = \frac{\sum_1^n \varepsilon_{а.у.i} M}{T_{м.а.ц}} + P_{р.оц}. \quad (2-89б)$$

для завода в целом

$$P_{р.з} = \left(\sum_1^m P_{р.ц.i} + P_{р.оз} \right) K_{р.м}, \quad (2-89в)$$

где $\varepsilon_{а.у.i} M$ — расходы электроэнергии по отдельным агрегатам; $P_{р.оц}$, $P_{р.оз}$ — расчетные нагрузки за наиболее загруженную смену соответственно общецеховых и общезаводских приемников, которые определяются в зависимости от их режима и графика работы; $T_{м.а.ц}$ — число часов использования максимума активной нагрузки цеха (принимается по отраслевым инструкциям или справочным данным); n — число агрегатов цеха; m — количество цехов завода.

Удельные расходы электроэнергии по отдельным видам продукции приведены в справочных материалах.

Определение расчетной нагрузки по удельной мощности на единицу производственной площади. Расчетная нагрузка группы приемников по удельной мощности может быть определена по формуле

$$P_p = p_0 F, \quad (2-90)$$

где F — площадь размещения приемников группы, м²; p_0 — удельная расчетная мощность на 1 м² производственной площади (аналогично s_0), кВт/м².

Для определения расчетной нагрузки по всему цеху в целом формула (2-90) применима, но для величины P_0 должно быть принято среднее значение ее, определенное по опытным значениям нагрузок в целом для аналогичных цехов. Расчетные удельные нагрузки зависят от рода производства и выявляются по статистическим данным.

2-10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТУ СПРОСА

Для группы однородных по режиму работы приемников расчетная нагрузка определяется из выражений:

$$P_p = K_c P_{н}; \quad (2-91)$$

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi; \quad (2-91a)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = P_p / \cos \varphi, \quad (2-91б)$$

где K_c — коэффициент спроса данной характерной группы приемников, принимаемый по справочным материалам; $\operatorname{tg} \varphi$ соответствует характерному для данной группы приемников $\cos \varphi$, определяемому по справочным материалам.

Величина K_c может быть принята также в зависимости от величины $K_{н}$ для значения $K_{в}$, равного 0,8:

$K_{н}$	0,4	0,5	0,6
K_c	0,5	0,6	0,65—0,7
$K_{н}$	0,7	0,8	0,9
K_c	0,75—0,8	0,85—0,9	0,92—0,95

Расчетная нагрузка узла системы электроснабжения (цеха, корпуса, предприятия) определяется суммированием расчетных нагрузок отдельных групп приемников, входящих в данный узел, с учетом коэффициента одновременности максимумов нагрузки, т. е. по выражению

$$S_p = \sqrt{\left(\sum_1^n P_p\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_p\right)^2} K_{p.m.}, \quad (2-92)$$

где $\sum_1^n P_p$ — сумма расчетных активных нагрузок отдельных групп приемников, определяемых по формуле (2-91); $\sum_1^n Q_p$ —

сумма расчетных реактивных нагрузок отдельных групп приемников, определяемых по формуле (2-91a); $K_{p.m.}$ — коэффициент одновременности максимумов нагрузки отдельных групп приемников, принимаемый в пределах 0,85—1,0 в зависимости от места нахождения данного узла в системе электроснабжения предприятия.

Определение расчетной нагрузки по ус-

тановленной мощности и коэффициенту спроса есть грубо приближенный метод оценки величины расчетной нагрузки и поэтому в общем случае может быть рекомендован только для предварительных расчетов узлов системы электроснабжения, включающих значительное количество приемников электроэнергии (отделение, цех, корпус или завод в целом).

2-11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТУ ФОРМЫ

Для группы приемников нагрузка определяется по средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузки $K_{ф}$ из следующих выражений:

$$P_p = K_{ф} P_{ср}; \quad (2-93)$$

$$Q_p = K_{ф.p} Q_{ср} \text{ или } Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi; \quad (2-93a)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2-93б)$$

Следовательно, по данному методу расчетная нагрузка принимается равной среднеквадратичной, т. е. $P_p = P_{ср}$, $Q_p = Q_{ср}$ [см. выражения (2-72) и (2-73)].

Допущение равенства расчетной нагрузки среднеквадратичной в общем случае неприемлемо, но в некоторых случаях среднеквадратичная нагрузка может быть непосредственно использована как расчетная. Например, для групп приемников с повторно-кратковременным режимом работы выражение (2-93) справедливо во всех случаях. Согласно принципу максимума средней нагрузки оно вполне приемлемо для групп приемников с длительным режимом работы с групповым циклом $T_{г} \ll \ll 3T_0$, например для вспомогательных приводов реверсивных станков горячей прокатки.

В общем случае для группы приемников с длительным режимом работы зависимость величины $K_{ф}$ от показателей режима работы и эффективного числа приемников группы определяется уравнением (2-28). Поэтому формулы (2-93), (2-93a) и (2-93б) могут быть рекомендованы для определения расчетных нагрузок цеховых шинопроводов, на шинах нижнего напряжения цеховых трансформаторных подстанций, на шинах РП, ГРП, ГПП при достаточно равномерных графиках нагрузок, когда величина $K_{ф}$ лежит в пределах от 1,0 до 1,2.

При расчете нагрузок отдельных узлов системы электроснабжения проектируемого предприятия коэффициенты формы могут быть приняты по опытным данным для соответствующих узлов системы электроснабжения действующего предприятия, аналогичного по технологическому процессу и производительности проектируемого.

На действующих предприятиях при ритмичной работе коэффициент формы оп-

ределяется за несколько дней по формуле (2-30) и принимается его среднее значение. Для предприятий, работающих неритмично, коэффициент формы следует определять за характерные сутки.

Когда опытным путем установить групповой коэффициент формы графика нагрузки по тем или иным причинам трудно, можно с достаточной степенью точности полагать величину $K_{\Phi} = 1,1 \div 1,2$, при этом она уменьшается по направлению от низших к высшим ступеням системы электроснабжения. При определении расчетной нагрузки по формулам (2-93) и (2-93а) средняя мощность за наиболее загруженную смену $P_{см}$, $Q_{см}$ в условиях проектирования находится одним из указанных ниже способов: по известным данным установленной мощности и коэффициенту использования по формулам (2-50), (2-51), (2-52), (2-60) и (2-61); по известным данным среднегодовой нагрузки и коэффициенту сменности по энергоиспользованию по формулам (2-62) и (2-63); по известным данным удельных расходов электроэнергии и производительности цеха или предприятия в единицах продукции по формуле (2-89); по известным данным средней удельной нагрузки на единицу производственной площади по формуле (2-90).

Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену, определенная расчетным путем, в условиях эксплуатации может быть сопоставлена с вычисленной по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии.

2-12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ И СРЕДНЕКВАДРАТИЧНОМУ ОТКЛОНЕНИЮ

Расчетная нагрузка группы приемников определяется двумя интегральными показателями: средней нагрузкой P_T и среднеквадратичным отклонением (уклонением) σ_T по формуле

$$P_{pT} = P_T \pm \beta \sigma_T, \quad (2-94)$$

где β — принятая кратность меры рассеяния (уклонения), а индекс T указывает на отношение величины к длительности интервала осреднения нагрузки.

Выражение (2-94) принято согласно закону нормального распределения, который можно считать справедливым, начиная с $n_3 = 6 \div 8$ при установленном технологическом режиме, и применимому даже при меньших значениях n_3 [Л. 2-3].

Для группового графика нагрузки средняя нагрузка при достаточно большом m равна:

$$P_T = P_c = \frac{P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_m}{m}, \quad (2-95)$$

где m — число отрезков длительностью $T = 3T_0$ (в течение которой перегрев рассматриваемой токоведущей части может почти достигнуть установившегося значения), на которое разбит групповой график нагрузок, построенный для достаточно длительного периода времени.

Тогда отклонение для данного группового графика нагрузки будет равно:

$$\sigma_T = \sigma_c = \frac{\sqrt{(P_1 - P_T)^2 + (P_2 - P_T)^2 + \dots + (P_m - P_T)^2}}{m} \quad (2-96)$$

Вероятность того, что средняя нагрузка любой группы приемников превысит $P_{pT} = P_T \pm \beta \sigma_T$, будет равна $\text{Вер}(\beta)$.

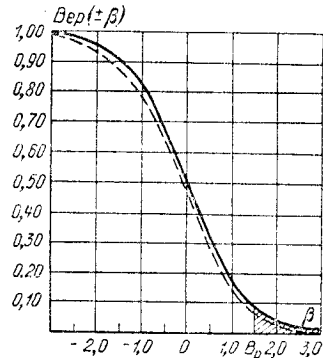


Рис. 2-5. Интегральная кривая нормального распределения нагрузок.

Интегральная кривая нормального распределения $\text{Вер}(\beta) = f(\beta)$ представлена на рис. 2-5.

При выборе параметров токоведущих частей без учета теплового износа изоляции принимается расчетное значение $\beta_p = +2,5$, т.е. расчетная нагрузка в этом случае равна:

$$P_{pT} = P_T + 2,5 \sigma_T, \quad (2-97)$$

и частота появления цикла продолжительностью T с нагрузкой $P_T + 2,5 \sigma_T$ составляет $\text{Вер}(+2,5) = 0,005$ (рис. 2-5).

Для определения расчетной нагрузки линии, питающей n однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, выражение (2-97) может быть представлено в следующем виде:

$$\begin{aligned} P_{pT} &= P_T + 2,5 \sigma_T = \\ &= K_{nT} (p_{n1} + p_{n2} + p_{n3} + \dots + p_{nn}) + \\ &+ 2,5 \sqrt{(\sigma_{oT} p_{n1})^2 + (\sigma_{oT} p_{n2})^2 + \dots} \end{aligned}$$

$$+ (\sigma_{oT} P_{н3})^2 + \dots + (\sigma_{oT} P_{нn})^2 = K_{нT} P_{н} + 2,5 \sigma_{oT} P_{н} \sqrt{n}, \quad (2-97a)$$

где σ_{oT} — относительное уклонение для нагрузки одного приемника и интервала осреднения длительностью T .

Учитывая, что для группы приемников одинаковой мощности $p_{н} = P_{н}/n$, выражение (2-97a) может быть переписано в виде:

$$P_{pT} = \left(K_{нT} + \frac{2,5 \sigma_{oT}}{\sqrt{n}} \right) P_{н} = \left(K_{нT} + \frac{2,5 \sigma_{o(30)}}{\sqrt{\alpha n}} \right) P_{н} = K_{сT} P_{н}, \quad (2-97б)$$

где $\alpha = T/30$ — коэффициент, характеризующий, во сколько раз время T , необходимое для нагрева проводника до установившейся температуры, больше 30 мин; $K_{сT}$ — коэффициент спроса для интервала осреднения T , характеризуемый двумя величинами:

$$K_{нT} = P_T/P_{н}; \quad \sigma_{oT} = \sigma_T \sqrt{n}/P_{н}.$$

Для групп приемников различной мощности (наиболее общий случай) выражение (2-97) может быть представлено в виде

$$P_{pT} = \left(K_{нT} + \frac{2,5 \sigma_{oT}}{\sqrt{n_3}} \right) P_{н} = \left(K_{нT} + \frac{2,5 \sigma_{o(30)}}{\sqrt{\alpha n_3}} \right) P_{н} = (K_{нT} + K_{oT}) P_{н}, \quad (2-97в)$$

где K_{oT} — относительное отклонение приведенного единичного приемника.

Относительное уклонение σ_{oT} для нагрузки одного приемника и интервала осреднения T определяется в зависимости от $K_{нT}$ на основе составляемых по данным опытов корреляционных функций $K_{сT}$ от $K_{нT}$. В общем случае учитывая зависимость, которая может быть дана в виде [Л.2-3]:

$$\sigma_{oT} = \frac{0,30 - 0,25 K_{нT}}{\sqrt{\alpha}};$$

перепишем выражение (2-97в) в виде

$$P_{pT} = \left(K_{нT} + \frac{2,5 \sigma_{oT}}{\sqrt{n_3}} \right) P_{н} = \left[K_{нT} + \frac{2,5 (0,30 - 0,25 K_{нT})}{\sqrt{\alpha n_3}} \right] P_{н} = \left(K_{нT} + \frac{0,75 - 0,63 K_{нT}}{\sqrt{\alpha n_3}} \right) P_{н} = (K_{нT} + K_{oT}) P_{н}, \quad (2-97г)$$

где K_{oT} [см. (2-35)] определяется в практических расчетах по кривым $K_{oT} = f(\alpha n_3)$, представленным на рис. 2-2.

2-13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТУ МАКСИМУМА

Метод определения расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм) положен в основу «Указаний по определению электрических нагрузок в промышленных установках» [Л.2-1]. Расчетная активная нагрузка группы приемников с переменным графиком нагрузки (на всех ступенях питающих и распределительных сетей, включая трансформаторы и преобразователи) определяется по средней мощности и коэффициенту максимума из выражения

$$P_p = K_M P_{сM} = K_M K_n P_{н}. \quad (2-98)$$

Сущность практического применения метода упорядоченных диаграмм к определению расчетных нагрузок изложена в [Л.2-1]. Рассмотрим основные положения метода.

В основу определения расчетной нагрузки положен принцип максимума средней нагрузки. Под расчетной нагрузкой понимается максимальная средняя нагрузка за интервал времени $T_{оср} = 3T_0$. В качестве интервала осреднения принято время $T_{оср} = 30$ мин ($T_0 = 10$ мин). На этом основании выведена приближенная расчетная формула (2-32) и на основании ее построены упрощенные расчетные кривые $K_M = f(n_3)$ при различных значениях K_n (см. рис. 2-1) для определения величины коэффициента максимума. Следовательно, более точно расчетная формула (2-98) может быть записана в виде

$$P_{p(30)} = K_{M(30)} P_{сM}, \quad (2-98a)$$

где $P_{p(30)}$ — расчетная активная нагрузка группы приемников при длительности интервала осреднения $T_{оср} = 30$ мин или так называемый получасовой (30 минутный) максимум нагрузки; $P_{сM}$ — средняя активная мощность группы приемников за наиболее загруженную смену; $K_{M(30)}$ — коэффициент максимума активной мощности при длительности интервала осреднения 30 мин, определяемый по кривым $K_M = f(n_3)$ (см. рис. 2-1 или табл. 2-3) при известных значениях K_n и n_3 . В тех случаях, когда выбираемый по нагреву проводник имеет постоянную времени нагрева T_0 , значительно превышающую 10 мин (см. табл. 2-2), величина расчетной нагрузки, определенная по 30-минутному интервалу осреднения, должна быть пересчитана на максимум другой, большей длительности. Расчетная формула (2-98a) в

указанном случае может быть представлено в виде

$$P_{pT} = K_{MT} P_{cM}, \quad (2-98b)$$

где P_{pT} — расчетная активная нагрузка группы приемников при длительности интервала осреднения $T > 30$ мин; K_{MT} — коэффициент максимума продолжительностью $T > 30$ мин, определяемый по формуле (2-33).

Эффективное число приемников группы n_3 определяется одним из способов, приведенных в § 2-5. Числовые значения K_n для отдельных характерных групп приемников принимаются по справочным материалам. Средняя активная мощность группы приемников за наиболее загруженную смену определяется по выражению (2-50).

Расчетная реактивная нагрузка группы приемников с переменным графиком нагрузки (при индуктивном характере нагрузки) принимается равной:

$$\text{при } n_3 \leq 10 \quad Q_p = 1,1 Q_{cM}; \quad (2-99)$$

$$\text{при } n_3 > 10 \quad Q_p = Q_{cM}, \quad (2-99a)$$

где Q_{cM} — средняя реактивная мощность группы приемников за наиболее загруженную смену, определяемая по формулам (2-51) или (2-52).

Полные расчетные нагрузки $S_{p(30)}$ или S_{pT} определяются по формулам, подобным, например (2-91б).

Определение расчетной нагрузки по формулам (2-98а), (2-98б) возможно только при числе эффективных приемников группы, равном 4 и более, так как расчетная формула для $K_{M(30)}$ (2-32) строго обоснована для $n_3 \geq 5$ (групповая нагрузка при $n \rightarrow \infty$ подчиняется нормальному закону распределения; на опыте это подтверждается уже при числе тождественных приемников более 5), а кривые $K_M = f(n_3)$ экстраполированы только до $n_3 = 4$ (см. рис. 2-1).

При небольшом эффективном числе приемников ($n_3 < 4$) рекомендуются следующие упрощенные способы определения расчетной нагрузки:

1. Расчетная нагрузка группы (или многодвигательного привода), содержащей три и менее фактических приемника, принимается равной сумме номинальных мощностей этих приемников, т.е.

$$P_p = \sum_1^n P_{ni}; \quad (2-100)$$

$$Q_p = \sum_1^n q_{ni} = \sum_1^n P_{ni} \operatorname{tg} \varphi_{ni}, \quad (2-100a)$$

где n — число фактических приемников в группе (до трех) $\operatorname{tg} \varphi_{ni}$ отвечает номинальному коэффициенту мощности $\cos \varphi_n$ i -го приемника.

При отсутствии данных о величине $\cos \varphi_n$ она может быть принята для двига-

телей с длительным режимом работы равной 0,8, а для двигателей с повторно-кратковременным режимом (ПКР) 0,7.

Таким образом, для ответвлений от распределительных шкафов или магистралей к отдельным приемникам единственным параметром для расчета их по нагреву является номинальная мощность приемника.

2. При числе фактических приемников в группе или многодвигательном приводе больше трех, но числе эффективных приемников меньше четырех, расчетная нагрузка принимается равной сумме произведений номинальных мощностей на характерные для этих приемников коэффициенты загрузки, т.е.

$$P_p = \sum_1^n P_{ni} K_{zi}; \quad (2-101)$$

$$Q_p = \sum_1^n q_{ni} K_{zpi} = \sum_1^n P_{ni} \operatorname{tg} \varphi_{ni} K_{zi}, \quad (2-101a)$$

где n — число фактических приемников в группе [больше трех], K_{zi} — характерный коэффициент загрузки по активной мощности i -го приемника.

При отсутствии сведений о K_z и $\cos \varphi_n$ могут быть приняты их средние значения: для приемников с длительным режимом — соответственно 0,9 и 0,8, а для приемников с ПКР соответственно 0,75 и 0,7. При наличии в группе крупных приемников (мощностью 100 кВт и более) необходимо учитывать график нагрузок и их режим работы при оценке величины K_z .

Определение расчетной нагрузки рассмотренными упрощенными способами приводит, как правило, к завышенному результату и допускается только для данной небольшой группы приемников или многодвигательного привода.

Для групп приемников длительного режима работы с практически постоянным графиком нагрузок ($K_n \geq 0,6$, $K_n \approx 1$ и коэффициент заполнения графика нагрузки по активной мощности за наиболее загруженную смену $K_{z,T} \geq 0,9$) коэффициент максимума может быть принят равным единице, а расчетная нагрузка группы таких приемников — равной средней за наиболее загруженную смену, т.е.:

$$P_p = P_{cM}; \quad (2-102)$$

$$Q_p = Q_{cM}. \quad (2-102a)$$

Расчетная реактивная нагрузка от синхронных двигателей принимается равной средней за наиболее загруженную смену [см. (2-51) или (2-52)], а от статических конденсаторов — номинальной мощности с пересчетом последней на фактическое напряжение сети [см. (2-53)].

Выявление приемников с практически постоянным графиком нагрузки производится по данным эксплуатации или обследования. В случае, если такие данные отсутствуют, все приемники относятся к

приемникам с переменным графиком нагрузки.

Расчетная нагрузка группы осветительных приемников $P_{р.о}$ принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену [см. (2-65)].

Для определения расчетной нагрузки группы однофазных приемников, равномерно распределенных по фазам трехфазной сети, которые учитываются в расчетах как трехфазные приемники эквивалентной мощности, используются расчетные формулы (2-98) и (2-99) или (2-100) или (2-101) в зависимости от величины n_3 (соответственно при $n_3 \geq 4$ или $n_3 < 4$). Способы определения n_3 при однофазных нагрузках приведены в § 2-5.

Условные расчетные нагрузки трехфазной сети от группы однофазных приемников (при числе их более трех) с переменным графиком нагрузки и неоднородным режимом работы (одинаковые k_n и $\cos \varphi$), включенных на фазное или линейное напряжения и распределенных неравномерно по фазам трехфазной сети, вычисляются по формулам:

$$P_{р.у} = 3P_{см.м.ф} K_M = 3K_n K_M P_{н.м.ф}; \quad (2-103)$$

при $n_3 \leq 10$

$$Q_{р.у} = 3Q_{см.м.ф} 1,1 = 3,3 K_{н.р} Q_{н.м.ф} = 3,3 K_n P_{н.м.ф} \operatorname{tg} \varphi; \quad (2-103a)$$

при $n_3 > 10$

$$Q_{р.у} = 3Q_{см.м.ф} = 3K_n P_{н.м.ф} \operatorname{tg} \varphi, \quad (2-103б)$$

где $P_{см.м.ф}$, $Q_{см.м.ф}$ — средняя нагрузка за наиболее загруженную смену фазы трехфазной сети, имеющей наибольшую нагрузку от однофазных приемников.

Условные расчетные нагрузки трехфазной сети от группы однофазных приемников (при числе их более трех) с переменным графиком нагрузки и различным режимом работы, включенных на фазное и линейное напряжение сети и не распределенных равномерно по фазам, определяются по выражениям (2-103), (2-103a) и (2-103б) с учетом того, что максимально загруженная фаза выбирается по средней нагрузке (см. § 2-6) и коэффициент использования K_n принимается соответствующим этой наиболее загруженной фазе и вычисляется по формуле:

$$K_n = \frac{P_{см.м.ф}}{\frac{P_{нл1} + P_{нл2}}{2} + P_{н.о.м.ф}}, \quad (2-104)$$

где $P_{н.о.м.ф}$ — суммарная номинальная мощность однофазных приемников, включенных на фазное напряжение наиболее загруженной фазы; $P_{нл1}$, $P_{нл2}$ — суммарные номинальные мощности однофазных приемников, включенных на линейное напряжение меж-

ду наиболее загруженной фазой и смежными с ней в трехфазной системе.

Величина K_M находится по кривым $K_M = j(n_3)$ (рис. 2-1) или табл. 2-3 в зависимости от значений K_n и n_3 .

Для групп однофазных приемников с практически постоянным графиком нагрузки условные расчетные нагрузки трехфазной сети принимаются равными условным средним нагрузкам трехфазной сети от однофазных приемников за наиболее загруженную смену, т. е.

$$P_{р.у} = P_{см.у}; \quad (2-105)$$

$$Q_{р.у} = Q_{см.у}. \quad (2-105a)$$

2-14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ОТДЕЛЬНЫХ УЗЛОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Определение расчетной нагрузки отдельных узлов системы электроснабжения промышленного предприятия, включающих в общем случае разнородные силовые приемники (с длительным, повторно-кратковременным и кратковременным режимами работы трехфазного и однофазного тока напряжением до 1000 В и выше) и осветительные приемники, в соответствии с Указаниями [Л.2-1] рекомендуется производить по средней мощности и коэффициенту максимума (см. § 2-13).

При определении расчетных нагрузок отдельных узлов системы электроснабжения в сетях до 1000 В (силовые шкафы, шиннопроводы, радиальные и магистральные линии, питающие, различные группы приемников) применяются приведенные ниже методики расчета.

1. Расчетные нагрузки (активная, реактивная, полная) узла, включающего несколько групп трехфазных приемников с переменным графиком нагрузки и разными режимами работы (различные значения K_n и $\cos \varphi$), расчетные нагрузки которых найдены по формулам (2-98) — (2-101), определяются по суммарной средней мощности за наиболее загруженную смену и коэффициенту максимума из выражений:

$$P_{р.уз} = K_M \sum_1^n P_{см.гр}; \quad (2-106)$$

при $n_3 \leq 10$

$$Q_{р.уз} = 1,1 \sum_1^n Q_{см.гр}; \quad (2-106a)$$

при $n_3 > 10$

$$Q_{р.уз} = \sum_1^n Q_{см.гр}; \quad (2-106б)$$

$$S_{р.уз} = \sqrt{P_{р.уз}^2 + Q_{р.уз}^2}, \quad (2-106в)$$

где $P_{p.uz}$, $Q_{p.uz}$, $S_{p.uz}$ — расчетные активная, реактивная и полная мощности узла; $P_{см.гpi}$, $Q_{см.гpi}$ — средние активная и реактивная мощности за наиболее загруженную смену i -й группы узла; n — число групп приемников в узле; n_3 — эффективное число групп приемников узла в целом; K_M — коэффициент максимума нагрузки, определяемый по кривым $K_M = f(n_3)$ (см. рис. 2-1) в зависимости от величин средневзвешенного значения $K_{п.уз}$ и n_3 для узла в целом; при необходимости величина K_M может быть пересчитана на длительность $T > 30$ мин по формуле (2-33).

Средневзвешенное значение $K_{п.уз}$ для узла определяется по формуле, аналогичной (2-21), т. е.

$$K_{п.уз} = \frac{\sum_1^n P_{см.гpi}}{\sum_1^n P_{н.гpi}}, \quad (2-107)$$

где $P_{н.гpi}$ — номинальная активная мощность i -й группы; остальные обозначения те же, что и в формуле (2-106).

Эффективное число приемников узла определяется одним из способов, приведенных в § 2-5.

2. Если в узле системы электроснабжения, кроме указанных выше групп приемников, имеются и группы приемников с практически постоянным графиком нагрузки, то расчетная нагрузка узла (активная и реактивная) определяется алгебраическим сложением расчетной нагрузки приемников с переменным графиком нагрузок [см. (2-106) — (2-106б)] и средней (она же и расчетная) нагрузки за наиболее загруженную смену приемников с практически постоянным графиком нагрузок [см. (2-102)], т. е.

$$P_{p.уз} = K_M \sum_1^n P_{см.гpi} + \sum_1^m P_{см.гpi}; \quad (2-108)$$

при $n_3 \leq 10$

$$Q_{p.уз} = 1,1 \sum_1^n Q_{см.гpi} + \sum_1^m Q_{см.гpi}; \quad (2-108a)$$

при $n_3 > 10$

$$Q_{p.уз} = \sum_1^n Q_{см.гpi} + \sum_1^m Q_{см.гpi}, \quad (2-108б)$$

где $K_M \sum_1^n P_{см.гpi}$, $1,1 \sum_1^n Q_{см.гpi}$ и $\sum_1^n Q_{см.гpi}$ — расчетные активная и реактивная нагрузки n групп приемников с переменным графиком нагрузок; $\sum_1^m P_{см.гpi}$, $\sum_1^m Q_{см.гpi}$ и $\sum_1^m Q_{см.гpi}$ — расчетные (средние) активная и реактивная нагрузки m групп приемников с мало меняющимся графиком нагрузок.

3. Расчетные нагрузки узла системы электроснабжения, включающего несколько групп однофазных приемников с разными режимами работы равномерно распределенных по фазам трехфазной сети, определяются по выражениям (2-106) — (2-106б) или (2-108) — (2-108б), так как однофазные приемники рассматриваются как трехфазные приемники эквивалентной номинальной мощности.

4. Расчетные нагрузки узла системы электроснабжения, включающего группы трехфазных и однофазных приемников с переменным и постоянным графиками нагрузок (наиболее общий случай), определяются из выражений:

$$P_{p.уз} = K_M \left(\sum_1^{n_1} P_{см.гpi} + \sum_1^{n_2} P_{см.у.гpi} \right) + \sum_1^{m_1} P_{см.гpi} + \sum_1^{m_2} P_{см.у.гpi}; \quad (2-109)$$

при $n_3 \leq 10$

$$Q_{p.уз} = 1,1 \left(\sum_1^{n_1} Q_{см.гpi} + \sum_1^{n_2} Q_{см.у.гpi} \right) + \sum_1^{m_1} Q_{см.гpi} + \sum_1^{m_2} Q_{см.у.гpi}; \quad (2-109a)$$

при $n_3 > 10$

$$Q_{p.уз} = \sum_1^{n_1} Q_{см.гpi} + \sum_1^{n_2} Q_{см.у.гpi} + \sum_1^{m_1} Q_{см.гpi} + \sum_1^{m_2} Q_{см.у.гpi}, \quad (2-109б)$$

где n_1 — число группы приемников трехфазного тока с переменным графиком нагрузки; n_2 — то же приемников однофазного тока; m_1 — число групп приемников трехфазного тока с практически постоянным графиком нагрузки; m_2 — то же приемников однофазного тока; остальные обозначения см. выше.

5. При наличии в цехе резервных, ремонтных приемников (например, сварочных трансформаторов), а также приемников, работающих кратковременно (задвиги, вентили, дренажные насосы и т. п.), их мощности при подсчете средних нагрузок не учитываются. Но силовые пункты и питающие линии, к которым присоединены такие приемники, должны иметь соответствующий резерв для их питания.

6. При определении расчетной нагрузки в сетях напряжением до 1000 В по трансформатору или подстанции в целом используются методики расчета, аналогичные изложенным выше, но при этом отдельно определяются расчетные нагрузки силовых приемников, освещения и статических конденсаторов, установленных на стороне низшего напряжения, и их значения алгебраически суммируются.

При наличии передвижных приемников (кранов), троллей которых питаются от двух подстанций, их установленную мощность и среднюю нагрузку следует распределять поровну между подстанциями (источники питания в этих случаях должны иметь резерв мощности для покрытия нагрузок кранов).

Выбор мощности трансформаторов производится по расчетной нагрузке, при этом в целях обеспечения некоторого запаса пересчет максимума нагрузки на продолжительность, большую 30-минутной, не рекомендуется. В тех случаях, когда необходимо произвести выбор числа и мощности трансформаторов до разработки проекта размещения силового электрооборудования (неизвестно распределение приемников по силовым шкафам, магистралям и т. п.), все рабочие приемники, присоединенные к данному трансформатору или данной подстанции, разбиваются по группам с одинаковыми K_m независимо от того, от каких линий они питаются. Затем определяются средние и расчетные силовые нагрузки по трансформатору, как и для любого узла сети до 1000 В, которые алгебраически складываются с осветительной нагрузкой и реактивной нагрузкой конденсаторов.

Расчетные нагрузки отдельных узлов системы электропитания напряжением выше 1000 В (РП, ГПП и др.), к которым, кроме цеховых трансформаторов, подключены отдельные приемники (например, двигатели, печи), определяются по изложенной для сетей напряжением до 1000 В методике без применения каких-либо понижающих коэффициентов.

Порядок расчета рекомендуется следующий:

1. Для групп силовых приемников с переменным графиком нагрузки напряжением до 1000 В и выше: суммируется количество фактически установленных рабочих приемников узла; номинальные мощности и средние нагрузки приемников узла; выбирается номинальная мощность наибольшего приемника (таким, как правило, будет приемник выше 1000 В), вычисляется средневзвешенный коэффициент использования активной нагрузки рассматриваемых групп приемников узла; определяются n_3 и K_m , а затем — P_p и Q_p .

2. При наличии в узле групп приемников с практически постоянным графиком нагрузки напряжением до 1000 В и выше суммарные данные о их числе, номинальной мощности и средних (расчетных) нагрузках записываются ниже соответствующих данных групп приемников с переменным графиком нагрузки.

3. Подводятся итоги по числу, номинальной мощности, средним и расчетным нагрузкам всех силовых приемников (с переменным и практически постоянным графиком нагрузки) напряжением до 1000 В и выше рассматриваемого узла.

4. Суммируются установленные мощ-

ности, средние и расчетные нагрузки осветительных приемников узла.

5. Суммируются номинальные мощности, средние и расчетные нагрузки компенсирующих устройств до 1000 В и выше (батареи статистических конденсаторов), если последние намечены к установке в данном узле.

6. Суммируются средние и расчетные активные и реактивные потери мощности в рабочих трансформаторах, входящих в рассматриваемый узел.

7. Подводятся итоговые данные по числу силовых приемников, номинальной мощности, средним и расчетным нагрузкам всех потребителей электроэнергии рассматриваемого узла системы электроснабжения напряжением выше 1000 В.

При определении n_3 по узлу напряжением выше 1000 В в целом применяется формула (2-47) во всех возможных случаях. Величина K_m определяется по кривым на рис. 2-1 или табл. 2-3 и при необходимости пересчитывается на продолжительность максимума T , отличную от 30-минутной, по формуле (2-33).

Потери в цеховых трансформаторах определяются по расчетным кривым, приведенным в справочниках, или принимаются ориентировочно равными:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_T &= (0,002 - 0,025) S_T; \\ \Delta Q_T &= (0,105 - 0,125) S_T; \end{aligned} \right\} \quad (2-110)$$

при полной нагрузке трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А, применяемых в основном в качестве цеховых и имеющих $I_{x.x} = 5 \div 7\%$ и $\sigma_K = 5,5\%$.

При наличии на предприятии крупных приемников с резко переменным графиком нагрузки (например, прокатных станов, мощных электропечей и др.) расчетная силовая нагрузка по предприятию в целом определяется суммированием расчетной нагрузки этих крупных приемников с расчетной нагрузкой прочих приемников предприятия. Расчетные нагрузки отдельных приемников с резко переменным графиком нагрузки необходимо определять на основании данных об удельных расходах электроэнергии этими приемниками и их графиков нагрузок, а при отсутствии последних — уточненных по технологическим данным индивидуальных показателей режима работы.

При ориентировочных расчетах (например, сравнение вариантов) или на стадии проектного задания расчетная нагрузка отдельных узлов системы электроснабжения (цех или предприятие в целом) может быть упрощенно определена по годовому расходу активной энергии на основе удельного потребления активной энергии на единицу продукции в натуральном выражении или по удельной активной нагрузке на единицу площади цеха, принимаемым по данным аналогичных производств.

Годовой расход активной электроэнергии для цеха или предприятия в целом

определяется по выражению (2-77) или (2-76) и (2-90). Средняя годовая активная нагрузка вычисляется по формуле (2-66), а расчетная — с учетом выражения (2-62) по формуле

$$P_p = K_M P_{CM} = K_M \frac{P_{CГ}}{K_{C.Э}} = K_M \frac{\mathcal{E}_{a.Г}}{T_{Г} K_{C.Э}}; \quad (2-111)$$

здесь K_M соответствует интервалу осреднения, равному 30 мин.

В зависимости от ожидаемой степени неравномерности нагрузки величина K_M принимается равной 1,05—1,1. Этот метод определения расчетных нагрузок применяется в основном для производств, имеющих достаточно надежные удельные показатели.

В случае отсутствия данных об удельном потреблении электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении или удельной плотности нагрузок на 1 м² производственной площади расчетную нагрузку цеха или предприятия в целом при ориентировочных расчетах и на стадии проектного задания допускается определять по установленной мощности и средним значениям коэффициента спроса K_C по формулам (2-91)—(2-91б). При определении расчетной нагрузки предприятия в целом следует учитывать несовмещение максимумов отдельных цехов путем введения в расчеты коэффициента равномерности максимума нагрузки.

2-15. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПИКОВЫХ НАГРУЗОК

Максимальные нагрузки длительностью 1—2 с называются пиковыми нагрузками. Пиковый ток $I_{пик}$ группы приемников напряжением до 1000 В, работающих при отступающем токе, с достаточной для практических расчетов точностью [Л. 2-1] определяется как арифметическая сумма наибольшего из пусковых токов двигателей, входящих в группу, и расчетного тока нагрузки всей группы приемников за вычетом номинального тока с учетом k_n двигателя, имеющего наибольший пусковой ток:

$$I_{пик} = i_{п.макс} + (I_p - k_n i_{н.макс}), \quad (2-112)$$

где $i_{п.макс}$ — наибольший из пусковых токов двигателей в группе по паспортным данным; $i_{н.макс}$ — номинальный (приведенный к ПВ=100%) ток двигателя с наибольшим пусковым током; k_n — коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток; I_p — расчетный ток нагрузки группы приемников.

В качестве наибольшего пикового тока одного приемника принимается: для двигателей — пусковой ток, для печных и сварочных трансформаторов — пиковый ток, которые определены заводскими данными.

В случае отсутствия последних пусковой ток асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных двигателей может быть принят равным 5-кратному номинальному, пусковой ток двигателей постоянного тока или асинхронных с фазным ротором — не ниже 2,5-кратному номинальному, пиковый ток печных и сварочных трансформаторов — не менее 3-кратного номинального (паспортного, т. е. без приведения к ПВ=100%).

Пиковый ток группы двигателей, которые могут включаться одновременно, необходимо принимать равным сумме пусковых токов этих двигателей. Пиковый ток группы двигателей напряжением выше 1000 В при их самозапуске определяется специальным расчетом. В некоторых случаях пиковый ток также определяется специальным расчетом, например для приемников с ударными нагрузками — крупных дуговых печей, безмаховичных главных приводов преобразовательных агрегатов прокатных станов и т. п.

Пиковая мощность машин контактной сварки может быть определена по паспортным данным по формуле

$$S_{пик} = u_{2макс} i_{2макс}, \quad (2-113)$$

где $u_{2макс}$ и $i_{2макс}$ — максимальные вторичное напряжение, В, и сварочный ток, кА, или приближенно принята равной 3-кратной номинальной (при номинальном ПВ.)

Г. КАТЕГОРИИ ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО СТЕПЕНИ БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2-16. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ТРЕБУЕМОЙ СТЕПЕНИ БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Согласно Правилам устройства электроустановок [Л. 2-12] приемники электроэнергии промышленных предприятий по требуемой степени бесперебойности электрообеспечения подразделяются на три категории:

1-я категория — приемники, перебив в электрообеспечении которых может повлечь за собой опасность для жизни и здоровья людей или значительный народнохозяйственный ущерб, вызванный повреждением оборудования, длительным расстройством сложного технологического процесса или массовым браком продукции (различочные и завалочные краны в мартеновских цехах, привод поворота миксера для жидкого чугуна, подача воды в доменных печах, главный подъем и главный вентилятор угольных шахт, вентиляция во вредных химических производствах и т. п.)

Из первой категории следует выделять

особые группы приемников, внезапные перерывы электроснабжения которых угрожают жизни людей взрывами и разрушениями основного технологического оборудования, т.е. приемников, требующих особо повышенной бесперебойности питания, так как их бесперебойная работа необходима для безаварийного останова производства (но не для продолжения его). Особые группы приемников 1-й категории трудно поддаются точному определению, поэтому они не регламентируются, а должны выявляться совместно с технологами для каждого отдельного случая на основе требований технологии и специфики проектируемого объекта. К особой группе можно отнести, например, приемники аварийной вентиляции, электродвигатели задвижек и запорной аппаратуры, аварийное освещение ряда цехов некоторых химических производств.

2-я категория — приемники, нарушение электроснабжения которых связано только с массовым недоотпуском продукции, простоем людей, механизмов и промышленного транспорта (прокатные станы, электрические дуговые печи, металлорежущие станки, штамповочные прессы, механизмы текстильного производства и т.п.).

3-я категория — все остальные приемники, не подходящие под определение 1-й и 2-й категорий (например, приемники вспомогательных цехов, неотчетливых складов, цехов несерийного производства и т.п.).

Правильная классификация приемников электроэнергии по требуемой степени бесперебойности электроснабжения, обуславливающая необходимую степень надежности питания (необходимый объем резервирования), является одним из основных критериев выбора рациональной схемы электроснабжения. Поэтому при определении расчетных нагрузок с целью уменьшения объема резервирования следует производить распределение электрических нагрузок по категориям по приемникам, оценивая удельный вес приемников разных категорий по отделению, цеху, корпусу или предприятию в целом. При определении категорий приемников электроэнергии различных производств необходимо руководствоваться от-

раслевыми Указаниями по проектированию различных предприятий, выпускаемыми Госстроем СССР.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

2-1. Указания по определению электрических нагрузок в промышленных установках. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1968, № 6.

2-2. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий, М., «Энергия», 1967.

2-3. Волобровский С. Д., Каялов Г. М., Клейн П. Н., Мешель Б. С. Электрические нагрузки промышленных предприятий, М., «Энергия», 1964.

2-4. Сборник технической информации Тяжпромэлектропроекта. Изд. ЦБТИ Министерства строительства РСФСР, 1959, № 11, 12.

2-5. Мешель Б. С., Гродский С. Е. Об определении максимумов нагрузок различной продолжительности. — «Промышленная энергетика», 1963, № 12.

2-6. Каялов Г. М. Определение эффективного числа приемников в расчетах промышленных электрических сетей. — «Известия вузов. Электромеханика», 1960, № 1.

2-7. Лившиц В. С. Упрощенные способы определения эффективного числа электроприемников. — «Промышленная энергетика», 1964, № 3.

2-8. Мешель Б. С. Расчетные нагрузки цеховых сетей. — «Электричество», 1964, № 3.

2-9. Клейн П. Н. Определение реактивной мощности асинхронных двигателей. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок». 1968, № 10.

2-10. Каялов Г. М., Методика расчета реактивных нагрузок заводских электрических сетей. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок», 1970, № 6.

2-11. Методические указания по обследованию электрических нагрузок промышленных предприятий. БТИ ОРГРЭС, 1962.

2-12. Правила устройства электроустановок, М., «Энергия», 1966.

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

ОСНОВЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

3-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

К важнейшим вопросам, которые должны быть решены в процессе проектирования систем электроснабжения про-

мышленных предприятий, относятся следующие [Л. 3-1]:

1) выбор наиболее рациональной с точки зрения технико-экономических показателей схемы питания предприятия;

2) правильный, технически и экономически обоснованный выбор числа и мощности трансформаторов для главной понизительной и цеховых подстанций;

3) выбор экономически целесообразного режима работы трансформаторов;

4) выбор рациональных напряжений в схеме, определяющих в конечном счете размеры капиталовложений, расход цветного металла, величину потерь электроэнергии и эксплуатационные расходы;

5) выбор электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств в соответствии с требованиями технико-экономической целесообразности;

6) выбор сечений проводов, шин, кабелей в зависимости от ряда технических и экономических факторов.

Необходимо отметить, что решение целого ряда задач электроэнергетики может быть получено несколькими техническими способами.

Многовариантность задач для систем электроснабжения промышленных предприятий обуславливает проведение технико-экономических расчетов, целью которых является экономическое обоснование выбранного технического решения.

Важность этого положения обосновывается тем, что более одной трети всех суммарных капиталовложений в стране расходуется на добычу, переработку, транспортировку и хранение энергетических ресурсов, генерирование, передачу, распределение и потребление всех видов энергии в народном хозяйстве нашей страны.

В настоящее время основным документом, в котором обобщены и методически оформлены руководящие указания по экономическим расчетам в области энергетики, является специальная методика, утвержденная Государственным комитетом по науке и технике СМ СССР [Л. 3-2].

В соответствии с этими материалами единственным критерием выбора технического решения является его экономическая целесообразность. Проведение технико-экономических расчетов требует выполнения большого количества трудоемких вычислений, для автоматизации которых с успехом могут применяться цифровые вычислительные машины (ЦВМ).

С созданием ЦВМ вычислительный метод стал основным методом решения самых разнообразных задач при исследованиях и проектировании, поскольку машины производят сложные вычисления с учетом максимального количества факторов, характеризующих исследуемый вопрос.

Возможности средств вычислительной техники в отношении выработки информации в десятки и даже сотни раз превышают возможности человека. За последнее время ЦВМ получили широкое применение во многих отраслях народного хозяйства, науке и технике.

Особое значение приобретают ЦВМ в энергетике. Так, например, при проектировании систем электроснабжения объектов

различных отраслей промышленности необходимо решать задачи правильного размещения главных понизительных, главных распределительных и цеховых подстанций по территории того или иного промышленного предприятия с учетом перспектив его развития, правильного выбора электрического оборудования и многие другие.

Следует отметить, что во всех этих случаях применение ЦВМ при проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий не заменяет человека, а значительно расширяет его возможности благодаря использованию вычислительных машин.

3-2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

При проектировании любого промышленного объекта производится выбор наиболее целесообразного варианта выполнения этого объекта. Выбор производится на основе всестороннего анализа технических и экономических показателей. К техническим показателям относятся: надежность, удобство эксплуатации, долговечность сооружения, объем текущих и капитальных ремонтов, степень автоматизации и т. п.

Основными экономическими показателями являются первоначальные (капитальные) вложения и ежегодные (текущие) расходы.

Только сопоставление и анализ всех технико-экономических показателей, характеризующих варианты, позволяют произвести выбор наилучшего решения. Экономичность варианта должна оцениваться с учетом как первоначальных капитальных вложений, так и текущих затрат. Поэтому при экономических расчетах в соответствии с существующей методикой рекомендуется в качестве основного метода оценки экономичности метод срока окупаемости, соизмеряющего капитальные вложения с будущими издержками производства (эксплуатационными расходами).

Следует отметить, что стоимостные показатели в большинстве случаев являются решающими при технико-экономических расчетах. Однако если рассматриваемые варианты равноценны в отношении стоимостных показателей, предпочтение следует отдать варианту с лучшими техническими показателями.

Метод срока окупаемости применяется при экономических расчетах не только в его исходной форме записи, но и в форме приведенных (расчетных) затрат.

$$T = \frac{K_B - K_A}{C_A - C_B}, \quad (3-1)$$

где K_A , K_B — капиталовложения в вариантах A и B , тыс. руб.; C_A , C_B — ежегодные эксплуатационные расходы в вариантах A и B , тыс. руб./год;

$$Z = p_n K + C_э. \quad (3-2)$$

Рассмотрим основные соотношения, которые могут иметь место при анализе формулы (3-1).

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий может оказаться, что технические решения должны обосновываться с технико-экономической стороны на основании рассмотрения двух и более вариантов.

а) Решение принимаемое на основании рассмотрения двух вариантов. В этом случае пользуются методом срока окупаемости, математическая интерпретация которого дана формулой (3-1). Указанная методика дает ответ на вопрос, что выгоднее в данных конкретных условиях: вариант *A* с большими капиталовложениями, но меньшими ежегодными эксплуатационными расходами ($K_A > K_B$; $C_A < C_B$), или вариант *B* с меньшими капиталовложениями, но с большими ежегодными эксплуатационными расходами.

Для решения данного вопроса определяется срок окупаемости по формуле (3-1). Величина $T_{ок}$ определяет период, в течение которого возмещаются дополнительные капиталовложения по более капиталоемкому варианту за счет экономии, получаемой на ежегодных эксплуатационных расходах [Л. 3-2]. Величина, обратная сроку окупаемости, $1/T_{ок}$ называется коэффициентом сравнительной экономической эффективности p . Он показывает, какова относительная ежегодная экономия эксплуатационных расходов в расчете на каждый рубль дополнительных капиталовложений по более дорогому варианту

Эффективность использования дополнительных капиталовложений тем выше, чем больше p . Рассмотрим величину экономически целесообразного срока окупаемости, который называют нормативным сроком окупаемости T_n . Величину $1/T_n = p$ называют нормативным коэффициентом экономической эффективности. В 1966 г. этот коэффициент для расчетов в энергетике был принят равным 0,15 [Л. 3-2].

При сравнении двух вариантов не всегда возникает необходимость в использовании метода срока окупаемости. Так, например, если один из вариантов имеет меньшие ежегодные эксплуатационные расходы и требует меньших капиталовложений ($C_A < C_B$; $K_A < K_B$), то он и является экономически более выгодным. Сюда относятся также и те случаи, когда сравниваемые варианты имеют одинаковые ежегодные эксплуатационные расходы, но разные капиталовложения или наоборот, т. е. $K_A = K_B$; $C_A \neq C_B$ или $C_A = C_B$; $K_A \neq K_B$.

Укажем на следующие недостатки метода срока окупаемости:

- 1) дает значительное увеличение объема расчетов при попарном сопоставлении большого числа вариантов;
- 2) дает искаженное представление об

носительной экономической эффективности рассматриваемых вариантов при незначительной разнице в капиталовложениях и, соответственно, в ежегодных эксплуатационных расходах.

Так например, при $K_A = 20$ тыс. руб.; $K_B = 19,5$ тыс. руб.; $C_A = 2,0$ тыс. руб.; $C_B = 2,01$ тыс. руб.

$$T_{ок} = \frac{K_A - K_B}{C_B - C_A} = \frac{20 - 19,5}{2,01 - 2} = 50 \text{ лет.}$$

При формальном рассмотрении результата можно сказать, что вариант *A* экономически хуже варианта *B*. Однако из сопоставления исходных данных видно, что сравниваемые варианты практически равноценны, так как разница между ними находится в пределах погрешностей расчетов. Результат расчета по формуле (3-1) показывает явную экономическую неэффективность второго варианта.

Расчет по формуле (3-2) дает следующее:

$$Z_1 = 2,0 + 0,15 \cdot 20 = 5 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_2 = 2,01 + 0,15 \cdot 19,5 = 4,935 \text{ тыс. руб.,}$$

что говорит о практической равноэкономичности вариантов *A* и *B*.

Величина годовых эксплуатационных расходов в системах электроснабжения промышленных предприятий определяется в основном следующими годовыми затратами:

- 1) на потери электроэнергии C_n ;
- 2) на содержание обслуживающего персонала, текущий ремонт $C_{о.р.}$;
- 3) на амортизацию C_a (амортизационные отчисления);
- 4) на топливо (для собственных ТЭЦ), материалы, сырье и т. п. C_m (вспомогательные расходы).

Амортизационные годовые отчисления складываются из отчислений на renovación и капитальный ремонт $C_a = C_p + C_{к.р.}$. Реновация — полное восстановление основных фондов (первичной стоимости объекта) за естественный срок службы. В СССР для возобновления изнашивающихся основных фондов (оборудования, зданий, сооружений) создан специальный амортизационный фонд.

Действующие плановые государственные нормы амортизации обеспечивают накопление денежных средств, необходимых для финансирования капитального ремонта, и возмещение изношенных основных фондов предприятий. Расходы на обслуживающий персонал, текущий ремонт, также как и вспомогательные расходы разных вариантов, чаще всего одинаковые или настолько близки друг другу, что их в сопоставление не рекомендуется включать.

Таким образом, сравниваемая стоимость ежегодных эксплуатационных расходов C_s рассматриваемых вариантов определяется суммой

$$C_s = C_n + C_a. \quad (3-3)$$

С учетом выражения (3-3) выражение (3-1) может быть преобразовано следующим образом:

$$T_{ок} = \frac{K_A - K_B}{C_B - C_A} = \frac{K_A - K_B}{C_{пБ} + C_{аБ} - C_{пА} - C_{аА}}$$

или

$$T_{ок} = \frac{K_A - K_B}{C_{пБ} - C_{пА} - (C_{аА} - C_{аБ})} \quad (3-4)$$

Если учесть, что $C_a = \varphi K$, где C_a — годовые амортизационные расходы, тыс. руб./год; K — капиталовложения, тыс. руб.; φ — годовые амортизационные отчисления в относительных единицах;

$$\varphi = \frac{\varphi\%}{100}$$

то выражение (3-4) может быть преобразовано:

$$T_{ок} = \frac{K_A - K_B}{-C_{пА} + C_{пБ} - \varphi(K_A - K_B)} = \frac{\Delta K}{\Delta C_{п} - \varphi \Delta K}$$

или

$$T_{ок} = \frac{1}{\frac{\Delta C_{п}}{\Delta K} - \varphi} \quad (3-5)$$

Указанная выше зависимость (3-5) может быть выражена графически (рис. 3-1). Кривые составлены для относительных величин амортизационных отчислений, имеющих место в энергетических установках и лежащих в пределах от 0,03 (для кабельных линий) до 0,10 (для оборудования подстанций). Кривые рис. 3-1 наглядно показывают, что увеличение срока окупаемости сверх 7—8 лет дает лишь весьма малое относительное снижение эксплуатационных расходов на каждый рубль дополнительных капиталовложений, чем оправдывается це-

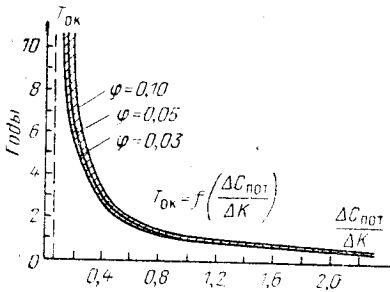


Рис. 3-1. Зависимость срока окупаемости от отношения разницы в стоимости потерь электрической энергии к разнице в капитальных затратах двух рассматриваемых вариантов.

лесообразность действующего значения нормативного срока окупаемости в энергетике в размере около 7 лет.

б) Решение вопроса, принимаемое на основании рассмотренных трех и более вариантов. Пользоваться выражением (3-1), определяя сроки окупаемости попарно в нескольких вариантах, становится затруднительным. В простейших случаях при одновременных капиталовложениях (для сроков строительства в пределах до одного года) и постоянных ежегодных эксплуатационных расходах удобнее прибегать к сравнению вариантов по так называемым годовым суммарным приведенным затратам согласно выражению (3-2)

$$Z = C_э + \frac{1}{T_n} K = C_э + p_n K = C_э + 0,15K$$

или по удельным приведенным затратам в соответствии с выражением

$$z = \frac{Z}{P_n} \quad (3-6)$$

где P_n — объем продукции (нетто) за год нормальной эксплуатации. Формулу (3-6) следует применять в тех случаях, когда сравниваемые варианты различаются объемом производимой продукции.

При сроках строительства свыше 1 года и постоянных ежегодных издержках производства также следует пользоваться формулами (3-2) и (3-6), но в качестве капитальных вложений принимать их суммарную приведенную величину, определяемую по формуле сложных процентов:

$$K_{пр} = \sum_{t=1}^{T_c} K_t (1 + p_n)^{T_c - t} \quad (3-7)$$

где T_c — период строительства; K — капиталовложения за t -й год строительства.

Здесь следует особо остановиться на коэффициенте p_n .

В [Л. 3] указывается, что в формуле сложных процентов (3-7) p_n — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, учитывающий потери от замораживания капиталовложений в незавершенном строительстве, и для энергетики его рекомендуется принимать равным 0,12. Его не следует смешивать с нормативным коэффициентом сравнительной экономической эффективности p_n , о котором говорилось выше. Однако в действующей методике [Л. 3-2] о нормативном коэффициенте приведения никаких сведений не дано.

В формуле (3-7) капитальные вложения приводятся к последнему году строительства ($t = T_c$). Формулу (3-7) можно записать в развернутом виде следующим образом:

$$K_{пр} = K_1 (1 + p_n)^{T_c - 1} + K_2 (1 + p_n)^{T_c - 2} + \dots + K_{T_c - 1} (1 + p_n) + K_{T_c} \quad (3-7a)$$

В том случае, когда капитальные вложения, ежегодные эксплуатационные расходы производства и объем продукции меняются по годам расчетного периода T , за пределами которого рассматриваемые объекты не требуют капитальных вложений, а ежегодные эксплуатационные расходы производства и объем продукции остаются практически постоянными для каждого из сравниваемых вариантов, формулы (3-2) и (3-6) принимают вид:

$$Z_{\tau} = p_n \sum_{t=1}^T (K_t + C_{эт}) (1 + p_n)^{\tau-t} + C_n (1 + p_n)^{\tau-T}; \quad (3-8)$$

$$Z_{\tau} = \frac{Z_{\tau}}{p_n \sum_{t=1}^T \Pi_t (1 + p)^{\tau-t} + \Pi_n (1 + p)^{\tau-T}}, \quad (3-9)$$

где $C_{эт}$ — ежегодные эксплуатационные расходы производства (с учетом отчислений на реновацию) в год t ; C_n — то же при нормальной эксплуатации; Π_t — объем продукции в год t ; τ — год, к которому приводятся затраты.

В величине $C_{эт}$ отчисления за реновацию учитываются для всех объектов, кроме тех, эксплуатация которых прекращается в течение расчетного периода T .

Абсолютная величина приведенных затрат Z_{τ} , вычисленная по формуле (3-8), при изменении года приведения умножается на одинаковый для всех рассматриваемых вариантов множитель. Поэтому выбор года приведения не влияет на соотношения затрат, а также на выбор варианта.

Ежегодные эксплуатационные расходы $C_{эт}$ для каждого года расчетного периода определяются по формуле (3-3). В соответствии с указаниями методики по экономическим расчетам в энергетике 1966 г. ежегодные расходы по эксплуатации жилищных зданий и культурно-бытовых помещений в состав выражения (3-3) не включаются.

Действующие в настоящее время нормы амортизационных отчислений были определены без учета того обстоятельства, что амортизационные отчисления до момента расходования их по прямому назначению могут использоваться на других участках народного хозяйства. Учет этого обстоятельства, а также требования, чтобы сумма отчислений на реновацию за весь срок службы объекта и доход от нее, который может быть получен в результате использования этих средств на других участках народного хозяйства, равнялись первоначальному капитальным вложениям в данный объект, т. е. обеспечивали простое воспроизводство его, позволили рекомендовать определять отчисления на реновацию по следующей формуле:

$$C_p = \frac{p_n K_{о.с}}{\left(\frac{1}{1 + p_n}\right)^{100/B} - 1}, \text{ тыс. руб./год,} \quad (3-10)$$

где $K_{о.с}$ — капитальные вложения, в основном производственные фонды, которые для технико-экономических расчетов определяются как разность между объемом финансирования на данный год и величиной реализуемых в том же году возвратных сумм, включающих стоимость сооружений и оборудования, которые передаются другим ведомствам в постоянное пользование, реализуются по ценам с учетом физического и морального износа, тыс. руб.; B — действующая норма отчислений на реновацию, % год.

Для тех видов основных фондов, по которым отсутствуют утвержденные нормы годовых амортизационных отчислений, в формулу (3-10) вместо величины $100/B$ следует подставлять величину срока службы $t_{сл}$ данного оборудования или установки. Для объектов со сроком службы 30 лет и более отчисления на реновацию можно не учитывать.

Сумма амортизационных отчислений на капитальный ремонт определяется в соответствии с утвержденными нормами. При учете годовых затрат на материалы C_m следует пользоваться действующими ценами. Ежегодные эксплуатационные расходы $C_{э}$ определяют по соответствующим нормативам. В экономических расчетах в области энергетики следует пользоваться нормами амортизационных отчислений на отдельные виды оборудования, составленные с учетом сроков службы и интенсивности их использования.

Ниже приводится табл. 3-1 норм амортизации (в процентах основных фондов энергетических предприятий). В системах электроснабжения промышленных предприятий, как правило, все объекты сооружаются в сроки, значительно меньшие, чем 1 год, следовательно, прибегать к расчетам по более сложным формулам, начиная с (3-7) и далее, приходится только в редких случаях, обычно же достаточно применения формул (3-2) или (3-6).

Следует подчеркнуть, что при проектировании системы электроснабжения любого промышленного предприятия необходимо выбрать такое решение, которое обеспечит питание и распределение электрической энергии наиболее экономичным способом. При этом должны выполняться все необходимые технические условия: требуемая надежность, качество электроэнергии, безопасность обслуживания и др. Однако все эти условия не устраняют необходимости выбора указанных параметров прежде всего по экономическим соображениям.

При технико-экономических расчетах каждый из сравниваемых вариантов различных технических решений должен быть наиболее экономичным с точки зрения па-

Таблица 3-1

Наименование сооружений	Нормы амортизационных отчислений
Воздушные линии на металлических и железобетонных опорах, кВ:	
до 22	3,5
35—160	2,8
220	2,24
Воздушные линии на опорах из пропитанной древесины с железобетонными приставками, кВ:	
до 22	5,3
35—160	4,24
220	3,39
Воздушные линии на опорах из пропитанной древесины, кВ:	
до 22	4,62
35—160	5,3
Воздушные линии на опорах из непропитанной древесины, кВ:	
до 22	8,28
35—160	6,62
Кабельные линии, проложенные в земле и под водой, кВ:	
до 10	3,0
35	4,13
Кабельные линии в помещении, кВ:	
до 10	2,4
до 35	3,3

раметров, характеризующих данный вариант (величина напряжения, сечение и длина линий, число трансформаторов подстанций и т. д.).

Кроме того, при технико-экономических расчетах в рассматриваемых вариантах следует учитывать возможный ущерб (убытки) производства от перерывов в электроснабжении. В этих случаях формула (3-2) будет иметь следующий вид:

$$Z = p_n K + C_3 + Y, \quad (3-11)$$

где Y — ожидаемый ежегодный ущерб от перерывов в электроснабжении, тыс. руб./год.

Народнохозяйственный ущерб составляет из убытков предприятия в основном по следующим причинам:

- 1) недовыработка продукции агрегата, цеха, предприятия, комбината;
- 2) брак продукции (частично или полностью) во время отключения предприятия;
- 3) порча оборудования (частично или полностью);
- 4) расстройство технологического процесса, которое может продолжаться известное время и после восстановления питания (производительность предприятия восстанавливается постепенно во времени);
- 5) оплата простоя рабочих за время перерывов электроснабжения;
- 6) оплата пенсий лицам, лишившимся трудоспособности при несчастных случаях по причине перерывов электроснабжения, и листов временной нетрудоспособности.

Наличие всех перечисленных убытков может иметь место не одновременно. В каждом отдельном случае эти убытки, определяющие конкретный ущерб, подсчитываются в зависимости от их наличия. При определении ущерба рекомендуется принимать [Л. 3-4] данные о повреждениях, приведенные в табл. 3-2. Ущерб от подачи некачественной электроэнергии (отклонения от номинальных напряжений и частоты) здесь не рассматривается. Перерывы в электроснабжении определяются прежде всего надежностью питания. Поэтому учет степени надежности электроснабжения в технико-экономических расчетах дает возможность более обоснованно выбрать основные параметры системы питания промышленных объектов. Учет степени надежности необходим, так как при сравнении вариантов различных технических решений по формуле основного экономического критерия (3-2) считается, что сравниваемые варианты равнонадежны, тогда как во многих случаях такое допущение не соответствует действительности.

В настоящее время в работах отдельных исследователей делаются попытки вывода формул для практического учета величины ущерба при экономических расчетах в области энергетики. Так, величина народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения промышленных предприятий может быть определена из выражения [Л. 3-5].

$$U = y_0 Q T P_{\text{нед}}, \quad (3-12)$$

где y_0 — удельный ущерб из-за недоотпущенной энергии, руб/кВт·ч; Q — вероятность аварийного недоотпуска потребителям мощности; T — период наблюдения, равный году; $P_{\text{нед}}$ — недоотпущенная мощность.

Однако вопрос о включении ущерба от перерывов электроснабжения в формулу основного экономического критерия до сих пор еще остается дискуссионным. Это объясняется тем, что еще отсутствуют обоснованные методы оценки величины U , и введение ее в решение технико-экономических задач систем электроснабжения промышленных предприятий нельзя считать обоснованным и достоверным, так как в этом случае будет нарушаться принцип разноточности исходных данных. Этот принцип состоит в том, что для получения достоверных результатов расчетов все исходные данные, подлежащие дальнейшей математической обработке, должны иметь равную точность, т. е. должны быть заданы с одинаковой погрешностью. Поэтому вопрос о создании достаточно надежной методики определения величины ущерба от перерывов электроснабжения для инженерных экономических расчетов является актуальным.

В 1969 г. был разработан новый нормативный документ — «Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений» [Л. 3-13].

Таблица 3-2

Наименование оборудования	Ожидаемое число повреждений (для линий на 100 км), раз/год	Продолжительность аварийного ремонта, ч	Продолжительность планового ремонта, ч/год
Трансформаторы двухобмоточные, кВ:			
110 и выше	0,01	90	25
20—35	0,02	90	20
6—10	0,05	60	10
Трансформаторы трехобмоточные, кВ:			
110 и выше	0,015	90	25
Камеры распределительных устройств с выключателями, кВ:			
а) линейные 110 и выше	0,03	25	25
20—35	0,02	20	20
3—10	0,005	15	15
б) генераторов и трансформаторов шинно соединительные и секционные, кВ:			
110 и выше	0,01	25	25
20—35	0,007	20	20
3—10	0,002	15	15
Камеры распределительных устройств с отделителями, кВ:			
110 и выше	0,006	15	—
35	0,004	10	—
Электрические линии ¹ , кВ:			
воздушные 220	0,15—0,25	10	—
110	0,5—0,7	8—10	—
воздушные с подвесными изоляторами 35	0,8—1,0	8—10	—
воздушные с штыревыми изоляторами 35	1,0—1,5	4—6	—
кабельные 6—10	3; 5	4—6	—
	2—4	10—15	—

¹ Меньшие величины относятся к районам со средней грозовой интенсивностью и средними климатическими условиями, большие — к районам повышенной грозовой деятельности и районам с интенсивными гололедами и ветрами.

В современных условиях, когда в нашей стране осуществляется построение материально-технической базы коммунизма и важнейшей задачей повышения эффективности общественного производства является повышение экономической эффективности капиталовложений, новая типовая методика приобретает большое народнохозяйственное значение. В типовой методике получили четкое разграничение целевое назначение и методы расчета общей (абсолютной) экономической эффективности (отношение абсолютной величины эффекта ко всей сумме вызвавших этот эффект капитальных вложений) и сравнительной экономической эффективности, показывающей, насколько один из сравниваемых вариантов решения хозяйственных или технических задач эффективнее другого.

Кроме того, в типовой методике сформулированы основные положения по расчету экономической эффективности капитальных вложений на действующих предприятиях в условиях хозяйственной реформы, по анализу экономической эффективности и обоснованию вариантов реконструкции и технического перевооружения действующих

предприятий по сравнению с новым строительством и т. п. [Л. 3-14].

Центральным вопросом методики является вопрос о нормативе экономической эффективности, который устанавливается на уровне не ниже 0,12.

Средняя величина нормативной эффективности по отраслям будет более высокой по сравнению с нижним пределом.

Основой расчетов экономической эффективности капитальных вложений является учет и сопоставление с капитальными вложениями не всего чистого дохода общества, а только той его части, которая реализуется в сфере материального производства в форме прибыли. Таким образом, эффективность капитальных вложений определяется сопоставлением эффекта и затрат. Для соблюдения требований сопоставимости в расчетах экономической эффективности в планировании существенное значение имеет правильный учет лага — разрыва во времени между осуществлением капитальных вложений и получением эффекта, устанавливаемого в отраслевых инструкциях.

Согласно типовой методике определены эффективность капитальных вложений

при проектировании имеет целью выбор и экономическое обоснование наилучших вариантов строительства новых, расширения и реконструкции действующих предприятий и т. п.

В расчетах общей экономической эффективности капитальных вложений, проводимых по проектному варианту или действующему предприятию, применяются следующие показатели:

а) по народному хозяйству в целом

$$\mathcal{E}_{\text{к.п.н}} = \frac{\Delta D}{K},$$

где ΔD — прирост годового объема национального дохода (чистой продукции) при заданной его вещественной структуре в сопоставимых ценах; K — капитальные затраты в сферу материального производства вызвавшие этот прирост;

б) по отдельным отраслям промышленности

$$\mathcal{E}_{\text{к.п.п}} = \frac{\Delta \Pi}{K},$$

где $\Delta \Pi$ — прирост годовой прибыли за планируемый период; K — капитальные вложения в строительство объектов производственного назначения, вызвавшие этот прирост;

в) по отдельным предприятиям

$$\mathcal{E}_{\text{к.п}} = \frac{Ц - С}{K},$$

где $Ц$ — стоимость годового выпуска продукции (по проекту) в оптовых ценах предприятия (без налога с оборота); $С$ — себестоимость годового выпуска продукции; $Ц - С$ — прибыль; K — капитальные затраты;

г) по отраслям и предприятиям, где применяются расчетные цены

$$\mathcal{E}_{\text{к.р.ц}} = \frac{C_1 - C_2}{K},$$

где C_1, C_2 — соответственно себестоимость продукции до и после осуществления капитальных вложений; $C_1 - C_2$ — экономия от снижения себестоимости; K — капитальные вложения, вызвавшие эту экономию.

При этом расчет сроков окупаемости общих объемов капитальных вложений в соответствии с пп. «б», «в» и «г» производится по следующим формулам:

$$T_{\text{к.п.п}} = \frac{K}{\Delta \Pi};$$

$$T_{\text{к.п}} = \frac{K}{Ц - С};$$

$$T_{\text{к.с}} = \frac{K}{C_1 - C_2}.$$

В расчетах сравнительной экономической эффективности, проводимых в большинстве случаев на стадиях планирования, про-

ектирования и реконструкции объектов различных отраслей промышленности для выбора оптимального варианта, основным показателем эффективности является минимум приведенных затрат.

Приведенные затраты по каждому варианту представляют собой сумму текущих затрат (себестоимости) и капитальных вложений, приведенных к одинаковой размерности в соответствии с нормативом эффективности:

$$C_i + E_n K_i = \text{минимум, или} \\ C_i + T_n K_i,$$

где E_n — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; $T_n = 1/E_n$ — нормативный срок окупаемости капитальных вложений; C_i — текущие затраты (себестоимость) по каждому варианту; K_i — капитальные вложения по тому же варианту.

Если по сравниваемым вариантам капитальные вложения осуществляются в разные сроки, а текущие затраты изменяются во времени, то сравнение вариантов производится приведением затрат более поздних лет к текущему моменту с помощью коэффициента приведения:

$$B = \frac{1}{(1 + E_{\text{н.п}})^t},$$

где t — период времени приведения в годах; $E_{\text{н.п}}$ — норматив для приведения разновременных затрат, равный 0,08.

Следует отметить, что приведение разновременных затрат используется только в расчетах экономической эффективности вариантов.

При определении сравнительной экономической эффективности капитальных вложений на проведение реконструкции действующих предприятий производится сравнение показателей по вариантам реконструкции с показателями предприятий до реконструкции и с вариантами нового строительства.

Таким образом, из изложенного материала можно сделать вывод, что любое новое техническое решение может и должно проводиться в жизнь только после проверки его экономической целесообразности. В особенности это относится к энергетике, где реализация экономически необоснованного варианта в силу большой капиталоемкости этой отрасли производства может привести к большому народнохозяйственному убыткам.

3-3. НЕКОТОРЫЕ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТАХ

В настоящее время значительное внимание уделяется использованию различных математических методов (в зависимости от конкретных задач) в технико-экономиче-

ских расчетах. Это объясняется в первую очередь тем, что современное проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий связано с многочисленными и разнообразными расчетами.

При этом следует отметить, что одна часть экономических расчетов, повседневно проводимых на промышленных предприятиях и в проектных организациях, не требует сложного математического аппарата (например, проверка сечений некоторых участков линий, расчет потерь электроэнергии в отдельных трансформаторах и т. д.).

Другая часть экономических расчетов, например, по выбору рациональных напряжений для систем электроснабжения промышленных предприятий, экономически целесообразных сечений линий, связана с использованием методов классического анализа (аппроксимирование, интерполирование).

Технико-экономические расчеты по оптимизации проектируемых объектов, возможной реконструкции систем электроснабжения отдельных промышленных предприятий, например, с целью увеличения пропускной способности линий, требуют более сложных математических методов, таких как линейное, нелинейное и динамическое программирование.

Использование различных математических методов для решения основных задач технико-экономических исследований позволяет широко применять ЦВМ при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий. Целесообразность применения ЦВМ для таких расчетов объясняется не только сложностью и громоздкостью вычислений при использовании сложных математических методов, но и большим количеством сравнительно простых одноитерационных расчетов, имеющих место в процессе проектирования.

В основе вычислительных процессов на машине лежит определенный метод приближенного решения: замена интеграла через интегральную сумму, замена дифференциального уравнения на уравнение в конечных разностях и т. п.

Однако не каждый из приближенных методов приспособлен к особенностям автоматического счета на ЦВМ. Высокая производительность вычислительных машин существенно образом изменила подход к оценке того или иного метода. Ценным считается тот метод, который является наиболее универсальным и допускает простую реализацию на машинах.

При решении практических задач технико-экономических расчетов величина годовых затрат Z , являющаяся функцией действительного переменного x (в качестве x могут быть: сечение провода s , напряжение U , мощность и другие величины), известна лишь эмпирически, т. е. известны только значения $Z = f(x)$:

$$Z_1; Z_2; Z_3; \dots; Z_n,$$

которые функция $Z = f(x)$ принимает при 6—799

некоторых рассматриваемых значениях аргумента:

$$S_1, S_2, \dots, S_n;$$

$$U_1, U_2, \dots, U_n;$$

$$U_1, U_2, \dots, U_n.$$

Эта таблица может быть получена из расчетов или в результате эксперимента.

По величинам, полученным в результате технико-экономических расчетов, составляются таблицы и строятся соответствующие графики зависимостей. Так, имея несколько вариантов решения одной задачи,

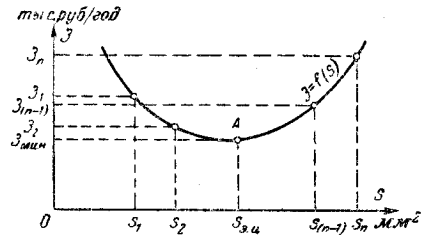


Рис. 3-2. Кривая зависимости годовых затрат для линий от изменения сечения ее проводов.

например рассматривая различные сечения жил кабельной линии при постоянных пропускной способности, длине, напряжении и тарифе на электроэнергию, можно получить кривую зависимости, представленную на рис. 3-2.

Известно, что когда функциональная зависимость задается в виде таблицы или графика, ее можно с достаточной точностью представить в виде функции, удобной для математической обработки. Следовательно, полученная на рис. 3-2 кривая зависимости может быть описана математически, найден ее экстремум и точка экстремума, характеризующая сечение проводов линий, при котором расчетные затраты будут минимальными. Такое решение может рассматриваться как экономически целесообразное.

Точку экстремума, характеризующую минимум затрат, можно найти различными способами.

Для выявления характера зависимостей, получаемых при экономических расчетах по детальным или укрупненным технико-экономическим показателям [Л. 3-6], используют различные численные методы.

Ниже рассматриваются некоторые методы приближения функций для выбора рациональных напряжений питающих и распределительных сетей, экономически целесообразных сечений проводов, шин и жил кабелей в зависимости от ряда технических и экономических факторов, а также отдельные вопросы применения ЦВМ в технико-экономических расчетах систем электроснабжения промышленных предприятий.

3-4. МЕТОДЫ ПРИБЛИЖЕНИЯ ФУНКЦИЙ

Известно, что функция вообще может быть задана многими способами, важнейшими из которых являются следующие:

а) в явном виде, с помощью аналитической формулы, содержащей конечное число основных операций (арифметических, алгебраических и т. д.);

б) в неявном виде, с помощью аналитической формулы вида $F(x, y) = 0$, содержащей конечное число операций;

в) с помощью системы целых многочленов, каждый из которых близок к функции на определенном промежутке изменения независимого переменного; этот способ задания называется способом аппроксимирующих многочленов;

г) с помощью таблицы значений функций.

Каждый из перечисленных способов задания функции допускает определенный метод вычисления значений этой функции. Для ряда задач технико-экономических исследований характерно табличное задание функции.

Как указывалось выше, такую функцию с определенной точностью можно заменить другой, приближающей функцией, наиболее удобной для математической обработки.

Следует отметить, что точное математическое решение многих задач связано с принципиальными трудностями. При использовании какого-либо приближенного метода решения задачи фактически решается другая, «аппроксимирующая» задача. В связи с этим вопросы приближения функций имеют исключительно важное значение для практических вычислений. Аппроксимацию функций можно рассматривать как один из основных методов вычислительной математики.

В ряде задач требования к точности приближенных решений оказываются очень высокими. Поэтому особое значение имеют такие приближенные методы, которые дают принципиальную возможность находить решения задач со сколь угодно большой точностью путем перехода от одного приближения к последующему по единой схеме, предписываемой данным методом.

В теории известно несколько способов приближения функций. К основным из них относятся:

- 1) интерполирование;
- 2) квадратичное приближение;
- 3) среднее степенное приближение;
- 4) равномерное (наилучшее) приближение.

Принцип, лежащий в основе теории интерполирования, заключается в том, что искомый полином $P_n(x)$ в ряде указанных точек должен принимать те же значения, что и данная функция $f(x)$, т. е. разность в данных точках должна обращаться в нуль:

$$P_n(x) - f(x). \quad (3-13)$$

При равномерном приближении максимум (в основном промежутке) абсолютного значения разности между $P_n(x)$ и $f(x)$

$$\max |P_n(x) - f(x)| \quad (3-14)$$

должен иметь значение, сколь угодно мало отличающееся от нуля.

При степенном приближении функций интеграл вида

$$\int |P_n(x) - f(x)|^s dx, \quad (s > 0), \quad (3-15)$$

распространенный на основной промежуток, должен иметь, так же как и при равномерном приближении, значение, сколь угодно

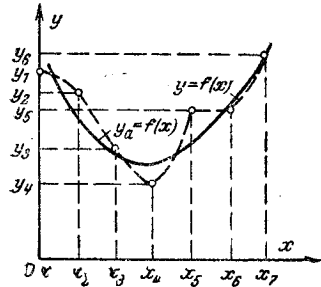


Рис. 3-3.

мало отличающееся от нуля. Особенно важен случай, когда $s=2$ (квадратичное приближение). Средние степенные приближения являются обобщением квадратичных, и в известном смысле предельный их случай — наилучшие приближения Чебышева.

В практике проектирования и эксплуатации систем электроснабжения объектов различных отраслей промышленности применение получили такие методы приближения функций, как аппроксимирование и интерполирование. Величины, полученные в результате экономических расчетов, обычно располагаются в координатной системе (рис. 3-3) так, что провести по этим точкам достаточно плавную кривую $y=f(x)$ не представляется возможным. Это затрудняет описание рассматриваемых зависимостей математически и иногда исключает аналитическое решение задачи.

Для выявления характера подобных экономических зависимостей математическими методами используют указанные выше методы. Это вполне допустимо потому, что полученные в виде точек с координатами $x_1y_1; x_2y_2; x_3y_3; x_4y_4; x_5y_5; x_6y_6; x_7y_7$ данные экономических расчетов отклоняются от плавной кривой зависимости по причинам, которые в экономических расчетах не следует учитывать, например, резкие отклонения стоимостей трансформаторов при переходе от одного габарита к другому, то же при измерении типов аппаратов в схемах и т. п. В таких случаях аппроксимация даст более правильный для экономического расчета характер зависимости.

Методов интерполяции и аппроксимации имеется достаточно много. Рассмотрев наиболее употребляемые из них, учитывая, что изменение аргумента по оси x имеет разные величины интервалов (например: сечение проводов и жил кабелей 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120 мм² или напряжения 6, 10, 20, 35, 110, 220 кВ), можно рекомендовать при необходимости проводить аппроксимацию или прибегать к интерполяции.

3-5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕРПОЛЯЦИИ В ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТАХ

Интерполирование функции $y=f(x)$ на определенном отрезке состоит в приближенной замене функции $f(x)$ одной из функций $P_n(x)$, т. е. $f(x) \approx P_n(x)$, причем функция $P_n(x)$ такова, что в точках $x_0, x_1, x_2, \dots, x_n$ принимает те же значения, что и $f(x)$.

Указанные точки $x_0, x_1, x_2, \dots, x_n$ называются узлами интерполяции, а $P_n(x)$ — интерполирующей функцией. В том случае, когда за класс $P_n(x)$ берется класс степенных многочленов, интерполяция называется параболической.

Параболическая интерполяция весьма удобна: многочлены просты по форме, легко вычисляются, их удобно дифференцировать и интегрировать. Поэтому параболическая интерполяция является наиболее распространенной.

При интерполировании (рекомендуется для экономических расчетов, когда аргумент имеет не более трех-четырех точек) определяются многочлены, значения которых точно совпадают со значениями функции в узлах интерполяции.

Для применения к задаче интерполирования вполне определенного характера необходимо, чтобы степень полинома была на единицу меньше числа точек интерполяции.

Пусть функция $f(x)$ задана таблично, т. е. в узлах интерполяции $x_0, x_1, x_2, \dots, x_n$ заданы значения функции $y_0, y_1, y_2, \dots, y_n$. Требуется найти точки экстремума этой эмпирической функции.

Предполагаем, что график функции $f(x)$ является достаточно плавной кривой, т. е. касательная к кривой $f(x)$ всюду между узлами интерполяции наклонена к оси Ox под углом, меньшим или большим, но не близким к $\pi/2$. Тогда по значениям функции в узлах интерполяции всегда можно определить отрезок оси Ox , содержащий точку экстремума.

Рассмотрим сначала, когда для обеспечения необходимой точности вычисления достаточно кубическая интерполяция. Выберем отрезок, содержащий четыре узла интерполяции x_0, x_1, x_2, x_3 , так, что $x_0 \in^* [x_0, x_3]$, где звездочка означает знак принадлежности, а x_3 — искомая точка экстремума, причем, будем считать, что узлы

интерполяции не совпадают и расположены на оси Ox произвольно.

Найдем интерполяционный полином Лагранжа. Задача отыскания его формулируется следующим образом:

построить интерполяционный полином $P_n(x)$, т. е. полином, совпадающий с $f(x)$ в узлах интерполяции x_0, x_1, x_2, x_3 .

Рассмотрим полином

$$P_n(x) = c_0 x^3 + c_1 x^2 + c_2 x + c_3, \quad (3-16)$$

причем

$$P_n(x_i) = f(x_i), \quad \text{где } i = 0, 1, 2, 3.$$

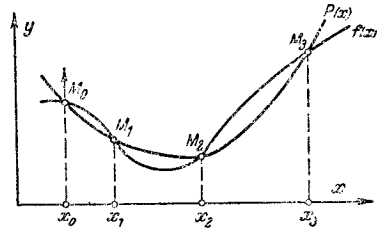


Рис. 3-4.

Условия (3-16) геометрически означают, что график полинома $P_n(x)$ должен проходить через точки M_0, M_1, M_2, M_3 плоскости (рис. 3-4).

Используя условия (3-16), которым должен удовлетворять полином, можно записать систему линейных алгебраических уравнений:

$$\left. \begin{aligned} c_0 x_0^3 + c_1 x_0^2 + c_2 x_0 + c_3 &= y_0; \\ c_0 x_1^3 + c_1 x_1^2 + c_2 x_1 + c_3 &= y_1; \\ c_0 x_2^3 + c_1 x_2^2 + c_2 x_2 + c_3 &= y_2; \\ c_0 x_3^3 + c_1 x_3^2 + c_2 x_3 + c_3 &= y_3. \end{aligned} \right\} \quad (3-17)$$

Неизвестными в этой системе уравнений являются коэффициенты c_0, c_1, c_2, c_3 .

Определителем системы (3-17) является определитель Вандермонда:

$$W = \begin{vmatrix} x_0^3 & x_0^2 & x_0 & 1 \\ x_1^3 & x_1^2 & x_1 & 1 \\ x_2^3 & x_2^2 & x_2 & 1 \\ x_3^3 & x_3^2 & x_3 & 1 \end{vmatrix}.$$

Его величина в общем виде выражается формулой

$$W = [(x_n - x_0)(x_n - x_1) \cdots (x_n - x_{n-1})] \times \\ \times [(x_{n-1} - x_0)(x_{n-1} - x_1) \cdots (x_{n-1} - x_{n-2})] \times \\ \times \cdots \times [(x_2 - x_0)(x_2 - x_1)](x_1 - x_0).$$

Из курса высшей алгебры известно, что если $(x_q - x_p) \neq 0$, где $0 \leq p < q \leq n$, то $W \neq 0$; иными словами, определитель Ван-

детерманта отличен от нуля, так как среди чисел x_0, x_1, x_2, x_3 нет совпадающих.

Система (3-17) является неоднородной системой линейных алгебраических уравнений. Как известно, система неоднородных линейных уравнений имеет единственное решение тогда и только тогда, когда определитель системы отличен от нуля. В системе (3-17) определитель $W \neq 0$, т. е. система имеет единственное решение.

Для получения аналитического выражения интерполяционного полинома $P_n(x)$ присоединим к системе (3-17) еще одно уравнение

$$c_0x^3 + c_1x^2 + c_2x + c_3 = P_n(x).$$

Перепишем систему уравнений (3-17) в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} c_0x_0^3 + c_1x_0^2 + c_2x_0 + c_3 - y_0 &= 0; \\ c_0x_1^3 + c_1x_1^2 + c_2x_1 + c_3 - y_1 &= 0; \\ c_0x_2^3 + c_1x_2^2 + c_2x_2 + c_3 - y_2 &= 0; \\ c_0x_3^3 + c_1x_3^2 + c_2x_3 + c_3 - y_3 &= 0; \\ c_0x^3 + c_1x^2 + c_2x + c_3 - P_n(x) &= 0. \end{aligned} \right\} (3-18)$$

Чтобы рассматривать систему (3-18) как систему однородных линейных уравнений, следует считать в ней неизвестными совокупность чисел c_0, c_1, c_2, c_3 и -1 . При этих условиях система (3-18) является однородной и имеющей ненулевое решение. Как известно, система линейных однородных уравнений имеет ненулевое решение только тогда, когда ее определитель тождественно равен нулю, т. е.

$$\begin{vmatrix} x_0^3 & x_0^2 & x_0 & 1 & y_0 \\ x_1^3 & x_1^2 & x_1 & 1 & y_1 \\ x_2^3 & x_2^2 & x_2 & 1 & y_2 \\ x_3^3 & x_3^2 & x_3 & 1 & y_3 \\ x^3 & x^2 & x & 1 & P_n(x) \end{vmatrix} = 0.$$

Отсюда

$$P_n(x) = \sum_{m=0}^n Y_m \times \frac{W(x_0, x_1, \dots, x_{m-1}, x, x_{m+1}, \dots, x_n)}{W(x_0, x_1, \dots, x_n)} \quad (3-19)$$

или

$$P_n(x) = \sum_{m=0}^n Y_m \times \frac{(x-x_0) \dots (x-x_{m-1}) \times (x-x_{m+1}) \dots (x-x_n)}{(x_m-x_0) \dots (x_m-x_{m-1}) \times (x_m-x_{m+1}) \dots (x_m-x_n)} \quad (3-19a)$$

Это и есть интерполяционный полином Лагранжа.

Так, если функция $y=f(x)$ задана таблицей значений x

$$x_i \ x_0 \ x_1 \ x_2 \ x_3 \ \dots \ x_n$$

$$y_i \ y_0 \ y_1 \ y_2 \ y_3 \ \dots \ y_n,$$

то интерполяционный многочлен Лагранжа для этой функции можно записать следующим образом:

$$P_n(x) = \frac{(x-x_1)(x-x_2) \dots (x-x_n)}{(x_0-x_1)(x_0-x_2) \dots (x_0-x_n)} y_0 + \frac{(x-x_0)(x-x_2) \dots (x-x_n)}{(x_1-x_0)(x_1-x_2) \dots (x_1-x_n)} y_1 + \dots + \frac{(x-x_0)(x-x_1) \dots (x-x_{n-1})}{(x_n-x_0)(x_n-x_1) \dots (x_n-x_{n-1})} y_n \quad (3-19b)$$

В этих формулах x — текущее значение аргумента. Для нахождения значения $P_n(x)$, например, при $x_0 < x < x_1$ необходимо в формулу интерполяционного полинома Лагранжа вместо x поставить x_a .

Для удобства пользования полученной формулой сделаем некоторые преобразования. Перепишем этот определитель в несколько ином виде:

$$\begin{vmatrix} x_0^3 & x_0^2 & x_0 & 1 & 0 + y_0 \\ x_1^3 & x_1^2 & x_1 & 1 & 0 + y_1 \\ x_2^3 & x_2^2 & x_2 & 1 & 0 + y_2 \\ x_3^3 & x_3^2 & x_3 & 1 & 0 + y_3 \\ x^3 & x^2 & x & 1 & P_n(x) + 0 \end{vmatrix} = 0. \quad (3-20)$$

Разложим полученный определитель на сумму двух определителей:

$$\begin{vmatrix} x_0^3 & x_0^2 & x_0 & 1 & 0 \\ x_1^3 & x_1^2 & x_1 & 1 & 0 \\ x_2^3 & x_2^2 & x_2 & 1 & 0 \\ x_3^3 & x_3^2 & x_3 & 1 & 0 \\ x^3 & x^2 & x & 1 & P_n(x) \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} x_0^3 & x_0^3 & x & 1 & y_0 \\ x_1^3 & x_1^3 & x_1 & 1 & y_1 \\ x_2^3 & x_2^3 & x_2 & 1 & y_2 \\ x_3^3 & x_3^3 & x_3 & 1 & y_3 \\ x^3 & x^2 & x & 1 & 0 \end{vmatrix} = 0. \quad (3-20a)$$

Легко заметить, что первый определитель равен $P_n(x)W$, а второй обозначим через D . Тогда

$$P_n(x)W + D = 0,$$

откуда

$$P_n(x) = -\frac{1}{W} D.$$

Итак, получено аналитическое выражение интерполяционного полинома в виде определителя

$$P_n(x) = -\frac{1}{W} \times \begin{vmatrix} x_0^3 & x_0^2 & x_0 & 1 & y_0 \\ x_1^3 & x_1^2 & x_1 & 1 & y_1 \\ x_2^3 & x_2^2 & x_2 & 1 & y_2 \\ x_3^3 & x_3^2 & x_3 & 1 & y_3 \\ x^3 & x^2 & x & 1 & 0 \end{vmatrix}, \quad (3-20б)$$

где W — определитель Вандермонда.

Разложим определитель D по элементам последней строки:

$$P_n(x) = -\frac{1}{W} \left\{ \begin{vmatrix} x_0^2 & x_0 & 1 & y_0 \\ x_1^2 & x_1 & 1 & y_1 \\ x_2^2 & x_2 & 1 & y_2 \\ x_3^2 & x_3 & 1 & y_3 \end{vmatrix} - \right. \\ \left. - x^2 \begin{vmatrix} x_0^3 & x_0 & 1 & y_0 \\ x_1^3 & x_1 & 1 & y_1 \\ x_2^3 & x_2 & 1 & y_2 \\ x_3^3 & x_3 & 1 & y_3 \end{vmatrix} + \right. \\ \left. + x \begin{vmatrix} x_0^3 & x_0^2 & 1 & y_0 \\ x_1^3 & x_1^2 & 1 & y_1 \\ x_2^3 & x_2^2 & 1 & y_2 \\ x_3^3 & x_3^2 & 1 & y_3 \end{vmatrix} - \right. \\ \left. - \begin{vmatrix} x_0^3 & x_0^2 & x_0 & y_0 \\ x_1^3 & x_1^2 & x_1 & y_1 \\ x_2^3 & x_2^2 & x_2 & y_2 \\ x_3^3 & x_3^2 & x_3 & y_3 \end{vmatrix} \right\}. \quad (3-20в)$$

Для простоты записи введем следующие обозначения:

$$D_1 = \begin{vmatrix} x_0^2 & x_0 & 1 & y_0 \\ x_1^2 & x_1 & 1 & y_1 \\ x_2^2 & x_2 & 1 & y_2 \\ x_3^2 & x_3 & 1 & y_3 \end{vmatrix}; \quad (3-21)$$

$$D_2 = \begin{vmatrix} x_0^3 & x_0 & 1 & y_0 \\ x_1^3 & x_1 & 1 & y_1 \\ x_2^3 & x_2 & 1 & y_2 \\ x_3^3 & x_3 & 1 & y_3 \end{vmatrix}; \quad (3-22)$$

$$D_3 = \begin{vmatrix} x_0^3 & x_0^2 & 1 & y_0 \\ x_1^3 & x_1^2 & 1 & y_1 \\ x_2^3 & x_2^2 & 1 & y_2 \\ x_3^3 & x_3^2 & 1 & y_3 \end{vmatrix}; \quad (3-23)$$

$$D_4 = \begin{vmatrix} x_0^3 & x_0^2 & x_0 & y_0 \\ x_1^3 & x_1^2 & x_1 & y_1 \\ x_2^3 & x_2^2 & x_2 & y_2 \\ x_3^3 & x_3^2 & x_3 & y_3 \end{vmatrix}. \quad (3-24)$$

В новых обозначениях интерполяционный полином примет вид:

$$P_n(x) = -\frac{1}{W} (D_1 x^3 - D_2 x^2 + D_3 x - D_4).$$

Для отыскания абсциссы точки экстремума x_3 найдем первую производную интерполяционного полинома $P_n(x)$ и приравняем ее нулю:

$$P'_n(x) = -\frac{1}{W} \left. \begin{aligned} & (3D_1 x^2 - \\ & - 2D_2 x + D_3); \end{aligned} \right\} \quad (3-25)$$

$$-\frac{1}{W} (3D_1 x_3^2 - 2D_2 x_3 + D_3) = 0.$$

Так как определитель Вандермонда $W \neq 0$, то $3D_1 x_3^2 - 2D_2 x_3 + D_3 = 0$.

Из этого равенства получаем формулу для отыскания абсциссы точки экстремума функции, заданной таблично:

$$x_3 = \frac{D_2 \pm \sqrt{D_2^2 - 3D_1 D_3}}{3D_1}. \quad (3-26)$$

Из двух значений x в этой формуле следует взять то, которое принадлежит отрезку x_0, x_3 .

Для упрощения вычисления определителей произведем параллельный перенос системы координат xoy так, чтобы начало координат новой системы XOY совпадало с точкой (x_0, y_0) , т.е. чтобы выполнялось равенство $x_0 = y_0 = 0$ (рис. 3-5).

В новой системе координат узлы интерполяции обозначим $a_0 = 0, a_1, a_2, a_3$, а соответствующие значения функций $b_0 = 0, b_1, b_2, b_3$.

При этих условиях вычислим определители D_{10}, D_{20}, D_{30} :

$$D_{10} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 \\ a_1^2 & a_1 & 1 & b_1 \\ a_2^2 & a_2 & 1 & b_2 \\ a_3^2 & a_3 & 1 & b_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} a_1^2 & a_1 & b_1 \\ a_2^2 & a_2 & b_2 \\ a_3^2 & a_3 & b_3 \end{vmatrix} =$$

$$= b_1 (a_2^2 a_3 - a_3^2 a_2) - b_2 (a_1^2 a_3 - a_3^2 a_1) +$$

$$+ b_3 (a_1^2 a_2 - a_2^2 a_1); \quad (3-27)$$

$$D_{20} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 \\ a_1^3 & a_1 & 1 & b_1 \\ a_2^3 & a_2 & 1 & b_2 \\ a_3^3 & a_3 & 1 & b_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} a_1^3 & a_1 & b_1 \\ a_2^3 & a_2 & b_2 \\ a_3^3 & a_3 & b_3 \end{vmatrix} =$$

$$= b_1 (a_2^3 a_3 - a_3^3 a_2) - b_2 (a_1^3 a_3 - a_3^3 a_1) +$$

$$+ b_3 (a_1^3 a_2 - a_2^3 a_1); \quad (3-28)$$

$$D_{30} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 \\ a_1^3 & a_1^2 & 1 & b_1 \\ a_2^3 & a_2^2 & 1 & b_2 \\ a_3^3 & a_3^2 & 1 & b_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} a_1^3 & a_1^2 & b_1 \\ a_2^3 & a_2^2 & b_2 \\ a_3^3 & a_3^2 & b_3 \end{vmatrix} =$$

$$= b_1 (a_2^3 a_3^2 - a_3^3 a_2^2) - b_2 (a_1^3 a_3^2 - a_3^3 a_1^2) +$$

$$+ b_3 (a_1^3 a_2^2 - a_2^3 a_1^2); \quad (3-29)$$

При осуществлении параллельного переноса осей координат формула отыскания абсциссы точки экстремума функции, заданной таблично, принимает вид:

$$x_3 = \frac{D_{20} \pm \sqrt{D_{20}^2 - 3D_1 D_{30}}}{3D_{10}} + x_0. \quad (3-30)$$

Эта формула является основной расчетной формулой для отыскания точек экстремума функций, заданных таблично. Таким образом, как указывалось выше, в качестве интерполирующих выбирают наиболее простые функции, чаще всего степенные полиномы.

Степенной полином вида $P_n(x) = a_0 + a_1 x + a_2 x^2 + \dots + a_m x^m$ широко применяется в численном интерполировании: все наиболее употребительные интерполяционные формулы Ньютона, Гаусса, Лагранжа, Бесселя и другие, отличающиеся друг от друга по форме, по существу сводятся к этому полиному. Поэтому интерполирование с помощью степенных полиномов является наиболее исследованным методом вообще и в отношении анализа погрешности в частности.

Говоря о применении методов интерполирования в технико-экономических расчетах, необходимо обратить внимание на следующее обстоятельство. Для повышения точности интерполирования стремятся,

чтобы интерполирующая функция имела достаточное число параметров (параметрами полинома являются его коэффициенты, т. е. если для приближения используется алгебраический полином степени n , то такими параметрами будут $n+1$ коэффициентов полинома), за счет изменения которых можно было бы заставить ее отвечать некоторому числу заданных значений исходной функции.

С другой стороны, для простоты вычислений стремятся, чтобы полином $P_n(x)$ был возможно меньшей степени n .

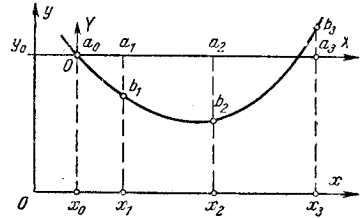


Рис. 3-5.

Для одной и той же интерполируемой функции и по одним и тем же данным можно составить несколько различных интерполирующих функций, которые будут совпадать между собой и с исходной функцией только в заданных узлах интерполирования, а для промежуточных значений аргумента все интерполирующие функции будут лишь приближенно воспроизводить исходную функцию с различной степенью точности.

Интерполирование вообще не всегда дает удовлетворительное решение задачи о приближении функции с заданной точностью на данном промежутке, так как совпадение функции $f(x)$ с полиномом $P_n(x)$ в заданных точках не гарантирует малость величины: $f(x) - P_n(x)$ на отрезке между этими точками.

Поэтому алгебраические полиномы обыкновенно используются в том случае, когда функцию нужно приблизить только на сравнительно небольшом участке.

В частности, применение интерполирования для технико-экономических расчетов систем электроснабжения промышленных предприятий вполне приемлемо, так как интерполируемая функция $2=f(x)$ является достаточно плавной кривой, не имеющей резких выбросов, дающих обычно большую погрешность при интерполировании.

Погрешность интерполирования можно свести к погрешности того же порядка, которая принята в исходных данных, определяющих узлы интерполирования. Для достижения этого необходимо процесс интерполирования вести под контролем, путем оценки возможной погрешности.

Методы оценки погрешности, по крайней мере для интерполирования с помощью степенных полиномов, разработаны доста-

точно хорошо. Процесс интерполирования весьма однообразен: при каждом вычислении все операции повторяются в строго установленном порядке — процесс имеет стройный алгоритм. Поэтому интерполирование может с успехом выполняться на цифровых вычислительных машинах.

Доказано, что для всякой функции $f(x)$ можно найти, и притом единственный, многочлен $P_n(x)$, который удовлетворяет условиям:

$$\left. \begin{aligned} P_n(x_0) &= f(x_0) = y_0; \\ P_n(x_1) &= f(x_1) = y_1; \\ &\dots \dots \dots \\ P_n(x_n) &= f(x_n) = y_n. \end{aligned} \right\} \quad (3-31)$$

Однако формы записи интерполяционного многочлена могут быть различными. Каждая из этих форм имеет свои вычислительные особенности.

Так, если использовать интерполяционную методику Ньютона, можно написать уравнение кривой зависимости, например, приведенных годовых затрат от сечения проводов линии $Z=f(s)$ следующим образом:

$$Z = Z_1 + A_1(s - s_1) + B_1(s - s_1)(s - s_2) + c_1(s - s_1)(s - s_2)(s - s_3). \quad (3-22)$$

Дифференцируя это уравнение для нахождения минимума, приравнявая первую производную нулю, а также производя ряд математических преобразований для случая, когда рассматриваются три варианта (три сечения проводов линии) — s_1, s_2 и s_3 , получаем

$$s_{э.п} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{\Delta' s_1}{2\psi}, \quad (3-33)$$

где

$$\left. \begin{aligned} \psi &= \frac{\Delta Z_2}{\Delta Z_1} \frac{\Delta s_1}{\Delta s_2} - 1; \\ \Delta s_1 &= s_2 - s_1; \Delta Z_1 = Z_2 - Z_1; \\ \Delta s_2 &= s_3 - s_2; \\ \Delta' s_1 &= s_3 - s_1; \Delta Z_2 = Z_3 - Z_2. \end{aligned} \right\} \quad (3-34)$$

Z_1, Z_2 и Z_3 — расчетные затраты, соответствующие сечениям s_1, s_2 и s_3 ; $s_{э.п}$ — экономически целесообразное сечение.

Для случая, когда рассматриваются четыре варианта (четыре сечения) — s_1, s_2, s_3 и s_4 , решение приводит к квадратичному уравнению

$$\alpha s_{э.п}^2 + \beta s_{э.п} + \gamma = 0, \quad (3-35)$$

где α, β и γ — коэффициенты, определяемые в зависимости от величин s и Z .

Для пяти вариантов (обычно брать большее число точек смысла не имеет), т. е. для пяти сечений s_1, s_2, s_3, s_4 и s_5 , получается

$$\alpha_1 s_{э.п}^2 + \beta_1 s_{э.п} + \gamma_1 s_{э.п} + \delta = 0. \quad (3-36)$$

Решая эти уравнения, во всех случаях будем определять экономически целесообразное сечение, т. е. соответствующее минимальным затратам.

Затраты должны даваться в сопоставимых ценах (см. [Л. 3-6]). При рассмотрении вариантов в случаях, когда происходят реконструкция, модернизация, при определении капитальных затрат учитываются суммы возврата за реализацию снятого оборудования с учетом износа его за время нахождения в эксплуатации. Все эти и иные величины могут изменяться, что отражается на суммах K_{Σ} и C_{Σ} , но общий закон, выражаемый формулой (3-2) для приведенных расчетных затрат, сохраняется.

Практически при равнотстоящих узлах использовать формулу Ньютона намного удобней, так как добавление нового узла с целью улучшения приближения не меняет прежних данных: приходится вычислять только один лишний член, тогда как полином Лагранжа нужно каждый раз считать заново.

Однако, при неравных промежутках интерполирования формула Ньютона требует вычисления разделенных разностей различных порядков, что усложняет расчеты, в то же время как интерполяционный полином Лагранжа исключает подобные вычисления. Хотя для одной и той же функции оба полинома совпадают, внешне они не схожи, так как члены в них сгруппированы различным образом.

При технико-экономических расчетах систем электроснабжения промышленных предприятий имеет место дискретная с переменным шагом шкала применяемых напряжений, сечений проводов и жил кабелей. В этих случаях наиболее целесообразным является применение интерполяционной формулы Лагранжа, реализуемой с помощью ЦВМ. Необходимо отметить одно важное свойство лагранжевых коэффициентов: при линейном преобразовании переменного (в качестве которого могут быть искомые напряжения, сечения и т. д.) форма лагранжевых коэффициентов не меняется.

В заключение следует обратить внимание на погрешность интерполяционных формул.

При интерполировании функций $f(x)$ по одной из интерполяционных формул на некотором отрезке происходит замена этой функции полиномом $P_n(x)$, совпадающим с ней в $(n+1)$ данных точках отрезка. В остальных же точках этого отрезка разность

$$R(x) = f(x) - P_n(x) \quad (3-37)$$

в общем случае отлична от нуля и представляет собой истинную погрешность метода. Величина $R(x)$ называется остаточным членом интерполирования.

При построении интерполяционного полинома известны не точные значения интерполируемой функции в узлах интерполя-

ции, а приближенные. За счет этого возникает некоторая неустраиваемая погрешность. Формулу (3-37) можно записать так:

$$R(x) = f(x, x_0, x_1, \dots, x_n) - \Pi(x), \quad (3-37a)$$

где $f(x, x_0, \dots, x_n)$ — разделенная разность $(n+1)$ -го порядка:

$$\Pi(x) = (x - x_0)(x - x_1) \dots (x - x_n);$$

x_0, x_1, \dots, x_n — заданные узлы интерполирования.

Следовательно, определение абсолютной погрешности метода в какой-либо точке состоит в оценке разделенной разности $f(x, x_0, x_1, \dots, x_n)$ и в подсчете полинома $\Pi(x)$ в этой точке.

Если известно аналитическое выражение интерполируемой функции $f(x)$ и она дифференцируема $(n+1)$ раз, то можно $f(x, x_0, x_1, \dots, x_n)$ определить в соответствии со следующей формулой:

$$f(x, x_0, x_1, \dots, x_n) = \frac{f^{(n+1)}(\xi)}{(n+1)!}, \quad (3-38)$$

где ξ — некоторая точка рассматриваемого промежутка; $f^{(n+1)}$ — производная.

Выбор точки ξ обоснован в [Л. 3-7].

В случае, когда функция $f(x)$ задана эмпирически, например, таблицей значений, то оценка погрешности интерполирования производится иными способами.

В технико-экономических расчетах систем электроснабжения промышленных предприятий интерполируемая функция обычно задана таблично и аналитическое выражение ее неизвестно. Поэтому оценка погрешности интерполяционного полинома, строго говоря, является невозможной. Однако учитывая, что природа интерполируемых функций в этом случае такова, что графики их представляют собой плавные кривые, можно приближенно определять погрешность интерполирующих полиномов на основании значений конечных разностей высших порядков [Л. 3-7].

При интерполировании с помощью степенных многочленов с увеличением числа заданных узлов интерполирования возрастает порядок интерполяционного многочлена. Однако это не всегда приводит к улучшению приближения функции на рассматриваемом отрезке.

Как известно, интерполяционный способ имеет следующие недостатки: во-первых, при большем числе узлов выражения для интерполяционных многочленов получаются слишком громоздкими, во-вторых, при наличии в табличных значениях функций ошибок эти ошибки, будучи внесенными в интерполяционный многочлен, искажают истинную картину поведения функции. В этом случае целесообразнее применять другой способ приближения функции, а именно способ среднеквадратичного приближения.

3-6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ АППРОКСИМАЦИИ В ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТАХ

Как указывалось выше, при интерполировании с помощью степенных полиномов увеличение порядка интерполяционного полинома не всегда приводит к улучшению функции на заданном отрезке. Кроме того, если значения функции в узких пределах интерполирования определены экспериментально или получены расчетным путем, они всегда содержат в себе ошибки соответственно эксперимента или расчета. По этим двум основным причинам представляется наиболее целесообразным выбирать такой способ построения заменяющей функции $P_n(x)$, при котором ошибки эксперимента не оказывали бы существенного влияния на окончательный результат.

Пусть требуется отыскать аналитическое выражение для функции $y=f(x)$ по заданным значениям аргумента (рис. 3-3). Для того чтобы задачу сделать определенной, в качестве аппроксимирующей функции возьмем многочлен $P_n(x)$ степени n . Выбор степени многочлена зависит от требуемой точности аппроксимации. Графически это означает, что на плоскости требуется провести параболу n -й степени, проходящую возможно ближе к точкам, полученным из расчета или эксперимента.

Согласно методу наименьших квадратов наилучшей кривой является та, для которой сумма квадратов отклонений минимальна. Для того чтобы пользоваться методом наименьших квадратов, предварительно выведем правило, которое сведет этот метод при расчетах к достаточно простым вычислительным приемам.

Пусть задана эмпирическая функция x

$$x_i: x_1 \ x_2 \ x_3 \ \dots \ x_{n-1} \ x_n;$$

$$y_i: y_1 \ y_2 \ y_3 \ \dots \ y_{n-1} \ y_n.$$

Для простоты положим, что данную эмпирическую функцию можно аппроксимировать многочленом второй степени:

$$y = a + bx + cx^2.$$

Найдем его коэффициенты a , b и c , т.е. такие их значения, при которых график многочлена проходит возможно ближе к каждой из точек x_i, y_i , где $i=1, 2, \dots$

Подставив из табл. 3-4 в уравнение $y = a + bx + cx^2$ поочередно каждую пару значений x_i, y_i , получим систему уравнений:

$$\left. \begin{aligned} y_1 &= a + bx_1 + cx_1^2; \\ y_2 &= a + bx_2 + cx_2^2; \\ &\dots \dots \dots \\ y_n &= a + bx_n + cx_n^2. \end{aligned} \right\} \quad (3-39)$$

Обозначив через ϵ_i отклонения значений y_i от значений в табл. 3-4, запишем уравнения, характеризующие величину отклонений:

$$\left. \begin{aligned} \epsilon_1 &= a + bx_1 + cx_1^2 - y_1; \\ \epsilon_2 &= a + bx_2 + cx_2^2 - y_2; \\ \epsilon_3 &= a + bx_3 + cx_3^2 - y_3; \\ &\dots \dots \dots \\ \epsilon_n &= a + bx_n + cx_n^2 - y_n. \end{aligned} \right\} (3-40)$$

В этой системе неизвестными будем считать числа a, b и c , а значения $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ — коэффициентами при них.

Как было сказано выше, наилучшими значениями чисел a, b и c будут такие, при которых сумма квадратов отклонений будет наименьшей, т. е.

$$\sum_{i=1}^n \epsilon_i^2 = \epsilon_1^2 + \epsilon_2^2 + \epsilon_3^2 + \dots + \epsilon_n^2 = \min f(a; b; c)$$

или

$$\sum_{i=1}^n (a + bx_i + cx_i^2 - y_i)^2 = (a + bx_1 + cx_1^2 - y_1)^2 + (a + bx_2 + cx_2^2 - y_2)^2 + \dots + (a + bx_n + cx_n^2 - y_n)^2 = \min f(a; b; c).$$

Для того чтобы $f(a; b; c)$ имела наименьшее значение, необходимо, чтобы ее частные производные по a, b, c (каждая в отдельности) равнялась нулю. Следовательно, полагаем:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial f}{\partial a} &= 2(a + bx_1 + cx_1^2 - y_1) + 2(a + bx_2 + cx_2^2 - y_2) + \dots = 0; \\ \frac{\partial f}{\partial b} &= 2(a + bx_1 + cx_1^2 - y_1)x_1 + 2(a + bx_2 + cx_2^2 - y_2)x_2 + \dots = 0; \\ \frac{\partial f}{\partial c} &= 2(a + bx_1 + cx_1^2 - y_1)x_1^2 + 2(a + bx_2 + cx_2^2 - y_2)x_2^2 + \dots = 0. \end{aligned} \right\} (3-41)$$

Сокращение каждого уравнения на 2 приводит к системе уравнений относительно

но неизвестных a, b и c , которую в дальнейшем будет называть нормальной:

$$\left. \begin{aligned} (a + bx_1 + cx_1^2 - y_1) + (a + bx_2 + cx_2^2 - y_2) + \dots + (a + bx_n + cx_n^2 - y_n) &= 0; \\ x_1(a + bx_1 + cx_1^2 - y_1) + x_2(a + bx_2 + cx_2^2 - y_2) + \dots + x_n(a + bx_n + cx_n^2 - y_n) &= 0; \\ x_1^2(a + bx_1 + cx_1^2 - y_1) + x_2^2(a + bx_2 + cx_2^2 - y_2) + \dots + x_n^2(a + bx_n + cx_n^2 - y_n) &= 0. \end{aligned} \right\} (3-42)$$

Систему (3-42) нетрудно записать, пользуясь следующим простым правилом. Чтобы найти первое уравнение нормальной системы (3-42), складывают почленно правые части системы (3-40) и приравнивают эту сумму нулю. Для получения второго уравнения системы (3-42) правые части каждого уравнения системы (3-40) умножают соответственно на коэффициент при неизвестном b , складывают произведения и их сумму приравнивают нулю. Таким же образом поступают и для получения третьего уравнения системы, умножая правые части каждого уравнения системы (3-40) соответственно на коэффициент при c , складывая эти произведения и приравнявая сумму нулю.

Система уравнений (3-42) решается обычными алгебраическими методами. Число уравнений системы (3-42) всегда равно числу неизвестных, в то время как число уравнений системы (3-40) равно числу пар значений x_i, y_i в табл. 3-4.

Если желательнее методом наименьших квадратов получить удовлетворительное решение, число пар значений (x_i, y_i) в таблице должно всегда быть больше, чем число неизвестных коэффициентов

$$a, b, c, \dots, k.$$

Приведенное выше правило пригодно для аппроксимации эмпирической функции многочленом более высокой степени, чем вторая.

В заключение следует отметить, следующее: если таблица значений интерполируемой функции получена экспериментальным или расчетным путем, то значения функции, полученные в результате аппроксимации, как правило, лучше исходных. Это объясняется тем, что при аппроксимации по методу наименьших квадратов имеется тенденция к сглаживанию случайных ошибок.

3-7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЧЕК ЭКСТРЕМУМА ЭМПИРИЧЕСКИХ ФУНКЦИЙ В ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТАХ

В технико-экономических расчетах часто требуется отыскать точки экстремума функций, заданных таблично. К таким задачам относятся, например:

- 1) выбор экономически целесообразно напряжения для системы электроснабжения;
- 2) выбор мощности трансформаторов;
- 3) выбор экономически целесообразно сечения шин, проводов, жил кабелей.

В перечисленных задачах путем расчета получается таблица зависимости годовых затрат от напряжения или сечения жил кабеля и т. п.

Следует для дальнейшего учесть, что в таких задачах функция $Z=f(x)$ ежегодных затрат всегда положительна, а график функции хорошо аппроксимируется параболой второй, третьей или максимум четвертой степени, причем кривая имеет один слабо выраженный минимум.

Пусть в общем случае функция $y=f(x)$ задана табл. 1-4, причем, как указывалось выше, под y понимают приведенные годовые затраты, а в качестве x могут быть напряжение, мощность и т. д.

Для отыскания точки экстремума этой эмпирической функции аппроксимируем ее многочленом $P_n(x)$ степени n .

Исходя из специфики технико-экономических задач электроснабжения, будем считать аппроксимацию достаточно хорошей, если среднеквадратичная ошибка $\sigma=$

$$= \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \epsilon_i^2}{n-1}}$$

не превышает 10% среднего арифметического табличных значений эмпирической функции. Если σ превышает заданную допустимую величину, то следует сделать пересчет (аппроксимировать функцию многочленом более высокой степени).

Отыскать методом наименьших квадратов многочлен $P_n(x)$, найдем производную $P'_n(x)$ и приравняем ее нулю. Решив уравнение $P'_n(x)=0$, найдем искомую точку экстремума.

3-8. ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ ЦВМ

Пример 3-1. В результате расчета получена зависимость между величиной сечения кабеля s_i и величиной ежегодных приведенных затрат Z_i .

$s, \text{ мм}^2$	10	16	25	35	50
$Z, \text{ тыс. руб/год}$	360	340	320	290	280

$s, \text{ мм}^2$	70	95	120	150	185
$Z, \text{ тыс. руб/год}$	270	300	340	400	470

По расположению точек на плоскости (рис. 3-6) видим, что, вероятно, достаточно заданную функцию аппроксимировать многочленом второй степени:

$$Z = a + bs + cs^2.$$

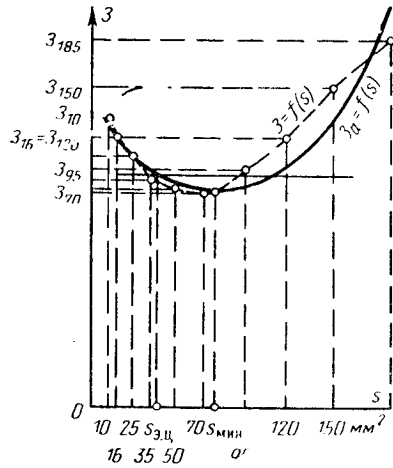


Рис. 3-6.

Составим систему уравнений, характеризующих отклонения:

$$\left. \begin{aligned} \epsilon_1 &= a + 10b + 100c - 360; \\ \epsilon_2 &= a + 16b + 256c - 340; \\ \epsilon_3 &= a + 25b + 625c - 320; \\ \epsilon_4 &= a + 35b + 1225c - 290; \\ \epsilon_5 &= a + 50b + 2500c - 280; \\ \epsilon_6 &= a + 70b + 4900c - 270; \\ \epsilon_7 &= a + 95b + 9025c - 300; \\ \epsilon_8 &= a + 120b + 14400c - 340; \\ \epsilon_9 &= a + 150b + 22500c - 400; \\ \epsilon_{10} &= a + 185b + 34225c - 470. \end{aligned} \right\}$$

Запишем нормальную систему, пользуясь уже известным правилом:

$$\begin{aligned} 10a + 756b + 89756c - 3370 &= 0; \\ 756a + 89756b + 12823596c - 276340 &= 0; \\ 89756a + 12823596b + 1998638036c - & \\ - 35390540 &= 0. \end{aligned}$$

Решим систему методом Гаусса. Из коэффициентов при неизвестных в уравнениях системы составим матрицу. Если добавить к ней столбец, состоящий из свободных членов, то получим так называемую расширенную матрицу системы:

10	756	89756	-3370
756	89756	12823596	-276340
89756	12823596	1998638036	-35390540

Оставляем первую строку без изменения, а вторую и третью преобразовываем. Умножаем все элементы первой строки на $-75,6$ и результаты прибавляем к соответствующим элементам второй строки. Далее умножаем все элементы первой строки на $-8975,6$ и результаты прибавляем к соответствующим элементам третьей строки. Множители подбираются так, чтобы все элементы первого столбца, кроме первого были равны нулю.

10	756	89 756	-3 370
0	32 602	6 038 042	-21 568
0	6 038 042	1 193 024 082	-5 142 768

Теперь все элементы второй строки умножаем на $-\frac{6\ 038\ 042}{32\ 602}$ и результаты прибавляем к соответствующим элементам третьей строки.

10	756	89 756	-3 370
0	32 602	6 038 042	-21 569
0	0	72 967 217	-1 148 374

В курсе линейной алгебры доказывається, что такие преобразования расширенной матрицы приводят к системе уравнений, эквивалентной исходной.

Запишем эту систему:

$$\begin{aligned} 10a + 756b + 89\ 756c - 3\ 370 &= 0; \\ 32\ 602b + 6\ 038\ 042c - 21\ 569 &= 0; \\ 72\ 967\ 217c - 1\ 148\ 374 &= 0. \end{aligned}$$

Из последнего уравнения этой системы найдем неизвестное $c = 0,02$.

Решим второе уравнение системы:

$$\begin{aligned} 32\ 602b + 6\ 038\ 042 \cdot 0,02 - 21\ 568 &= 0; \\ b &= -3. \end{aligned}$$

И, наконец, из первого уравнения

$$\begin{aligned} 10a - 756 \cdot 3 + 89\ 756 \cdot 0,02 - 3\ 370 &= 0; \\ a &= 384. \end{aligned}$$

Получаем аппроксимирующий многочлен:

$$Z = 384 - 3 \cdot s + 0,02s^2.$$

Найдем среднеквадратичную ошибку, допустимую при вычислении годовых затрат с помощью полученного аппроксимирующего многочлена.

Для этого составим таблицу отклонений:

s_p , мм ²	10	16	25	35	50
Z_p , тыс. руб/год . . .	350	340	320	290	280
Z , тыс. руб/год . . .	355	341	321	303	284
e_p , тыс. руб/год . . .	-4	+1	+1	+7	+4
s_p , мм ²	70	95	120	150	185
Z_p , тыс. руб/год . . .	270	300	349	400	470
Z , тыс. руб/год . . .	272	280	312	384	500
e_p , тыс. руб/год . . .	+2	-20	-28	-15	+30

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{10} e_i &= -23; \quad \sum_{i=1}^{10} e_i^2 = 2\ 427; \quad \sigma = \\ &= \sqrt{\frac{\sum e_i^2}{9}} = \sqrt{\frac{2\ 427}{9}} = 16, \quad \sigma = 16. \end{aligned}$$

Полученное приближение достаточно хорошее, ибо σ составляет 5% среднеарифметического табличных значений функции.

На рис. 3-6 сплошной линией показана кривая аппроксимирующего многочлена. Для нахождения точки экстремума

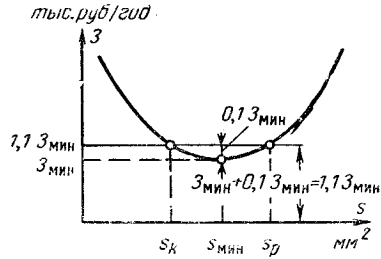


Рис. 3-7.

дифференцируем полученный многочлен и производную приравняем нулю:

$$\begin{aligned} Z' &= -3 + 0,04s; \\ -3 + 0,04s &= 0. \end{aligned}$$

Находим значение s в точке экстремума:

$$s_3 = 75 \text{ мм}^2.$$

Как говорилось выше, в задачах технико-экономических расчетов в области электроснабжения кривые зависимости годовых затрат $Z = f(s)$ имеют довольно слабо выраженный минимум, т. е. на некотором отрезке s_k, s_p , содержащем $s_{мин}$, функция достаточно мало отклоняется от прямой (рис. 3-7).

По экономическим соображениям в пределах допустимой погрешности 10% для значений годовых затрат обычно выгодно взять (из соображений экономии цветного металла) s_3 как наименьшее допустимое значение аргумента, т. е. $s_k = s_{3,д}$ (экономически целесообразное). Для этого поступаем следующим образом. По найденному значению $s_3 = 75 \text{ мм}^2$ находим:

$$\begin{aligned} Z_{мин} &= 384 - 3 \cdot 75 + 0,02 \cdot 75^2 = \\ &= 272 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Найдем допустимую абсолютную погрешность для значения функции:

$$\Delta Z_{мин} = 0,1 \cdot 272 \approx 27 \text{ тыс. руб.}$$

Далее составим уравнение

$$\begin{aligned} Z_{мин} + \Delta Z_{мин} &= 384 - 3s + 0,02s^2 \text{ или} \\ 384 - 3s + 0,02s^2 &= 299 \end{aligned}$$

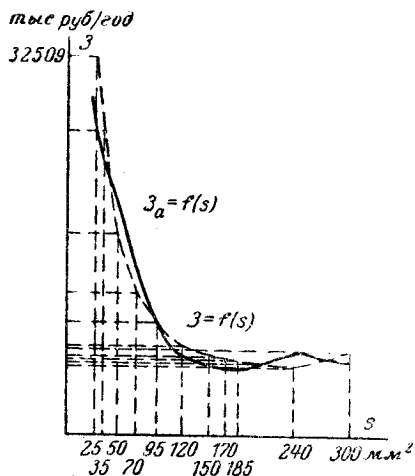


Рис. 3-8.

Корни этого уравнения являются абсциссами точек пересечения кривой годовых затрат и прямой $Z=299$ тыс. руб. Таким

$s_p, \text{ мм}^2$	25	35	50
$Z, \text{ тыс. руб./год}$	32,509	25,846	17,735

образом, в этом случае будет найдена точка $s_k = s_{э.ц} = \min(s_1, s_2)$, где s_1 и s_2 — корни полученного квадратного уравнения $0,02 s^2 - 3s + 85 = 0$, т. е.

$$s_{1,2} = \frac{3 \pm \sqrt{9 - 6,8}}{0,04};$$

$$s_1 = 112; s_2 = 38; s_{э.ц} = (112, 38).$$

Окончательно примем:

$$s_{э.ц} = 38 \text{ мм}^2, \text{ или стандартное } s_{э.ц} = 35 \text{ мм}^2.$$

В рассмотренном примере погрешность аппроксимации составляет 5%. Поэтому принимая 10%-ную погрешность для значений годовых приведенных затрат при выборе экономически целесообразного сечения ($s_{э.ц} = s_k < s_{\min}$), мы, однако, не превышаем погрешность, допустимую для технико-экономических расчетов систем электропитания промышленных предприятий.

Это объясняется тем, что при выборе сечений проводов и жил кабелей по существующей методике, учитывающей различные технические условия, мы получаем завышенное значение сечения.

Таким образом, в данном примере оба фактора, действуя встречно, в определенной степени компенсируют получающееся изменение сечения.

Пример 3-2. Пусть при передаваемой мощности $S=5000$ кВ·А, стоимости электроэнергии 0,02 руб. за 1 кВт·ч и других конкретных условиях путем расчета полу-

чена зависимость годовых затрат Z_i от сечения жилы медного кабеля s_i :

$s_p, \text{ мм}^2$	10	16	25	35
$Z, \text{ тыс. руб./год}$	82,360	45,052	32,509	25,846
$s_p, \text{ мм}^2$	50	70	95	120
$Z, \text{ тыс. руб./год}$	17,735	12,319	9,903	7,654

Требуется найти экономически целесообразное сечение жилы кабеля. Ожидается, что кривая годовых затрат должна иметь минимум. Аппроксимировать данную функцию, зная лишь одну ветвь параболы, бессмысленно, ибо никакой информации о правой ветви мы не имеем. Расчет следует вести до той точки, в которой мы получаем возрастание функции. Продолжая расчеты, увеличивая сечение жил кабеля, при $s_i=240$ мм² получаем значение годовых затрат: $Z_i=6000$ тыс. руб/год.

При сечении кабеля $s_i=300$ мм² получаем: $Z_i=6775$ тыс. руб/год.

Нами получена точка $s_i=240$ мм², в которой функция уже возрастает.

Составим вновь таблицу значений функции. Для упрощения расчетов отбросим две первые пары табличных значений, ибо о левой ветви кривой у нас и без них достаточная информация.

$s_p, \text{ мм}^2$	25	35	50	70	95	120	150	185	240
$Z, \text{ тыс. руб./год}$	32,509	25,846	17,735	12,319	9,903	7,655	6,639	5,865	6,000

По расположению точек на плоскости (на рис. 3-8 кривая приведенных годовых затрат изображена пунктирной линией) видно, что вполне допустима квадратичная аппроксимация функции, т. е.

$$Z = a + bs + cs^2.$$

Составим систему уравнений, характеризующих отклонения:

$$\left. \begin{aligned} \epsilon_1 &= a + 25b + 625c - 32\,509; \\ \epsilon_2 &= a + 35b + 1\,225c - 25\,846; \\ \epsilon_3 &= a + 50b + 2\,500c - 17\,735; \\ \epsilon_4 &= a + 70b + 4\,900c - 12\,319; \\ \epsilon_5 &= a + 95b + 9\,025c - 9\,903; \\ \epsilon_6 &= a + 120b + 14\,400c - 7\,656; \\ \epsilon_7 &= a + 150b + 22\,500c - 6\,639; \\ \epsilon_8 &= a + 185b + 34\,225c - 5\,865; \\ \epsilon_9 &= a + 240b + 57\,600c - 4\,916; \\ \epsilon_{10} &= a + 300b + 90\,000c - 6\,775. \end{aligned} \right\} (3-43)$$

Запишем уравнения для нормальной системы:

$$10a + 1\,270b + 237\,000c - 130\,160 = 0;$$

$$1\,270a + 237\,000b + 53\,642\,500c -$$

$$- 10\,619\,140 = 0;$$

$$237\,000a + 53\,642\,500b + 13\,416\,322\,500c -$$

$$- 1\,599\,319\,800 = 0.$$

Решая систему (3-43) методом Гаусса, получим следующие значения:

$$a = 34\ 018; b = -296; c = 0,7.$$

Таким образом, аппроксимирующий многочлен примет вид:

$$Z = 34\ 018 - 296 \cdot s + 0,7s^2.$$

Определим степень приближения по таблице отклонений:

s_i , мм ²	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Z_i , тыс. руб/год	32 509	25 846	17 735	12 319	9 903	7 653	6 639	5 865	6 000	6 775
Z , тыс. руб/год	27 056	24 516	20 968	16 728	12 215	8 578	5 368	3 216	3 298	8 218
ϵ_i , тыс. руб/год	+5 453	+1 330	-3 233	-4 409	-2 313	-992	+1 271	+2 702	-2 649	-1 443

Без вычисления среднеквадратичной ошибки, по одним только отклонениям, можно судить, насколько плохо аппроксимирует многочлен второй степени заданную функцию. Сделаем пересчет, аппроксимируя функцию многочленом третьей степени. Полагаем, что

$$Z = a + bs + cs^2 + ds^3.$$

Составим систему отклонений. При этом используем данные предыдущего расчета.

$$\begin{aligned} \epsilon_1 &= a + 25b + 625c + 15\ 625d - 32\ 509; \\ \epsilon_2 &= a + 35b + 1\ 225c + 42\ 875d - 25\ 846; \\ \epsilon_3 &= a + 50b + 2\ 500c + 125\ 000d - 17\ 735; \\ \epsilon_4 &= a + 70b + 4\ 900c + 343\ 000d - 12\ 319; \\ \epsilon_5 &= a + 95b + 9\ 025c + 857\ 388d - 9\ 903; \\ \epsilon_6 &= a + 120b + 14\ 400c + 1\ 728\ 000d - 7\ 656; \end{aligned}$$

(3-44)

$$\begin{aligned} \epsilon_7 &= a + 150b + 22\ 500c + 3\ 375\ 000d - 6\ 639; \\ \epsilon_8 &= a + 185b + 34\ 225c + 6\ 331\ 600d - 5\ 865; \\ \epsilon_9 &= a + 240b + 57\ 600c + 13\ 824\ 000d - 4\ 916; \\ \epsilon_{10} &= a + 300b + 90\ 000c + 27\ 000\ 000d - 6\ 775. \end{aligned}$$

Пользуясь системой (3-44), запишем нормальную систему:

$$\begin{aligned} 10a + 1\ 270b + 237 \cdot 10^2c + 53\ 642 \cdot 10^3d - 13\ 016 \cdot 10 &= 0; \\ 1\ 270a + 237 \cdot 10^2b + 53\ 642 \cdot 10^3c + 13\ 416 \cdot 10^4d - 10\ 619 \cdot 10^3 &= 0; \\ 237 \cdot 10^2d + 53\ 643 \cdot 10^3b + 13\ 416 \cdot 10^4c + 35\ 536 \cdot 10^5d - 15\ 993 \cdot 10^5 &= 0; \\ 53\ 642 \cdot 10^3d + 13\ 416 \cdot 10^4b + 35\ 536 \cdot 10^5c + 97\ 544 \cdot 10^6d - 34\ 020 \cdot 10^7 &= 0. \end{aligned}$$

После преобразования уравнений получим:

$$\begin{aligned} a + 127b + 237 \cdot 10^2c + 53\ 642 \cdot 10^3d - 13\ 016 &= 0; \\ 127a + 237 \cdot 10^2b + 53\ 642 \cdot 10^3c + 13\ 416 \cdot 10^4d - 10\ 619 \cdot 10^3 &= 0; \\ 237a + 53\ 642b + 13\ 416 \cdot 10^3c + 35\ 536 \times 10^5d - 15\ 993 \cdot 10^5 &= 0; \\ 53\ 642a + 13\ 416 \cdot 10^3b + 35\ 536 \cdot 10^5c + 97\ 544 \cdot 10^7d - 34\ 020 \cdot 10^4 &= 0; \end{aligned}$$

Решаем нормальную систему методом Гаусса:

	1	127	$237 \cdot 10^2$	$53\ 642 \cdot 10^2$	$-13\ 016$
	127	$237 \cdot 10^2$	$53\ 642 \cdot 10^2$	$13\ 416 \cdot 10^5$	$-10\ 619 \cdot 10^3$
	237	53 642	$13\ 416 \cdot 10^3$	$35\ 536 \cdot 10^5$	$-15\ 993 \cdot 10^5$
	53 642	$13\ 416 \cdot 10^3$	$35\ 536 \cdot 10^5$	$97\ 544 \cdot 10^7$	$-34\ 020 \cdot 10^4$
1	127	$237 \cdot 10^2$	$53\ 642 \cdot 10^2$	$-13\ 016$	
0	7 581	$23\ 543 \cdot 10^2$	$66\ 035 \cdot 10^4$	$-59\ 113 \cdot 10$	
0	23 543	$77\ 991 \cdot 10^2$	$22\ 823 \cdot 10^5$	$-14\ 855 \cdot 10^3$	
0	$66\ 035 \cdot 10$	$22\ 823 \cdot 10^5$	$68\ 769 \cdot 10^7$	$-35\ 800 \cdot 10^4$	
1	127	$237 \cdot 10^2$	$53\ 642 \cdot 10^2$	$-13\ 016$	
0	7 581	$23\ 543 \cdot 10^2$	$66\ 035 \cdot 10^4$	$-59\ 113 \cdot 10$	
0	0	48 782 · 10	$23\ 158 \cdot 10^4$	$-35\ 025 \cdot 10$	
0	0	$23\ 156 \cdot 10^4$	$11\ 249 \cdot 10^7$	$-15\ 691 \cdot 10^4$	

1	127	$237 \cdot 10^2$	$53\,642 \cdot 10^2$	$- 13\,016$
0	7 581	$23\,543 \cdot 10^2$	$66\,035 \cdot 10^4$	$- 59\,113 \cdot 10$
0	0	48 782 · 10	$23\,158 \cdot 10^4$	$- 35\,025 \cdot 10$
0	0	0	$25\,636 \cdot 10^5$	$+ 93\,467 \cdot 10^2$

Из последней строки полученной матрицы имеем уравнение

$$25\,636\,000d + 93\,467 = 0, \text{ откуда } d = -0,004.$$

Из предпоследней строки матрицы получим:

$$48\,782c - 0,004 \cdot 23\,158\,000 - 35\,025 = 0, \text{ следовательно, } c = 2,6.$$

Из второй сверху строки матрицы составляем:

$$7\,581b + 2,6 \cdot 2\,354\,300 - 0,004 \cdot 660\,350\,000 + 591\,130 = 0, \text{ или } b = 536.$$

Наконец, из первой строки матрицы имеем:

$$a - 536 \cdot 127 + 2,6 \cdot 23\,700 - 0,004 \cdot 5\,364\,200 - 13\,016 = 0, \text{ откуда } a = 40\,925.$$

Таким образом, получен аппроксимирующий многочлен третьей степени:

$$Z = 40\,925 - 536s + 2,6s^2 - 0,004s^3.$$

Составим таблицу отклонений, чтобы выяснить, достаточно ли хорошо этот многочлен аппроксимирует заданную эмпирическую функцию.

s_p , мм ²	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Z_i , тыс. руб/год	32 509	25 846	17 735	12 319	9 903	7 655	6 639	5 865	6 000
Z , тыс. руб/год . .	29 200	25 200	20 000	14 000	10 000	7 133	6 000	5 424	6 749
ϵ_p , тыс. руб/год	-3 309	-646	2 265	+1 691	+97	-523	-639	-441	+749

Найдем среднеквадратичную ошибку:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum \epsilon_i^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{(-3\,309)^2 + (-646)^2 + 2\,265^2 + 1\,691^2 + 97^2 + (-523)^2 + (-639)^2 + (-441)^2 + 749^2 + (-650)^2}{10-1}} \approx 1\,290.$$

Среднеарифметическое табличных значений функции равняется 13 125.

Как видим, среднеквадратичная ошибка составляет 9,8% этой величины, т.е. погрешность аппроксимации лежит в допустимых пределах.

На рис. 3-8 сплошной линией построена кривая аппроксимирующего многочлена.

Найдем точку экстремума полученной кубической параболы:

$$Z' = -536 + 5,2s - 0,012s^2,$$

$$0,12s^2 - 5,2s + 536 = 0,$$

$$s_{\text{мин}} = 170 \text{ мм}^2.$$

Учитывая, что погрешность аппроксимирования близка к 10% табличных значений функций, не следует искать иное экономически целесообразное сечение кабеля.

Итак, $s_{э.ц} = 170 \text{ мм}^2$, или ближайшее стандартное сечение $s_{э.ц} = 185 \text{ мм}^2$.

3-9. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ЦВМ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЗАДАЧ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

При современном уровне развития промышленной электроэнергетики для решения самых различных задач в этой области приходится проводить большое количество вычислений, объем и сложность которых непрерывно нарастают. Все это обуславливает широкое применение вычислительных

средств и в первую очередь цифровых вычислительных машин.

До появления ЦВМ расчетная часть многих научно-исследовательских работ, в том числе и в области промышленной электроэнергетики, составляла небольшую долю в решении той или иной проблемы и сводилась к упрощенным расчетам, дающим приближенные решения. В результате этого многие факторы, влияющие на принятие решения, не учитывались, и истинная картина исследования в определенной мере искажалась. Кроме того, при выборе оптимальных параметров систем электроснабжения промышленных предприятий можно было рассматривать ограниченное количество вариантов технических решений. Создание ЦВМ позволило проводить сложные вычисления с учетом достаточного количества факторов, характеризующих рассматриваемую научно-техническую или научно-экономическую задачу.

Следует отметить, что с появлением ЦВМ основным методом решения многих задач, в том числе и задач электроэнергетики, стал численный метод. Это объясняется прежде всего тем, что ряд проблем ис-

следования не поддается точному аналитическому решению. В таких случаях приходится применять приближенные методы. Так, например, выбор ряда рациональных величин (напряжения, сечения, мощности и т. д.) связан с численным интерполированием и аппроксимированием функций.

Численный метод, как правило, обеспечивает получение результата с определенной точностью. Общая погрешность решения задачи складывается из неустраняемой погрешности (неточность исходной информации), погрешности метода (решение неточной, а аппроксимирующей задачи), вычислительной погрешности (неточность самих вычислений, округления и т. д.). Наличие тех или иных ЦВМ в распоряжении инженера — проектировщика в значительной степени определяет не только класс задач, которые он может решать, но и выбор численных методов для их решения.

Цифровые вычислительные машины способны выполнять только небольшое число простейших операций (арифметических, логических, элементарных функций и др.) Поэтому решение каждой математической задачи осуществляется методом, позволяющим свести исходную задачу к последовательности этих операций. Некоторые ЦВМ по своим техническим характеристикам недостаточно удовлетворяют тем требованиям, которые предъявляются при решении ряда технико-экономических задач в системах электроснабжения промышленных предприятий. В первую очередь это относится к таким параметрам ЦВМ, как быстродействие и объем запоминающих устройств.

Так, например, получившая большое распространение малая электронная цифровая вычислительная машина «МИР», предназначенная для автоматизации инженерных расчетов в конструкторских бюро и научно-исследовательских институтах, имеет объем оперативного запоминающего устройства в 4096 12-разрядных ячеек (ячейка служит для хранения одного числа, причем максимальное количество разрядов, которое может храниться в ячейке, зависит от назначения и конструкции машины).

Объем памяти (запоминающего устройства) машины накладывает определенные ограничения на объем решаемых задач. Поэтому при применении ЦВМ следует особое внимание обращать на составление оптимальных программ, требующих минимального места при распределении памяти, а также минимального времени счета и обработки исходных данных для ввода их в машину.

Сопоставление программ расчетов (программирование) связано с проведением довольно трудоемкой работы. Поэтому создание новых программ вполне себя оправдывает при расчетах на ЦВМ многих вариантов, например, с целью нахождения оптимального варианта решения.

Следует особо подчеркнуть, что про-

граммирование для ЦВМ требует достаточных знаний об устройстве машин, ее составных частях и принципе работы. К настоящему времени еще недостаточно полно разработана библиотека стандартных программных решений технико-экономических задач в области промышленной электроэнергетики, позволяющих единообразно подходить к решению тех или иных проблем. В этой связи создание новых стандартных программ продолжает оставаться актуальной задачей.

3-10. ПОРЯДОК РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НА ЦИФРОВЫХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ МАШИНАХ

В настоящее время в Советском Союзе имеется ряд типов цифровых машин, отличающихся назначением, техническими и физическими принципами, на которых построена работа основных устройств машин, особенностями конструкции и структурного построения.

Решение любой задачи на ЦВМ состоит из следующих этапов [Л. 3-8]:

- 1) математическая формулировка задачи;
- 2) выбор численного математического метода;
- 3) разработка алгоритма решения задачи;
- 4) составление программы решения задачи для конкретной машины;
- 5) отладка программы;
- 6) решение задачи на машине.

На этапе математической формулировки задачи устанавливаются в окончательном виде формулы и математические зависимости, которые подлежат решению. В большинстве случаев одна и та же задача может быть решена несколькими численными методами.

Как указывалось выше, численное решение задачи на ЦВМ, как правило, не может быть осуществлено абсолютно точно. Поэтому при расчетах на ЦВМ используется тот численный метод, который обеспечивает заданную точность решения.

На этапе алгоритмизации задачи устанавливается необходимая последовательность арифметических и логических действий, с помощью которых реализуется выбранный численный метод.

В настоящее время для описания алгоритмов используются алгоритмические языки, позволяющие записать алгоритмы решения задачи в самом общем виде, близком к общепринятой математической символике. Запись алгоритмов с помощью этих языков производится по строгим формальным правилам, устраняющим возможность неоднозначного толкования. Однако наиболее простыми и широко распространенными способами описания алгоритмов является запись алгоритмов в виде условных символов-операторов и в виде блок-схем.

При последнем способе записи алго-

ритм представляется в виде последовательности прямоугольников-блоков, каждому из которых соответствует определенный этап решения задачи. Блоки соединяются стрелками, указывающими связь между различными этапами. Внутри блока указывается краткое содержание данного этапа вычислений или формулы, по которым эти вычисления осуществляются.

Блоки нумеруются сквозной нумерацией.

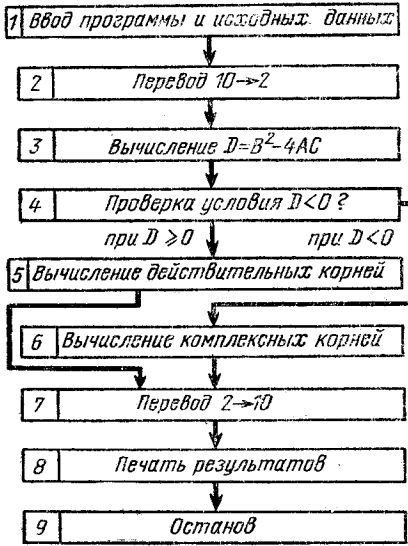


Рис. 3-9. Блок-схема алгоритма для вычисления корней квадратного уравнения.

В качестве примера на рис. 3-9 приведена блок-схема алгоритма вычисления корней квадратного уравнения.

$$Ax^2 + Bx + C = 0.$$

Как известно, корни этого уравнения находятся по формуле:

$$x_{1,2} = \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}. \quad (3-45)$$

В отличие от простейших вычислительных процессов, у которых все этапы выполняются в порядке их следования, порядок вычислений в данном случае зависит от того, будет ли подкоренное выражение $D = B^2 - 4AC$ положительным или отрицательным. Вычислительные процессы, для которых имеет место зависимость порядка вычислений от предыдущих результатов, называются разветвляющимися. Для них характерно наличие нескольких направлений счета.

На рис. 3-9 блок 4—логический блок, проверяющий выполнение условия $D < 0$.

Выше указывалось, что ЦВМ могут выполнять, наряду с другими простейшими

операциями, небольшое число логических операций, которые осуществляются с помощью специальных логических элементов. Очень часто встречаются задачи, решение которых сводится к многократному повторению вычислений по одним и тем же математическим зависимостям при различных исходных данных. Такие вычислительные процессы называются циклическими, а многократно повторяющиеся этапы процессов—циклами. Подобные задачи встречаются при расчетах систем электроснабжения промышленных предприятий.

Так, например, выбор рациональных напряжений в схеме питания завода в зависимости от изменения передаваемых мощностей, расстояний и стоимости электроэнергии связан с расчетами по одним и тем же формулам.

Для реализации на машине циклического вычислительного процесса алгоритмом должна быть предусмотрена после каждого выполнения цикла проверка выполнения некоторого логического условия, управляющего повторениями цикла.

В процессе составления программы исходный алгоритм предварительно детализируется и преобразовывается таким образом, чтобы в нем учитывались как специфика решения задач на машинах вообще, так и особенности конкретной машины, на которой будет решаться задача. Решение задач на ЦВМ связано с обработкой огромного количества информации. Наличие ошибки хотя бы в одном разряде слова, содержащегося в этой информации, приводит к получению неправильных результатов. Источниками ошибок могут быть как программа решения задачи, так и сама машина. Ошибки программы выявляются в процессе ее отладки. Так, для проверки правильности вычислений по составленной программе вручную решается один из вариантов задачи.

Для исключения влияния случайных ошибок (сбоев), допускаемых машиной, применяются различные программные методы, самыми распространенными из которых являются двойной счет (повторение решения задачи) и контрольные соотношения, специально составляемые при решении задач, но не используемые для получения результатов.

Систематические ошибки машины обнаруживаются и исправляются в процессе проверки ее работы при периодическом контроле.

Программа и исходные данные вводятся с помощью устройства ввода либо непосредственно в запоминающее устройство (например, ЦВМ «МИР»), либо предварительно наносятся в виде определенных кодов на перфокарты или перфоленты (например, ЦВМ «МИНСК-22», «УРАЛ-2»). Для контроля правильности ввода программы и исходных данных предусматриваются программные методы, одним из которых является выдача на печать всего исходного материала.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

3-1. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий, М., «Энергия», 1967.

3-2. Методика технико-экономических расчетов в энергетике. Изд-во ГКНТ при СМ СССР, 1966.

3-3. Чернухин А. А., Флаксерман Ю. Н. Экономика энергетики СССР, М., «Энергия», 1970.

3-4. Мельников Н. А., Розанов М. Н. Проектирование и эксплуатация энергетических сетей и систем (лекции) М., Изд. ВЗЭИ, 1964.

3-5. Казак Н. А., Мясникова А. В. Надежность — категория экономическая. — «Промышленная энергетика», 1967, № 1.

3-6. Справочник энергетика промышленных предприятий под общей редакцией А. А. Федорова (гл. редактор), Г. В. Сербиновского, Я. М. Большама, т. 1. М., Госэнергоиздат, 1961.

3-7. Демидович Б. П., Марон И. А.

Основы вычислительной математики, М., «Наука», 1966.

3-8. Прохоров В. И., Погорелко И. А., Яковлев В. А. Основы программирования для электронных цифровых вычислительных машин. М., «Высшая школа», 1967.

3-9. Цифровая вычислительная машина «МИР» (комплект технической документации), Киев, 1968.

3-10. Мельников Н. А. Матричные методы расчета режимов работы электрических сетей. М., Изд. ВЗЭИ, 1964.

3-11. Веников В. А. Теория подобия и моделирование применительно к задачам электроэнергетики. М., «Высшая школа», 1966.

3-12. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. М., «Экономика», 1969.

3-13. Митрофанов А. Компас экономической эффективности. — «Экономическая газета», 1969, № 39.

РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ПРОЦЕССА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СИСТЕМАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

Процесс короткого замыкания. За время к. з. с момента его возникновения до момента отключения поврежден-

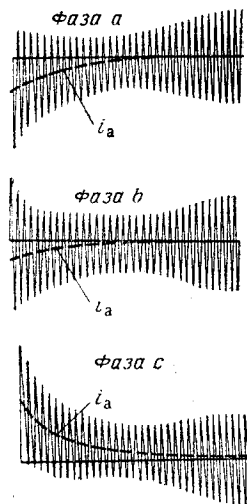


Рис. 4-1. Осциллограммы токов во всех трех фазах при трехфазном к. з.

7—799

ного участка в короткозамкнутой цепи протекает переходный процесс. На рис. 4-1 показаны осциллограммы токов во всех трех фазах на участке короткозамкнутой цепи при трехфазном к. з.

В общем случае в каждой из фаз наряду со слагающей тока переменного знака или периодической (точнее колебательной) имеет место слагающая постоянного знака или апериодическая (которая также может изменять знак, но через значительно большие промежутки времени).

Периодическая слагающая тока к. з. I_t (рис. 4-2) одинакова для всех трех фаз и определяется для любого момента времени значением ординаты огибающей, деленным на $\sqrt{2}$.

Апериодическая слагающая тока к. з. i_a различна для всех фаз (рис. 4-1) и может изменяться в зависимости от момента возникновения к. з. (в пределах 1 периода); обычно i_a определяется по наибольшему возможному мгновенному значению.

Источниками питания места к. з. являются: турбо- и гидрогенераторы; синхронные компенсаторы и двигатели¹.

Влияние асинхронных двигателей учитывается только в начальный момент времени и только в тех случаях, когда они подключены непосредственно к месту к. з.

При расчете токов к. з. определяются следующие величины:

¹ При расчете токов к. з. учитываются как синхронные генераторы для времени $t=0$.

I'' — начальное значение периодической слагающей тока к.з. (начальное значение сверхпереходного тока к.з.);
 i_y — ударный ток к.з., необходимый для проверки электрических аппаратов, шин и изоляторов на их динамическую устойчивость;

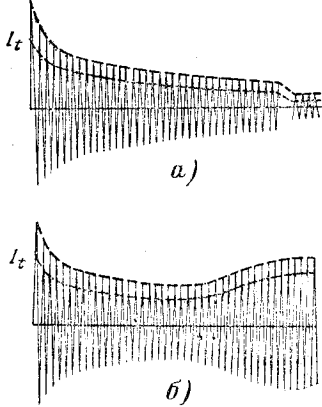


Рис. 4-2. Изменение во времени периодической слагающей тока к.з.,
 а — при питании от генераторов без АРВ;
 б — при питании от генераторов с АРВ.

I_y — наибольшее действующее значение полного тока к.з., необходимое для проверки электрических аппаратов на динамическую устойчивость в течение первого периода к.з.,
 $I_{0,2}$ — значение I_t для $t=0,2$ с, необходимое для проверки выключателей по отключаемому ими току;
 I_∞ — действующее значение установившегося тока к.з.; применяется для проверки термической устойчивости электрических аппаратов, шин, проходных изоляторов и кабелей;
 $S_{0,2}$ — мощность к.з. для времени $t=0,2$ с, определяется для проверки выключателей по отключаемой ими мощности¹.

При расчете токов к.з. обычно имеют место следующие допущения:
 все э. д. с. считаются совпадающими по фазе;

э. д. с. источников питания, значительно удаленных от места к.з. ($x_{расч} > 3$), считаются неизменными;

часто не учитывается влияние нагрузок, и, в частности, влияние мелких асинхронных и синхронных двигателей;

не учитываются поперечные емкостные цепи к.з. и токи намагничивания трансформаторов;

активное сопротивление цепи к.з. учитывается только при соотношении $r_\Sigma \geq$

¹ Для новых быстродействующих выключателей это время может уменьшаться до 0,1 с.

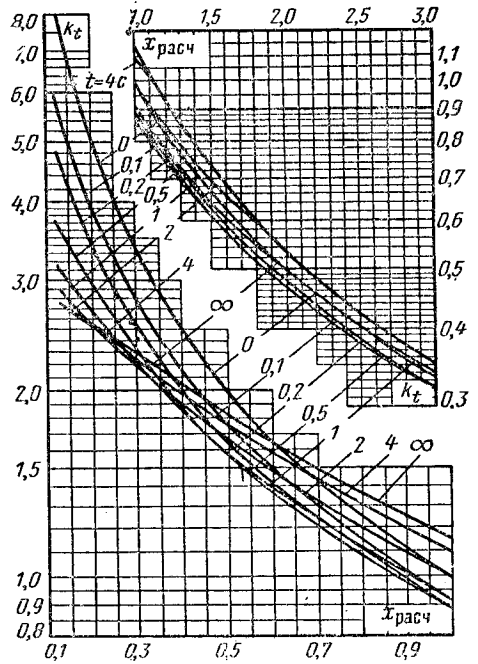


Рис. 4-3. Расчетные кривые для тнвового гурбогенератора с АРВ.

$\geq 0,3x_\Sigma$, где r_Σ и x_Σ эквивалентные активные и реактивные сопротивления цепи до места к.з.

Расчетные кривые («кривые затухания»), при помощи которых ведется расчет тока в месте к.з., представляют собой кривые зависимости кратности тока к.з. от расчетного сопротивления цепи к.з. для разных моментов времени, отсчитываемого с начала к.з. $k_t = j(x_{расч})$ (рис. 4-3÷4-7).

При составлении расчетных кривых допускается следующее: генераторы до момента возникновения к.з. работают при симметричной номинальной нагрузке и при $\cos \phi = 0,8$; продольные и поперечные сверхпереходные реактивные сопротивления одинаковы ($x'_d = x'_q$);

короткое замыкание трехфазное и симметричное, питаемое с одной стороны.

Расчетное время к.з. Действительное время, в течение которого проходит процесс к.з., определяется длительностью действия защиты и отключающей аппаратуры $t = t_{защ} + t_{выкл}$.

В расчетах пользуются приведенным (фиктивным) временем — промежуток времени, в течение которого установившийся ток к.з. выделяет то же количество тепла, которое должен выделить фактически проходящий ток к.з. за действительное время к.з.

Приведенное время, соответствующее полному току к.з.,

$$t_{п} = t_{п.а} + t_{п.п}$$

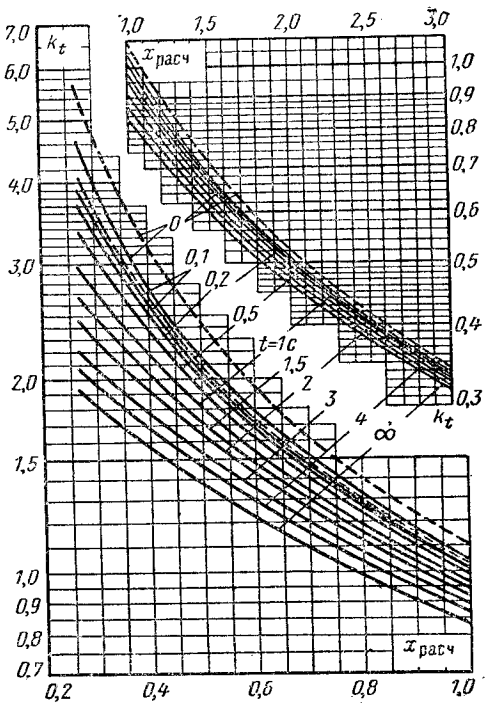
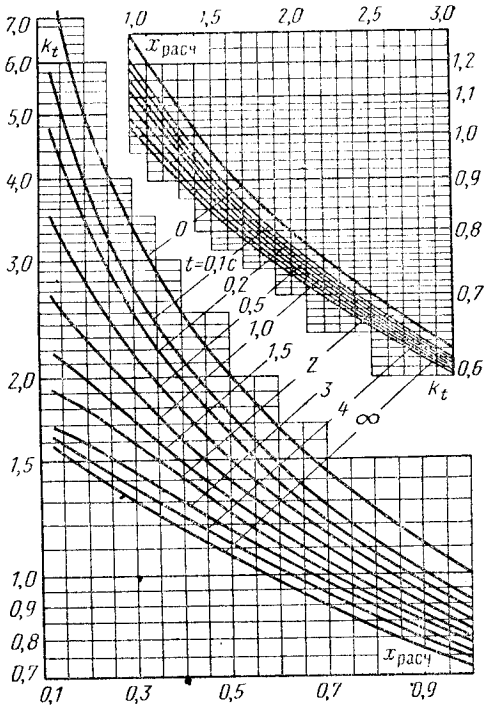


Рис. 4-4. Расчетные кривые для типового турбогенератора без АРВ.

Рис. 4-6. Расчетные кривые для типового гидрогенератора без АРВ. Для генераторов с успокоительными обмотками $x_{расч}$ должно быть увеличено на 0,07, при этом для $t \leq 0,1$ следует пользоваться пунктирными кривыми, а для $t > 0,1$ — сплошными.

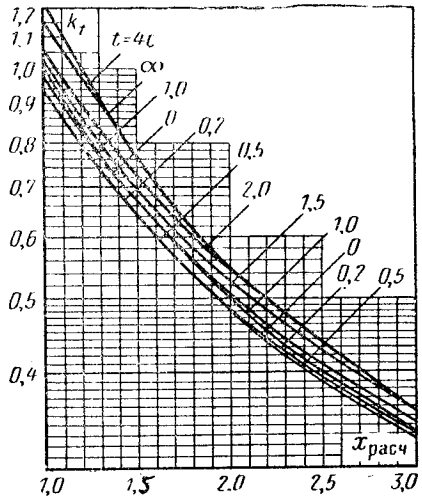
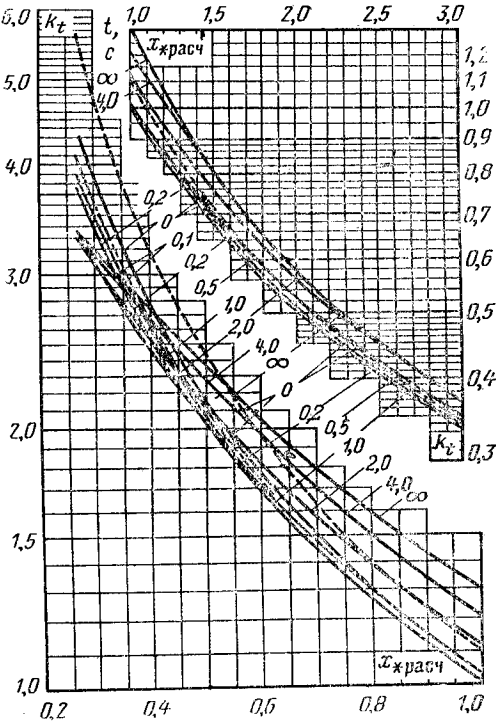
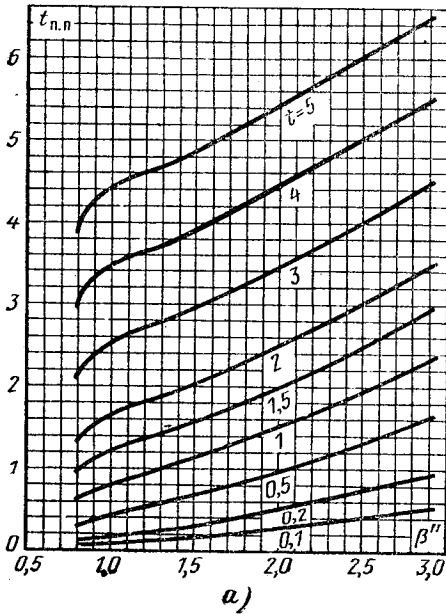


Рис. 4-5. Расчетные кривые для типового гидрогенератора с АРВ. Для генераторов с успокоительными обмотками $x_{расч}$ должно быть увеличено на 0,07, при этом для $t \leq 0,1$ следует пользоваться пунктирными кривыми, а для $t > 0,1$ — сплошными.

Рис. 4-7. Расчетные кривые для удаленного источника питания, содержащего турбо- и гидрогенераторы с АРВ.



где $t_{п.п}$ — приведенное время для аperiodической слагающей тока к.з.; $t_{п.п}$ — приведенное время для периодической слагающей тока к.з.

При действительном времени $t < 5$ с приведенное время для периодической слагающей тока к.з. определяется по рис. 4-8 в зависимости от действительного времени к.з. и отношения начального сверхпереходного тока к.з. к установившемуся:

$$\beta'' = \frac{I''}{I_\infty}.$$

При действительном времени $t > 5$ с $t_{п.п} = t_n = t_{п5} + (t - 5)$ с, где $t_{п5}$ — значение приведенного времени для $t = 5$ с.

Определение приведенного времени для аperiodической слагающей $t_{п.п}$ производит при $t > 1,5T$ по формуле

$$t_{п.п} \approx 0,05 (\beta'')^2,$$

при $t < 1,5T$ по формуле

$$t_{п.п} = T (\beta'')^2 \left(1 - e^{-\frac{2t}{T}} \right),$$

где T — постоянная времени процесса изменения (затухания), определяемая по отношению x/r из формулы $T = x/314 r$.

При действительном времени $t > 20 T$ или, что обычно то же самое, $t > 1$ с, величиной $t_{п.п}$ можно пренебрегать.

Базисная мощность — мощность, величина которой принимается за единицу (при выражении расчетных величин в системе относительных единиц). Выбор величины базисной мощности производится исходя из соображений наибольшего возможного упрощения вычислительной работы. Для базисной мощности целесообразно принимать значения 1000, 100 и т. д. тыс. кВ·А или номинальную (кажущуюся) мощность одного из источников питания (электростанции или питающего трансформатора).

Базисное напряжение принимается для каждой ступени напряжения равным ее среднему номинальному напряжению. При расчетах действительные коэффициенты трансформации трансформаторов заменяются отношениями средних номинальных напряжений. При этом пересчет относительных сопротивлений по напряжению не производится (кроме реакторов). Шкала средних номинальных напряжений: 115; 37; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4 и 0,23 кВ.

Базисный ток определяется по формуле

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6}.$$

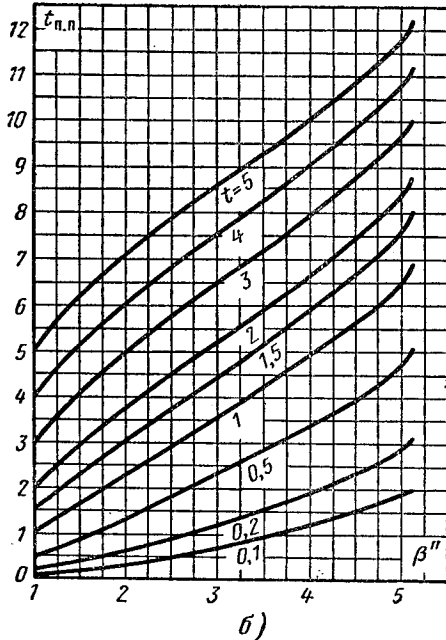


Рис. 4-8. Кривые зависимости приведенного времени для периодической слагающей тока к.з. а — при питании от генератора с АРВ; б — при питании от генератора без АРВ; $t_{п.п}$ — приведенное время для периодической слагающей тока к.з.; t — действительное время; $\beta'' = I''/I_\infty$ — отношение начального сверхпереходного тока к установившемуся в месте к.з.

4-2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ВЕЛИЧИН

Размерности. При расчете токов к.з. в цепях напряжением выше 1 кВ принимаются следующие размерности: для полной мощности — тыс. кВ·А, для актив-

ной мощности — тыс. кВт, для напряжения — кВ, для тока — кА, для полного, реактивного и активного сопротивления — Ом. При применении расчетных кривых пользуются системой относительных единиц.

Определение сопротивлений в относительных единицах при номинальных условиях

Реактивное

$$x_* = \frac{\sqrt{3} I_n x}{U_n} = x \frac{S_n}{U_n^2};$$

активное

$$r_* = \frac{\sqrt{3} I_n r}{U_n} = r \frac{S_n}{U_n^2};$$

полное

$$z = \sqrt{r^2 + x^2};$$

или

$$z_* = \sqrt{r_*^2 + x_*^2}.$$

Звездочками в индексе отмечены сопротивления, выраженные в относительных единицах. При расчете в относительных единицах все сопротивления расчетной схемы (см. 4-3) приводятся к *базисным условиям*.

Сопротивления генераторов. Для генераторов заводами приводится сверхпереходное продольное реактивное сопротивление x_d'' в относительных единицах¹. Активным сопротивлением обмоток генератора пренебрегают. Реактивное сопротивление генератора x_r (в относительных единицах), приведенное к базисной мощности, определяется из выражения

$$x_{б.г} = x_*'' \frac{S_б}{S_{н.г}},$$

где $S_б$ — базисная мощность, тыс. кВт·А; $S_{н.г}$ — номинальная мощность генератора, тыс. кВт·А.

Если исходное значение неизвестно, то можно пользоваться данными табл. 4-1.

Таблица 4-1

Средние значения сверхпереходных реактивных сопротивлений источников питания

Источник питания	x_*''
Турбогенератор	0,125
Гидрогенератор (явнополюсный) с успокоительной обмоткой	0,20
То же без успокоительной обмотки	0,27
Синхронный компенсатор	0,16
Синхронные и асинхронные двигатели	0,20

¹ В дальнейшем пользуемся термином «сверхпереходное реактивное сопротивление», обозначая его x'' .

Сопротивления трансформаторов. При номинальной мощности силовых трансформаторов $S_n \geq 750$ кВт·А

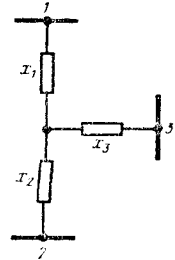
$$u_{к*} \approx x_T;$$

$$x_{т.б} = u_{к*} \frac{S_б}{S_n},$$

где $u_{к*}$ — напряжение к.з. трансформатора в относительных единицах (0,01 $u_{к\%}$).

Рис. 4-9. Принципиальная схема замещения для сопротивления трехобмоточного трансформатора.

x_1 — сопротивление цепи высшего напряжения; x_2 — сопротивление цепи низшего напряжения; x_3 — сопротивление цепи среднего напряжения.



При $S_n \leq 560$ кВт·А пользуются формулой

$$x_{т.б} = \sqrt{u_{к*}^2 - r_{н*}^2} \frac{S_б}{S_n};$$

здесь $r_{н*}$ — активное сопротивление обмотки трансформатора в относительных единицах отнесенное к номинальной мощности, определяемое по формуле

$$r_{н*} = \frac{\Delta P_M}{S_n},$$

где ΔP_M — потери в металле обмоток трансформатора, кВт.

Активное сопротивление трансформатора, отнесенное к базисной мощности,

$$r_{т.б} = r_{н*} \frac{S_б}{S_n} = \Delta P_M \frac{S_б}{S_n} = r_n \frac{S_б}{U_б^2},$$

где r_n — активное сопротивление трансформатора, приведенное к базисному напряжению, Ом; $U_б$ — базисное напряжение, кВ, а $S_б$ — тыс. кВт.

Для трехобмоточного трансформатора величина реактивного сопротивления определяется отдельно для каждой цепи (рис. 4-9):

$$x_1 = 0,005 (u_{к1-2} + u_{к1-3} - u_{к2-3});$$

$$x_2 = 0,005 (u_{к1-2} + u_{к2-3} - u_{к1-3});$$

$$x_3 = 0,005 (u_{к1-3} + u_{к2-3} - u_{к1-2});$$

расчетное сопротивление цепи 1—3

$$x_{1-3} = x_1 + x_3;$$

расчетное сопротивление цепи 1—2

$$x_{1-2} = x_1 + x_2;$$

расчетное сопротивление цепи 2—3

$$x_{2-3} = x_2 + x_3.$$

Реактивное сопротивление реактора определяется по формуле

$$x_{р.б} = x_{н*р} \frac{S_6 U_n}{\sqrt{3} I_n U_6^2} = x_{н*р} \frac{I_6 U_n}{I_n U_6}$$

где $x_{н*р}$ — реактивное сопротивление реактора, отн. ед.; I_n — номинальный ток реактора, кА; U_n — номинальное напряжение реактора, кВ (активное сопротивление не принимается во внимание).

Реактивное и активное сопротивления линий определяются по формулам

$$x_{б.л} = x_0 l \frac{S_6}{U_6^2}; \quad r_{б.л} = r_0 l \frac{S_6}{U_6^2}$$

где x_0 — реактивное сопротивление на 1 км длины линии Ом/км; r_0 — активное сопротивление на 1 км длины линии, Ом/км; l — длина линии, км.

Величины r_0 находят из справочных таблиц или определяют по формуле

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma s}, \text{ Ом/км,}$$

где γ — удельная проводимость проводов, м/Ом·мм²; s — сечение провода одной фазы, мм².

Значения γ принимаются: 53 — для медных, 32 — для алюминиевых и сталеалюминиевых и 10 — для стальных проводов¹.

Средние значения x_0 приведены в табл. 4-2 (подробнее см. разд. 12).

Таблица 4-2

Средние значения реактивного сопротивления линий

Линии	x_0 , Ом/км
Воздушные одноцепные напряжения выше 1 кВ	0,4
Воздушные одноцепные напряжения до 1 кВ	0,3
Кабельные (трехфазный кабель, кВ):	
35	0,12
20	0,1
6 и 10	0,08
до 1	0,07

4.3. РАСЧЕТНАЯ СХЕМА

Составление схемы. В расчетную схему вводятся все источники питания, участвующие в питании места к.з. и все элементы системы электроснабжения (трансформаторы, линии, реакторы), расположенные между ними и местом к.з. Синхронные компенсаторы, синхронные и асинхронные двигатели учитываются как источники питания (см. 4-1). Для возможности преобразо-

вания и упрощения схемы сопротивления всех элементов расчетной схемы относятся к базисным условиям (см. 4-2).

Упрощение схем. 1. Замена параллельно, последовательно или смешанно включенных сопротивлений одним эквивалентным; преобразование треугольника в эквивалентную звезду или наоборот. Соответствующие формулы преобразования приводятся в табл. 4-3.



Рис. 4-10. Схема к решению вопроса об объединении источников питания (электростанция предприятия с электростанциями систем).

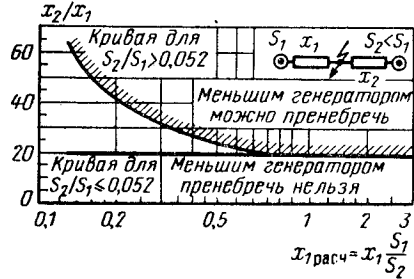


Рис. 4-11. Номограмма для определения возможности пренебрежения мелкими или очень удаленными источниками питания.

2. Замена двух или нескольких источников питания одним эквивалентным (двух различных электростанций), что возможно в тех случаях, когда источники питания находятся в приблизительно одинаковых условиях по отношению к месту к.з.

Для систем электроснабжения промышленных предприятий характерна схема питания от системы S1 и электростанции предприятия S2 (рис. 4-10). В этом случае объединение источников питания S1 и S2 при определении токов к.з. в электрической сети предприятия в месте к.з., отделенном от указанного на схеме рис. 4-11 некоторым сопротивлением, вносит существенное упрощение в расчеты (не учитывается индивидуальное изменение токов к.з.).

Объединение одноименных источников питания допустимо при условии

$$\frac{S_1 x_1}{S_2 x_2} = 0,4; \dots; 2,5;$$

x_1 и x_2 — сопротивления, приведенные к базисной мощности.

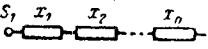
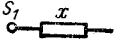
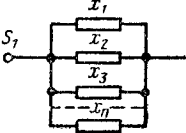

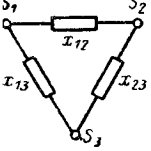
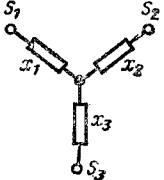
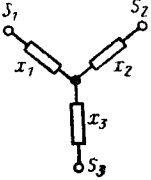
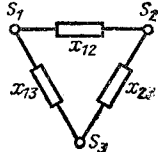
Если в каждой из объединяемых цепей расчетное сопротивление $x_{расч} > 3$, то объединение цепей источников питания допускается во всех случаях.

Нельзя объединить ветвь источника питания с неизменной э.д.с. и ветвь источника питания с расчетным сопротивлением $x_{расч} < 3$, так как ток к.з., поступающий

¹ Приведено среднее значение. Активное сопротивление линии со стальными проводами зависит от величины протекающего тока.

Таблица 4-3

Упрощение схем

Исходная схема	Упрощенная или преобразованная схема	Формулы перехода
		$x = \sum_{i=1}^n x_i$
		$\frac{1}{x} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{x_i}$
		$x_1 = \frac{x_{12} x_{13}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}$ $x_2 = \frac{x_{12} x_{23}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}$ $x_3 = \frac{x_{13} x_{23}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}$
		$x_{12} = x_1 + x_2 + \frac{x_1 x_2}{x_3}$ $x_{23} = x_2 + x_3 + \frac{x_1 x_3}{x_1}$ $x_{13} = x_1 + x_3 + \frac{x_1 x_3}{x_2}$

Примечания: 1. S_1, S_2 и S_3 — источники питания.

2. При необходимости учета активного сопротивления в формулы вместо x вставляется величина $z = r + jx$.

к месту к.з. от источника питания с неизменной э. д. с., нельзя определить по расчетным кривым.

3. При упрощении схемы источником питания меньшей мощности можно пренебречь (рис. 4-11), если одновременно

$$\frac{x_2}{x_1} \geq 20 \text{ и } \frac{S_2}{S_1} \leq 0,05,$$

где S_2 — мощность источника питания, меньшего по мощности; x_2 — сопротивление от источника питания до места к.з.

При $S_2/S_1 = 0,05; \dots; 1,0$ источником питания не пренебрегают, так как ошибка в расчетах может оказаться значительной. Для оценки решений о возможности пренебрежения источником питания S_2 дана зависимость возможности пренебрежения малым или удаленным источником питания, при пользовании которой погрешность не превышает 5% в сторону уменьшения тока к.з. Зависимость составлена для турбогенераторов с АРВ, но с достаточной точностью может быть использована и для всех остальных случаев (турбогенераторы без АРВ и гидрогенераторы).

Определение расчетного сопротивления. Если принята величина базисной мощности не совпадает с номинальной мощностью источника питания, для пользования расчетными кривыми следует общее сопротивление, полученное в результате упрощения схемы, пересчитать по формуле

$$x_{\text{расч}} = x_{\text{б.рез}} \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{б}}},$$

где $S_{\text{н}}$ — мощность источника (источников) питания места к.з., МВ·А; $S_{\text{б}}$ — базисная мощность, МВ·А; $x_{\text{б.рез}}$ — результирующее сопротивление цепи от источника (источников) питания до места к.з. в долях единицы, отнесенное к базисной мощности.

Если базисная мощность выбрана равной мощности источника (источников) питания (см. 4-1), то результирующее сопротивление является одновременно и расчетным, т. е. $x_{\text{б.рез}} = x_{\text{расч}}$.

Примечание. При определении тока к.з. по индивидуальному изменению (рис. 4-11) расчетное сопротивление каждой ветви должно быть отнесено к мощности со-

ответствующего источника питания. Например, для определения тока к.з. от источника питания S_1 расчетное сопротивление определяется по формуле

$$x_{1\text{расч}} = x_1 \frac{S_1}{S_6}; \quad x_{2\text{расч}} = x_2 \frac{S_2}{S_6},$$

где x_1 и x_2 — сопротивления цепей в относительных единицах, отнесенные к базисной мощности.

4-4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРотКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПРИ ПОМОЩИ РАСЧЕТНЫХ КРИВЫХ

а) Определение периодической слагающей тока при трехфазном к.з. Кратности периодической слагающей тока к.з. определяются по расчетным кривым (рис. 4-3—4-7) в зависимости от расчетного сопротивления и времени, отсчитываемого с момента наступления к.з.

Периодическая слагающая тока к.з. для момента времени t определяется по формуле

$$I_t = \kappa_t I_\Sigma,$$

где κ_t — кратность тока к.з., определяемая по расчетным кривым; $I_\Sigma = \frac{S_\Sigma}{\sqrt{3} U_{с.н}}$ — суммарный номинальный ток источников питания.

В приведенных ниже случаях расчетными кривыми не пользуются:

1) при определении периодической слагающей тока к.з. для всех моментов времени, если мощность источника питания достаточно велика (э.д.с. источника питания неизменна)

$$I_k = \frac{I_6}{x_{б.рез \Sigma}},$$

где I_6 — базисный ток, кА; $x_{б.рез \Sigma}$ — результирующее реактивное сопротивление, отнесенное к базисной мощности;

2) при определении периодической слагающей тока к.з. для всех моментов времени, если расчетное реактивное сопротивление данной ветви $x_{расч} > 3$:

$$I_k = \frac{I_\Sigma}{x_{расч}};$$

3) при определении начального значения периодической слагающей тока к.з. турбогенераторов

$$I'' = \frac{I_\Sigma}{x_{расч}}.$$

Примечание. При наличии гидрогенераторов этой формулой не пользуются из-за большой погрешности.

б) Определение ударного тока, наибольшего действующего

го значения полного тока к.з. и мощности трехфазного к.з.:

$$1. \text{ Ударный ток к.з. } i_y = \kappa_y \sqrt{2} I''.$$

2. Наибольшее действующее значение

полного тока к.з. $I_t = \sqrt{I_{пт}^2 + I_{ат}^2}$, где $I_{пт}$ — действующее значение периодической слагающей тока к.з. в произвольный момент времени; $I_{ат}$ — значение аperiodической слагающей тока к.з. в тот же момент времени $I_{ат} = \sqrt{2} I'' e^{-\frac{t}{T}}$.

При $t \geq 2T$ можно считать, что $I_t = I_{пт}$. Наибольшее действующее значение тока к.з. I_y за первый период от начала процесса к.з. определяется по формуле

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2} = q I'',$$

где κ_y — ударный коэффициент, определяемый по рис. 4-12.

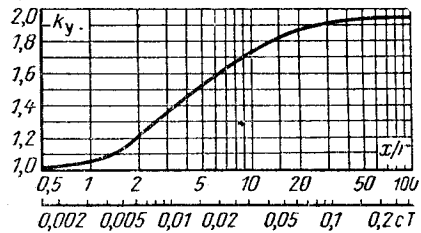


Рис. 4-12. Зависимость ударного коэффициента κ_y от постоянной времени T (или отношения x/r).

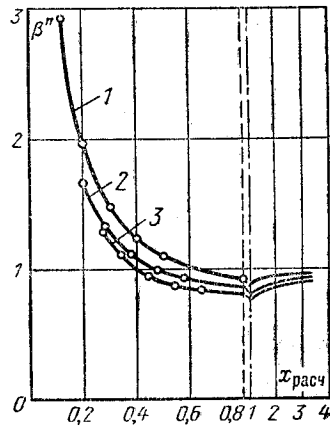


Рис. 4-13. Зависимость β'' от расчетного сопротивления.

1 — $\beta'' = f(x_{расч})$ для турбогенераторов; 2 — то же для гидрогенераторов с успокоительной обмоткой; 3 — то же для гидрогенераторов без успокоительной обмотки. В ориентировочных расчетах, особенно при $x_{расч} > 1$, величина β'' принимается средней из значений по кривым 1, 2 и 3.

Для различных конкретных случаев расчета значения коэффициентов κ_y и q следует принимать по табл. 4-4.

Таблица 4-4

Значение коэффициентов κ_y и q

Место к. з.	Коэффициенты	
	κ_y	q
Выводы явнополюсного гидрогенератора:		
без успокоительной обмотки	1,95	1,68
с успокоительной обмоткой	1,93	1,65
Выводы турбогенератора	1,91	1,63
Во всех остальных случаях, когда не учитывается активное сопротивление цепи к. з.	1,8	1,52
Удаленные точки к. з. с учётом величины активного сопротивления	По рис. 4-12	—

$$x_{расч}^{(2)} = 2x_{расч},$$

где $x_{расч}$ — расчетное сопротивление при трехфазном к. з.

Величина $I''^{(2)}$ может быть определена с помощью расчетных кривых по формуле

$$I_t^{(2)} = \sqrt{3} \kappa_t^{(2)} I_{\Sigma},$$

где кратность $\kappa_t^{(2)}$ определена из расчетных кривых по сопротивлению $x_{расч}^{(2)}$

При питании от турбогенераторов и при $x_{расч}^{(2)} > 3$

$$I''^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_{\Sigma}}{x_{расч}^{(2)}} = \frac{\sqrt{3} I_{\Sigma}}{2x_{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I'',$$

следовательно, $I''^{(2)}$ всегда меньше, чем I'' при трехфазном к. з.

Установившийся ток двухфазного к. з. может оказаться больше, чем при трехфазном к. з., если $x_{расч} < x_{крит}$. В этом случае может иметь место положение, при котором

$$t_{п} I_{\infty}^2 < t_{п}^{(2)} (I''^{(2)})^2.$$

3. Мощность к. з. (тыс. кВ·А) для произвольного момента времени

$$S_t = \sqrt{3} U_{с.н} I_t.$$

в) Оценка мощности питающей системы по двум из трех величин I'' , I_{∞} и β''

Если мощность системы не дана, но даны две из трех величин I'' , I_{∞} и β'' в какой-либо точке питающей сети, то расчет производят в следующем порядке.

Определяется β'' (или, если оно дано, то I'').

По рис. 4-13 находится расчетное сопротивление $x_{расч}$ от источника питания до той точки, для которой дана β'' . При $\beta'' < 1$ получаются два ответа для значений $x_{расч}$. Значение $x_{расч} > 1$ следует принимать только для очень удаленных от системы точек, например в кабельной или воздушной сети 6—10 кВ, отделенной от источников питания несколькими ступенями трансформации.

Определяется мощность питающей системы S_{Σ} (действительно только для турбогенераторов) по формуле

$$S_{\Sigma} = \sqrt{3} x_{расч} I'' U_{с.н},$$

где $U_{с.н}$ — среднее номинальное напряжение в месте к. з., для которого дана β'' , кВ; I'' — действующее значение начального сверхпереходного тока, кА; S_{Σ} — номинальная мощность питающей системы, тыс. кВ·А.

Определение тока при двухфазном к. з.¹

Таблица 4-5

Критические значения расчетного сопротивления

Тип генератора	$x_{крит}$
Турбогенераторы с АРВ	0,58
Гидрогенераторы с АРВ	0,40
Турбогенераторы без АРВ	1,20
Гидрогенераторы без АРВ	0,75

Пользуясь расчетными кривыми, расчет токов к. з. ведут в следующем порядке:

- 1) составляют полную расчетную схему, на которой все элементы системы электроснабжения заменяют соответствующими сопротивлениями в относительных единицах;
- 2) выбирают по схеме расчетные точки к. з.,
- 3) задаются базисными условиями — мощностью и напряжением (напряжениями);
- 4) сопротивления всех элементов схемы приводят к базисной мощности;
- 5) упрощают схему по указанию § 4-3;
- 6) определяют результирующее сопротивление до точки к. з.
- 7) определяют расчетное сопротивление до точки к. з.,
- 8) определяют расчетное время;
- 9) по расчетным кривым (рис. 4-3—4-7) находят кратности тока к. з. для различных моментов времени;
- 10) находят токи и мощности к. з.

¹ Здесь приведены указания только по применению расчетных кривых для определения тока двухфазного к. з. Подробнее см. § 4-5.

4-5. РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ НЕСИММЕТРИЧНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

а) Применение метода симметричных составляющих. Метод симметричных составляющих позволяет любую несимметричную систему, состоящую из трех величин $\dot{N}_a, \dot{N}_b, \dot{N}_c$, представить в виде суммы трех различных симметричных систем величин — прямой, обратной и нулевой.

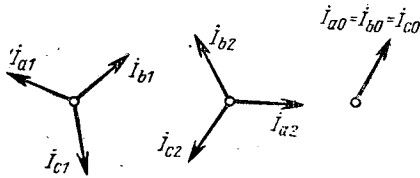


Рис. 4-14. Системы симметричных составляющих величин — прямой, обратной и нулевой последовательностей.

вой последовательностей, соответственно отмеченных индексами 1, 2 и 0;

$$\dot{N}_a = \dot{N}_{a1} + \dot{N}_{a2} + \dot{N}_{a0};$$

$$\dot{N}_b = \dot{N}_{b1} + \dot{N}_{b2} + \dot{N}_{b0};$$

$$\dot{N}_c = \dot{N}_{c1} + \dot{N}_{c2} + \dot{N}_{c0};$$

здесь (рис. 4-14)

$$\dot{N}_{a1} = a\dot{N}_{b1} = a^2\dot{N}_{c1};$$

$$\dot{N}_{a2} = a^2\dot{N}_{b2} = a\dot{N}_{c2};$$

$$\dot{N}_{a0} = \dot{N}_{b0} = \dot{N}_{c0} = \dot{N}_0;$$

где $\dot{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$.

Из приведенных соотношений следует правило разложения заданной несимметричной системы величин на симметричные составляющие:

$$\dot{N}_{a1} = \frac{1}{3} (\dot{N}_a + a\dot{N}_b + a^2\dot{N}_c);$$

$$\dot{N}_{a2} = \frac{1}{3} (\dot{N}_a + a^2\dot{N}_b + a\dot{N}_c);$$

$$\dot{N}_0 = \frac{1}{3} (\dot{N}_a + \dot{N}_b + \dot{N}_c).$$

Указанное разложение является однозначным.

Если сопротивления всех звеньев рассматриваемой трехфазной цепи одинаковы для всех трех фаз, то протекание токов какой-либо последовательности связано с появлением падений напряжения только той же последовательности.

Это значит, что в данных условиях схемы различных последовательностей оказываются взаимно независимыми и что в пределах каждой симметричной системы величин рассмотрение может вестись на одну фазу (обычно на фазу *a*).

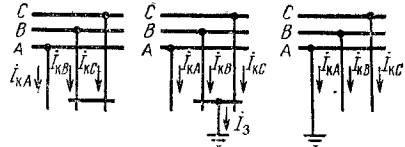


Рис. 4-15. Основные виды несимметричного к. з.

б) Особенности расчета режимов несимметричного к.з. В месте несимметричного к.з. система не может разделяться на независимые части (как при расчете трехфазного к.з.): трехфазная цепь остается связанной через неповрежденные фазы.

Для удобства и четкости определений несимметричное к.з. предполагается обычно на так называемом ответвлении (рис. 4-15).

Соотношения, справедливые для места к.з. и, в частности, соотношения между симметричными составляющими токов в ответвлении к.з. оказываются несправедливыми для любого участка цепи.

Так, при несимметричном к.з. в неповрежденных фазах отдельных звеньев цепи должны протекать токи; для каждого звена ток любой фазы можно определить, суммируя все его симметричные составляющие для интересующей фазы данного звена.

в) Составление схем различных последовательностей. Схема прямой последовательности, по которой предполагается протекание только токов прямой последовательности, возникающих под действием э.д.с. (прямой последовательности) источников питания и вызывающих на отдельных участках цепи падения напряжения прямой последовательности, составляется так же, как и схема замещения для определения режима трехфазного к.з.

По схеме обратной последовательности предполагается протекание токов только этой последовательности, вызывающих падения напряжения той же последовательности. Напряжения обратной последовательности в нулевых точках источников питания и нагрузок равны нулю. Все э.д.с. обратной последовательности представляются в виде э.д.с. самоиндукции, обусловленных соответствующими реактивными сопротивлениями. Поэтому схема обратной последовательности составляется из одних сопротивлений.

Для стационарных звеньев электрической системы — линий электрических сетей, трансформаторов, реакторов — сопротивления обратной последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности. Для вращающихся машин сопротивление обратной последовательности отличается от сопротивления прямой последовательности.

Для синхронных генераторов с успокоительными обмотками

$$x_2 = \frac{x'_d + x''_q}{2} \approx 1,22x''_d.$$

Для синхронных генераторов без успокоительных обмоток

$$x_2 = \sqrt{x'_d x_q} \approx 1,45x''_d.$$

Обычно эквивалентные сопротивления схем прямой и обратной последовательностей оказываются приблизительно одинаковыми. Поэтому схему обратной последовательности часто не составляют, особенно при применении расчетных кривых.

Наибольших значений напряжение и ток обратной последовательности достигают в месте к. з., где они обусловлены соотношениями между соответствующими фазными величинами. Таким образом, место к. з. является для схемы обратной последовательности как бы источником питания. Приведенные положения справедливы и для схемы нулевой последовательности.

Поскольку система токов нулевой последовательности является неуравновешенной, то токи нулевой последовательности могут протекать не по всем звеньям трехфазной системы. Поэтому составление схемы нулевой последовательности целесообразно начинать от места к. з. По своему виду схема нулевой последовательности может значительно отличаться от схем прямой и обратной последовательностей. Заметно могут различаться и величины соответствующих сопротивлений — как для отдельных участков схем, так и для схем в целом (эквивалентных).

Реактивные сопротивления нулевой последовательности линий приведены в табл. 4-6. В обычных условиях протекание токов нулевой последовательности связано с наличием заземленных нулевых точек трансформаторов.

Наличие магнитно связанной обмотки, соединенной треугольником, для токов нулевой последовательности равносильно к. з. на выводах этой обмотки. На рис. 4-16 показаны схемы замещения для трансформаторов с типовыми схемами соединений обмоток.

Сопротивление, через которое заземлена нулевая точка трансформатора (или нулевые точки нескольких трансформаторов),

Таблица 4-6

Значения реактивных сопротивлений нулевой последовательности линий

Характеристика линий	x_0 , Ом/км
Одноцепная без троса	1,4
То же с тросом	0,8
Двухцепная на обе цепи без тросов	1,1
То же с тросами	0,6

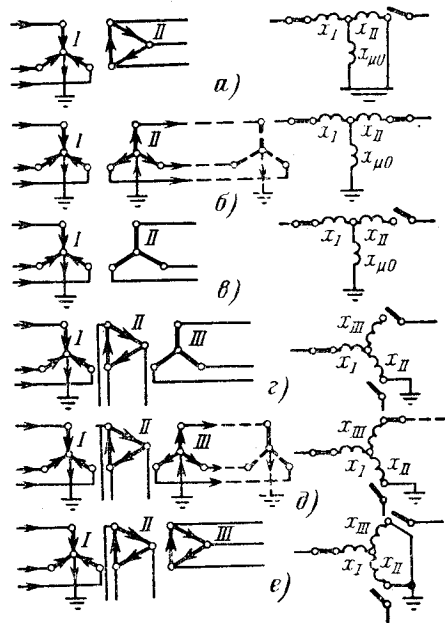


Рис. 4-16. Схемы замещения нулевой последовательности трансформаторов.

должно помещаться в рассечку той ветви, по которой протекает тот же ток нулевой последовательности, и по величине должно иметь утроенное значение. Если трансформатор имеет обмотку, соединенную треугольником, то его ветвь намагничивания в схеме нулевой последовательности может быть опущена.

Примечание. Ветви нагрузок в схеме нулевой последовательности, как правило, не входят. Однако трансформаторы, через которые питаются нагрузки, должны быть учтены, если они допускают протекание токов нулевой последовательности.

Если трансформатор не имеет обмотки, соединенной треугольником, и имеет только одну обмотку с заземленной нулевой точкой, то протекание токов нулевой последовательности может быть обусловлено только явлением намагничивания. Сопротивление ветви намагничивания в нулевой последовательности для трехстержневых трансформаторов сравнительно невелико, поскольку на пути магнитного потока встречаются неферромагнитные материалы. Практически можно считать для трехстержневых трансформаторов в размерных единицах

$$x_{\mu 0} = (0,3 - 1,0) \frac{U_{с.н}^2}{S_T},$$

где S_T — номинальная мощность трансформатора, % или относительные единицы;

$$x_{*\mu 0} = (0,3 - 1,0) \frac{S_6}{S_T}.$$

г) Комплексная схема. В случае несимметричного к.з. в одном месте трехфазной цепи между токами и напряжениями разных последовательностей в месте к.з. получаются достаточно простые соотношения и, в частности, токи и напряжения обратной и нулевой последовательностей в месте к.з. просто выражаются через ток прямой последовательности I_{K1} (см. ниже табл. 4-7). Это дает возможность находить I_{K1} как ток эквивалентного трехфаз-

д) Применение расчетных кривых. Комплексная схема позволяет воспользоваться расчетными кривыми для определения тока в месте к.з. при несимметричном к.з. По расчетным кривым определяется ток прямой последовательности как ток эквивалентного трехфазного к.з. Для этого комплексная схема должна быть преобразована так же, как схема замещения при определении тока трехфазного к.з.: должны быть определены взаимные сопротивления между источниками питания и местом к.з. в комплексной схеме, т. е. в схеме прямой последовательности, к которой присоединено дополнительное сопротивление x_{Δ} .

При расчете режима двухфазного к.з. расчетные сопротивления могут быть получены путем простого удвоения расчетных сопротивлений (см. § 4-4), вычисленных для случая трехфазного к.з. в том же месте электрической системы, так как эквивалентные сопротивления схемы прямой и обратной последовательностей можно считать одинаковыми, а коэффициенты распределения остаются теми же, что и при трехфазном к.з., так как определяются по схеме прямой последовательности, взятой в целом без разделения в месте к.з.

В общем случае при расчете режимов несимметричного к.з. расчетные сопротивления, найденные для случая трехфазного к.з. в том же месте, должны умножаться на величину $1+x_{\Delta}/x_{1\Sigma}$.

После определения I_{K1} могут быть определены все симметричные составляющие токов и напряжений в месте к.з. и величины токов и напряжений в фазах в месте к.з., а также распределение токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей по всей цепи. При этом схема обратной последовательности должна содержать ветви нагрузок на общих основаниях.

Из структуры комплексных схем видно, что характер изменения токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей во всей цепи получается одинаковым и таким же, как и характер изменения суммарного тока прямой последовательности в месте к.з.

Наличие дополнительного сопротивления в схеме прямой последовательности свидетельствует о большей электрической удаленности трехфазного к.з., эквивалентного несимметричному к.з. по сравнению с удаленностью трехфазного к.з. в том же месте электрической системы. В связи с этим при расчете режима несимметричного к.з. имеется больше оснований для объединения отдельных источников питания и замены их источником питания с неизменной э.д.с., а также для пренебрежения влиянием нагрузок (если они должны вводиться в схему замещения).

е) Определение токов и напряжений на других ступенях трансформации. При несимметричных к.з. векторные диаграммы токов и на-

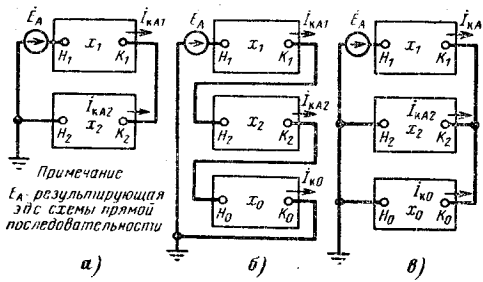


Рис. 4-17. Комплексные схемы замещения к.з. а — двухфазного; б — однофазного; в — двухфазного и замыкания на землю; E_A — результирующая э.д.с. схемы прямой последовательности.

ного к.з., удаленного на некоторое дополнительное сопротивление z_{Δ} .

Соответственно могут быть составлены и схемы, называемые комплексными, по которым определяются все три симметричные составляющие токов и напряжений. Комплексная схема может составляться как в развернутом виде — без предварительного преобразования схем различных последовательностей, так и в упрощенном виде — путем присоединения к схеме прямой последовательности эквивалентных сопротивлений схем обратной и нулевой последовательностей.

Ток в поврежденной фазе

$$I_K^{(n)} = m^{(n)} I_{K1},$$

где коэффициент $m^{(n)}$ зависит от вида к.з.

Ток, протекающий в землю через заземленную нулевую точку, в 3 раза больше тока нулевой последовательности, протекающего по соответствующей ветви схемы.

На рис. 4-17 показаны упрощенные комплексные схемы для характерных видов несимметричных к.з., причем схемы отдельных последовательностей представлены в виде двухполюсников; началом (H) каждого двухполюсника является нулевая точка соответствующей схемы, а концом (K) — место к.з. Комплексные схемы могут применяться как для выполнения аналитического расчета, так и для выполнения расчетов с помощью электрических моделей (расчетных столов).

пряжений фаз могут резко измениться по своему характеру при переходе через трансформатор даже при неучете влияния его сопротивлений.

на которой рассматривается несимметричное к. з. На рис. 4-18 — 4-20 показаны векторные диаграммы токов и напряжений для места к. з. в различных типовых случаях несимметричного к. з.

Примечание. При построении векторных диаграмм принято: $\dot{U}_{к1} = j\dot{U}_{к1}$.

Для определения токов и напряжений на другой ступени трансформации дополнительно должно быть учтено влияние группы соединений обмоток промежуточных трансформаторов. Это влияние различно для величин разных последовательностей.

В частности, для трансформатора 11-й группы соединений обмоток (звезда — треугольник) токи и напряжения прямой последовательности со стороны треугольника опережают по фазе соответствующие приведенные величины со стороны звезды на $1/12$ часть периода, а токи и напряжения обратной последовательности со стороны треугольника отстают по фазе на $1/12$ часть периода от соответствующих приведенных величин со стороны звезды (рис. 4-21). Токи и напряжения нулевой последовательности со стороны треугольника отсутствуют.

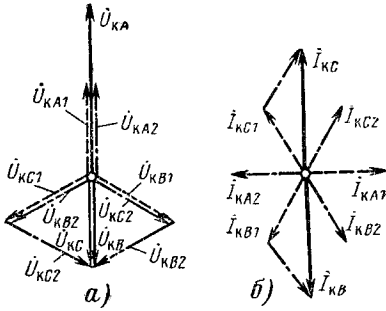


Рис. 4-18. Векторные диаграммы в месте двухфазного к. з.
а — диаграммы напряжений; б — диаграммы токов.

Распределения токов и напряжений различных последовательностей, найденные по соответствующим схемам, достаточны

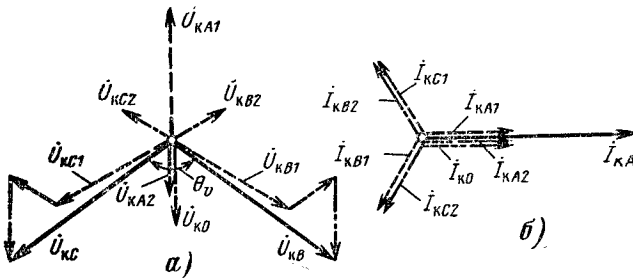


Рис. 4-19. Векторные диаграммы в месте однофазного к. з.
а — диаграмма напряжений; б — диаграмма токов.

для определения токов и напряжений фаз только на той же ступени трансформации,

После определения симметричных составляющих токов или напряжений в каком-либо месте цепи производится их сум-

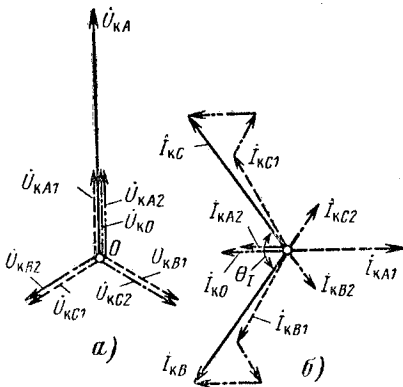


Рис. 4-20. Векторные диаграммы в месте двухфазного к. з. и замыкания на землю.
а — диаграмма напряжений; б — диаграмма токов.

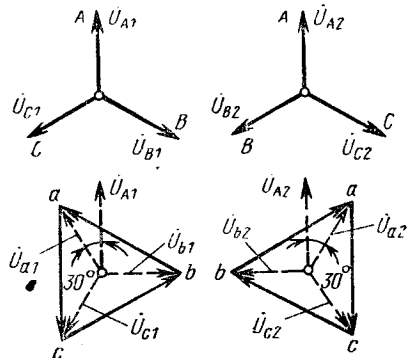


Рис. 4-21. Сдвиг напряжений прямой и обратной последовательностей при трансформаторе с соединением обмоток по схеме $Y/\Delta-11$.

Таблица 4-7

Основные формулы, применяемые при расчете токов к. з.

Наименование и обозначения определяемых величин	Вид короткого замыкания		
	Двухфазное	Однофазное	Двухфазное на землю
Условное обозначение вида к. з. (n)	(2)	(1)	(1,1)
Дополнительное сопротивление $x_{\Delta}^{(n)}$	$x_{2\Sigma}$	$x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}$	$\frac{x_{2\Sigma} x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$
Коэффициент $m^{(n)}$	$\sqrt{3}$	3	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma} x_{0\Sigma}}{(x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}$
Токи в месте к. з. прямой последовательности фазы A , \dot{I}_{A1}	$\frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{i(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})}$	$\frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{i(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})}$	$\frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{i\left(x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}\right)}$
То же обратной последовательности \dot{I}_{A2}	$-j\dot{I}_{A1}$	\dot{I}_{A1}	$-j\dot{I}_{A1} \frac{x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$
То же нулевой последовательности \dot{I}_0	0	\dot{I}_{A1}	$-j\dot{I}_{A1} \frac{x_{2\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$
То же фазы A , \dot{I}_A	0	$3j\dot{I}_{A1}$	0
То же фазы B , \dot{I}_B	$-j\sqrt{3}\dot{I}_{A1}$	0	$\left(a^2 - \frac{x_{2\Sigma} + ax_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}\right) \dot{I}_A$
То же фазы C , \dot{I}_C	$j\sqrt{3}\dot{I}_{A1}$	0	$\left(a - \frac{x_{2\Sigma} + a^2 x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}\right) \dot{I}_A$
Напряжения в месте к. з. прямой последовательности фазы A , \dot{U}_{A1}	$i x_{2\Sigma} \dot{I}_{A1}$	$i(x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}) \dot{I}_{A1}$	$i \left(\frac{x_{2\Sigma} x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}\right) \dot{I}_{A1}$
То же обратной последовательности фазы A , \dot{U}_{A2}	\dot{U}_{A1}	$-j x_{2\Sigma} \dot{I}_{A1}$	\dot{U}_{A1}
То же нулевой последовательности \dot{U}_0	0	$-j x_{0\Sigma} \dot{I}_{A1}$	\dot{U}_{A1}
То же фазы A , \dot{U}_A	$2j x_{2\Sigma} \dot{I}_{A1}$	0	$3j \left(\frac{x_{2\Sigma} x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}\right) \dot{I}_{A1}$

Продолжение табл. 4-7

Наименование и обозначения определяемых величин	Вид короткого замыкания		
	Двухфазное	Однофазное	Двухфазное на землю
То же фазы B, \dot{U}_B	$-jx_{2\Sigma} \dot{I}_{A1}$	$j [(a^2 - a) x_{2\Sigma} + (a^2 - 1) x_{0\Sigma}] \dot{I}_{A1}$	0
То же фазы C, \dot{U}_C	$-jx_{2\Sigma} \dot{I}_{1A}$	$j [(a - a^2) x_{2\Sigma} + (a - 1) x_{2\Sigma}] \dot{I}_{A1}$	0

Примечания: 1. Оператор $a = e^{j120} = \frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$; $a^2 = e^{j240} = \frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$.

2. Для начального момента к.з. в случае преобладающего влияния турбогенераторов можно принять $E_{*A\Sigma} \approx j1$.

мирование по отдельным фазам обычным путем (см. § 4-5, п. «а»). Основные расчетные формулы сведены в табл. 4-7.

4-6. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ТОКОВ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1. Обычно мощность понизительных трансформаторов, от которых получают питание сети низкого напряжения, значительно меньше суммарной номинальной мощности генераторов питающей электрической системы. Поэтому питающую систему в таких случаях можно считать источником питания с неизменной э. д. с. и нулевым внутренним сопротивлением.

Это условие соблюдается практически всегда, если установленная мощность понижающих трансформаторов, питающих место к.з., удовлетворяет требованию

$$S_T \leq \frac{S_c}{50},$$

где S_c — мощность питающей системы.

2. Расчет токов к.з. в сети низкого напряжения производится в единицах: мощность — кВ·А, ток — А, напряжение — В, сопротивление — мОм (1 мОм = 10^{-3} Ом).

3. При составлении схем замещения учитывается влияние активных сопротивлений короткозамкнутой цепи. Должны быть учтены сопротивления не только трансформаторов и линий, но и шин, трансформаторов тока, автоматов, контактов аппаратов и т. д. (см. прилагаемые таблицы).

4. Во многих случаях учитывается влияние нагрева проводников токами к.з. на величину активного сопротивления. Этот учет проще всего выполнить путем внесения поправки. Зная величину тока к.з., найденную приближенно — без учета влияния нагрева проводников, и поперечное сечение некоторого проводника короткозамк-

нутой цепи, определяют повышение температуры проводника, вызванное прохождением тока к.з., и активное сопротивление нагретого проводника.

После этого производится уточнение расчета путем повторения его при изменившихся активных сопротивлениях отдельных участков цепи к.з.

Величина изменившегося сопротивления приближенно находится по следующей формуле:

$$r' = r \left[1 + \frac{mt}{1 + 0,04\theta_0} \left(\frac{I_k}{s} \right)^2 \right],$$

где r — сопротивление проводника при начальной температуре θ_0 [°C] (до к.з.), мОм; s — поперечное сечение проводника, мм²; I_k — ток к.з. из предварительного расчета без учета нагрева (предполагается неизменяющимся), кА; m — коэффициент, равный для меди 22 и для алюминия 5; t — время к.з., с.

Пользоваться этой формулой можно в случаях, когда время действия к.з. $t < 3$ с (процесс нагрева считается адиабатическим).

Если суммарное реактивное сопротивление короткозамкнутой цепи сравнительно невелико ($x < 0,3 r$), то с его влиянием можно не считаться и полагать в расчетах $x = 0$.

5. Влияние асинхронных двигателей, подключенных непосредственно к месту к.з. величины I'' , i_y и I_y , рекомендуется учитывать во всех случаях.

С учетом влияния двигателей, присоединенных непосредственно к месту к.з., приближенно

$$\begin{aligned} I'' &= I_k + 4I_{дв} \\ i_y &= \kappa_y I_k + 7I_{дв} \\ I_y &= qI_k + 5I_{дв} \end{aligned}$$

где $I_{дв}$ — значение суммарного номинального тока двигателей; κ_y и q — коэффициенты, определяемые согласно § 4-4.

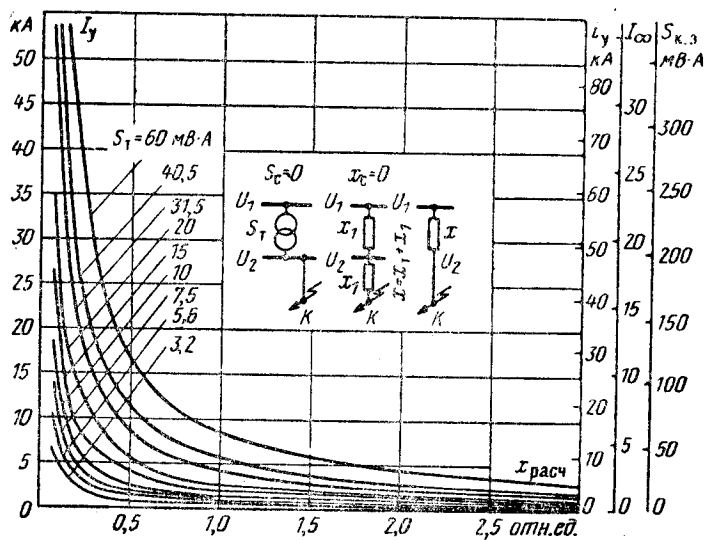


Рис. 4-22. Номограмма для определения величин I_y ; I_∞ ; $S_{к.з}$ по упрощенным методам расчета токов к.з. x_1 — сопротивление трансформатора, отн. ед.; x_2 — сопротивление реактора, линий и т. п., отнесенное к мощности трансформатора $S_г = S_T$, отн. ед.; x — суммарное сопротивление цепи к.з., отн. ед.; $U_1 = 35 \pm 110$ кВ; $U_2 = 6$ кВ; при напряжениях $U_2 = 10, 20$ или 35 кВ для токов к.з. вводятся коэффициенты $k = 6/10$; $k = 6/20$; $k = 6/35$.

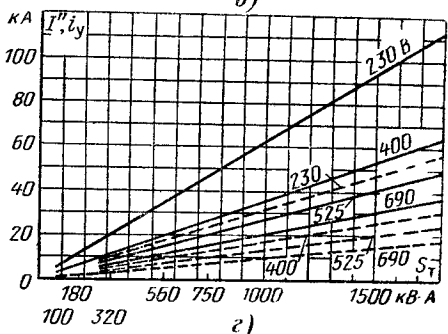
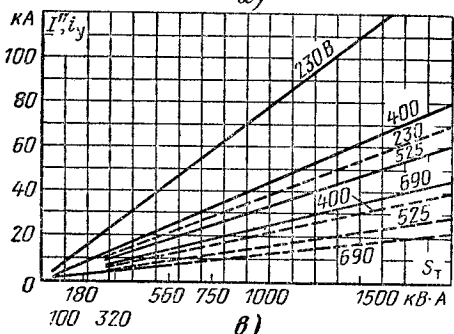
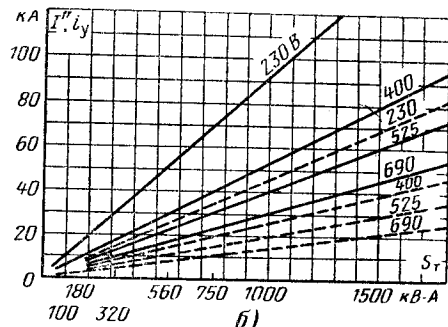
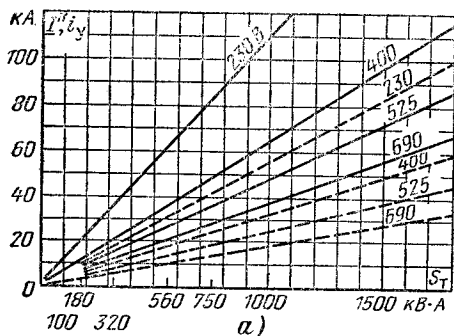


Рис. 4-23. Номограммы для определения токов к.з. на вторичной стороне цеховых трансформаторов для 0,69 кВ мощностью S_T до 1800 кВ·А и $k = 1,4$.

а — для трансформаторов с $U_k = 4,5\%$; б — то же с $U_k = 5,5\%$; в — то же с $U_k = 6,5\%$; г — то же для $U_k = 8\%$. Сплошная линия — значение ударного тока к.з., пунктир — действующее значение периодической слагающей тока к.з.

6. Ток двухфазного к.з. в сети низкого напряжения составляет 87% тока трехфазного к.з., найденного без учета влияния двигателей. Учет влияния двигателей в данном случае не требуется.

7. Для облегчения определения значений I_k , I_y и I_∞ на шинах низкого напряжения цеховых подстанций следует руководствоваться табл. 4-13 — 4-15.

4-7. УПРОЩЕННЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В системах электроснабжения промышленных предприятий при отсутствии собственной электростанции для выбора и проверки электрических аппаратов и оценки ожидаемой величины тока к.з. можно при-

нять напряжения на шинах высшего напряжения ГПП постоянным (в момент к.з.) и равным номинальному. В этом случае сопротивление цепи к.з. складывается из сопротивления трансформатора, линии и реактора (при его наличии). Определим величину $x_{расч}$, отнесенную к номинальной мощности установленного на ГПП трансформатора, по номограмме рис. 4-22 получаем значение $i_y; I_y; I_\infty$ и $S_{к.з.}$

Для определения токов к.з. на стороне низшего напряжения (на шинах) цеховых трансформаторов до 1800 кВ·А включительно могут быть использованы номограммы рис. 4-23.

4-8. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

V Пример 4-1. Определить токи к.з. в точке k схемы рис. 4-24, а.

Решение.

1. Выбираем базисные величины: $S_б = 100$ тыс. кВ·А, $U_б = 6,3$ кВ:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_б} = \frac{100\,000}{1,73 \cdot 6,3} \approx 9,2 \text{ кА.}$$

2. Составляем схему замещения (рис. 4-24, б). Определяем и приводим сопротивления к базисной мощности:

$$x_1 = 0,125 \cdot \frac{100}{50:0,8} = 0,125 \cdot \frac{100}{62,5} = 0,2;$$

$$x_2 = 0,075 \cdot \frac{100}{10} = 0,75;$$

$$x_3 = 0,20 \cdot \frac{100}{12:0,8} = 0,20 \cdot \frac{100}{15} = 1,33;$$

$$x_4 = 0,075 \cdot \frac{100}{15} = 0,5;$$

$$x_5 = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,29;$$

$$x_6 = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,58;$$

$$x_7 = 0,065 \cdot \frac{100}{3} = 2,17;$$

$$x_8 = 0,125 \cdot \frac{100}{6:0,8} = 0,125 \cdot \frac{100}{7,5} = 1,67;$$

$$x_9 = 0,03 \cdot \frac{100 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 0,15 \cdot 6,3^2} = 1,74.$$

Проводим упрощение и переходим к схеме рис. 4-24, в:

$$x_{10} = x_1 + x_2 = 0,2 + 0,75 = 0,95;$$

$$x_{11} = x_3 + x_4 + x_5 = 1,33 + 0,5 + 0,29 = 2,12;$$

$$x_{12} = x_6 + x_7 = 0,58 + 2,17 = 2,75.$$

Определяем возможность объединения источников питания ТЭЦ-1 и ГЭС (источники S_1 и S_2).

В данном случае схема рис. 4-24, в

$$\frac{S_1 x_{10}}{S_2 x_{11}} = \frac{62,5 \cdot 0,95}{15 \cdot 2,12} \approx 1,9.$$

Следовательно (см. § 4-3), можно перейти к более простой схеме рис. 4-24, г:

$$x_{13} = x_{12} + \frac{x_{10} x_{11}}{x_{10} + x_{11}} = 2,75 + \frac{0,95 \cdot 2,12}{0,95 + 2,12} \approx 3,4.$$

Для определения токов к.з., посылаемых к месту к.з. источниками тока S_3 и S_4 , переходим к схеме рис. 4-24, д. Пользуясь формулами перехода от звезды к треугольнику (см. табл. 4-3), определяем величины x_{14} и x_{15} . Сопротивлением между точками S_3 и S_4 , получающимся в результате преобразования звезды в треугольник, пренебрегаем, так как принято считать, что оно не влияет на величину тока к.з. в месте к.з.:

$$x_{14} = x_{13} + x_9 + \frac{x_{13} x_9}{x_8} = 3,4 + 1,74 + \frac{3,4 \cdot 1,74}{1,67} \approx 8,7;$$

$$x_{15} = x_8 + x_9 + \frac{x_8 x_9}{x_{13}} = 1,67 + 1,74 + \frac{1,67 \cdot 1,74}{3,4} \approx 4,2.$$

Обе цепи находятся в резко отличающихся условиях, так как

$$\frac{S_4 x_{14}}{S_3 x_{15}} = \frac{77,5 \cdot 8,7}{7,5 \cdot 4,2} \approx 22.$$

Следовательно, объединять эти цепи нельзя, и расчет придется вести по индивидуальному изменению (затуханию) токов.

Расчетное сопротивление для цепи питания от системы

$$x_{14} = 8,7 \cdot \frac{77,5}{100} \approx 6,75.$$

Так как $x_{расч}$ системы больше 3, то согласно § 4-4 периодическая слагающая для всех моментов времени

$$I_k = \frac{I_\Sigma}{x_{расч}} = \frac{7,1}{6,75} = 1,05 \text{ кА}$$

$$\left(I_\Sigma = \frac{77,5}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 7,1 \text{ кА} \right);$$

расчетное сопротивление для цепи ТЭЦ № 2

$$x_{15} = 4,2 \cdot \frac{7,5}{100} \approx 0,3;$$

кратности интересующих нас токов, найденные по расчетным кривым в предположении наличия у турбогенераторов АРВ (рис. 4-3),

$$\kappa'' = 3,3; \quad \kappa_{0,2} = 2,5; \quad \kappa_{\infty} = 2,3.$$

$$x_{расч}^{(2)} = 2x_{расч} = 2 \cdot 6,75 = 13,5.$$

Кратности соответствующих токов прямой последовательности от системы

$$\kappa_c^{(2)} = \kappa_{0,2c}^{(2)} = \kappa_{\infty c}^{(2)} = \frac{1}{x_{расч}^{(2)}} = \frac{1}{13,5} \approx 0,075.$$

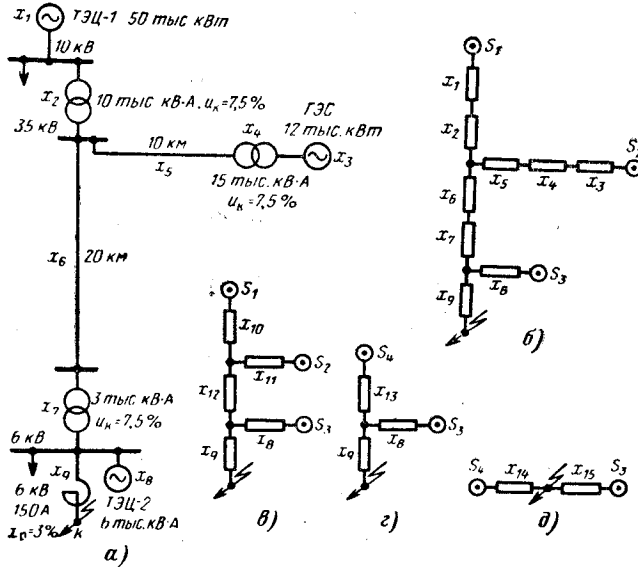


Рис. 4-24. Схема к примеру 1 расчета токов к. з.
а — расчетная схема; б, в, г, д — схемы замещения.

Соответствующие значения токов к.з., поступающих к месту к.з. от генератора ТЭЦ № 2,

$$I'' = \kappa'' I_{н.г} = 3,3 \cdot 0,69 = 2,28 \text{ кА};$$

$$I_{0,2} = \kappa_{0,2} I_{н.г} = 2,5 \cdot 0,69 = 1,73 \text{ кА};$$

$$I_{\infty} = \kappa_{\infty} I_{н.г} = 2,3 \cdot 0,69 = 1,59 \text{ кА}$$

(номинальный ток генераторов ТЭЦ № 2

$$I_{н.г} = \frac{7,5}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,69 \text{ кА}).$$

Значения тока трехфазного к.з. в месте к.з.

$$I'' = 1,05 + 2,28 = 3,33 \text{ кА};$$

$$I_{0,2} = 1,05 + 1,73 = 2,78 \text{ кА};$$

$$I_{\infty} = 1,05 + 1,59 = 2,64 \text{ кА};$$

$$i_y = 1,41 \cdot 1,8 \cdot 1,05 + 1,41 \cdot 1,91 \cdot 2,28 \approx 8,82 \text{ кА};$$

$$I_y = 1,41 \cdot 1,52 \cdot 1,05 + 1,41 \cdot 1,63 \cdot 2,28 \approx 7,5 \text{ кА}.$$

При двухфазном к.з. (§ 4-4, п. «б») расчетное сопротивление системы

Ток прямой последовательности от системы при двухфазных к.з.

$$I_c^{(2)} = I_{0,2c}^{(2)} = I_{\infty c}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I'' = 0,87 \cdot 1,05 = 0,91 \text{ кА}.$$

Расчетное сопротивление для цепи ТЭЦ № 2

$$x_{расч}^{(2)} = 2x_{расч} = 2 \cdot 0,3 = 0,6.$$

Кратности соответствующих токов по расчетным кривым рис. 4-3

$$\kappa^{(2)} = 1,65; \quad \kappa_{0,2}^{(2)} = 1,4; \quad \kappa_{\infty}^{(2)} = 1,65.$$

Значение соответствующих токов прямой последовательности ТЭЦ № 2:

$$I''^{(2)} = 1,65 \cdot 0,69 = 1,14 \text{ кА};$$

$$I_{0,2}^{(2)} = 1,4 \cdot 0,69 = 0,97 \text{ кА};$$

$$I_{\infty}^{(2)} = 1,65 \cdot 0,69 = 1,14 \text{ кА}.$$

Значение токов в поврежденных фазах в месте к.з.:

$$I''^{(2)} = 0,91 + 1,14 = 2,05 \text{ кА};$$

$$I_{0,2}^{(2)} = 0,91 + 0,97 = 1,88 \text{ кА};$$

$$I_{\Sigma}^{(2)} = 0,91 + 1,14 = 2,05 \text{ кА};$$

$$i_y = 1,8 \cdot 1,41 \cdot 2,05 = 5,2 \text{ кА};$$

$$I_y = 1,52 \cdot 1,41 \cdot 2,05 = 4,4 \text{ кА}$$

Пример 4-2. Определить токи к. з. для точки *к* схемы, приведенной на рис. 4-25, *а*. Электрические станции системы тепловые.

Расчетное сопротивление системы, определяемое по рис. 4-13,

$$x_1 = 0,50.$$

Мощность системы

$$S_{\Sigma} = \sqrt{3} x_1 I'' U_0 = \sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot 16 \cdot 37 \approx \approx 510 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Номинальный ток системы, отнесенной к напряжению 10,5 кВ,

$$I_{\Sigma} = \frac{510}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \approx 28 \text{ кА}.$$

Базисная мощность 510 МВ·А.

Приводим сопротивления к базисной мощности:

$$x_2 = 0,07 \cdot \frac{510}{3,2} = 11,2;$$

$$x_3 = 0,08 \cdot 3,5 \cdot \frac{510}{10,5^2} = 1,3;$$

$$r_3 = \frac{1000}{53 \cdot 35} \cdot 3,5 \cdot \frac{510}{10,5^2} = 8,7.$$

Упрощая схему, переходим к рис. 4-25, *в*:

$$x_4 = x_1 + x_2 + x_3 = 0,5 + 11,2 + 1,3 = 13;$$

$$r_3 = r_4 = 8,7;$$

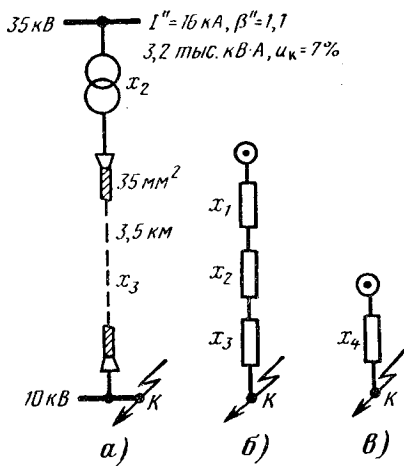


Рис. 4-25. Схема к примеру 2 расчета токов к. з. *а* — расчетная схема; *б*, *в* — схемы замещения.

8*

$r_4 > \frac{1}{3} x_4$, следовательно, активное сопротивление необходимо учесть:

$$z_4 = \sqrt{13^2 + 8,7^2} = 15,8.$$

Так как $S_6 = S_n$, то $z_4 = z_{\text{расч}}$.

Ток к. з. для всех моментов времени

$$I_k = \frac{I_{\Sigma}}{z} = \frac{28}{15,8} = 1,8 \text{ кА}.$$

По отношению $x/r = 13/8,7 = 1,5$ из рис. 4-12 найдем $k_y = 1,13$ и соответственно

$$q = \sqrt{1 + 2(1,13 - 1)^2} \approx 1;$$

отсюда

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,13 \cdot 1,8 = 2,9 \text{ кА};$$

$$I_y = 1 \cdot 1,8 = 1,8 \text{ кА}.$$

Расчет можно упростить, если предположить, что мощность системы $S_{\Sigma} = \infty$; тогда, выбирая $S_6 = 3,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, определяем:

$$x_1 = 0; \quad x_2 = 0,07;$$

$$x_3 = 0,08 \cdot 3,5 \cdot \frac{3,2}{10,5^2} = 0,008;$$

$$r_3 = \frac{3500}{53 \cdot 35} \cdot \frac{3,2}{10,5^2} = 0,055;$$

$$z = \sqrt{(0,07 + 0,008)^2 + 0,055^2} = 0,096;$$

$$I_k = \frac{3,2}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,096} = 1,85 \text{ кА},$$

т. е. на 3% больше, чем в предыдущем расчете.

Пример 4-3. Определить ток к. з. в точке *К* (рис. 4-26) цеховой сети.

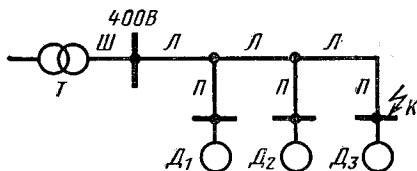


Рис. 4-26. Схема к примеру 3 расчета токов к. з.

Трансформатор 750 кВ·А, 10000/400 В питается от системы бесконечно большой мощности ($x_c = 0$). Шины (*Ш*) медные, сечением 60×8 мм; $l = 10$ м; $a = 160$ мм; расположение шин по фазам в одной плоскости. Участки линии *Л* выполнены медными проводами, проложенными открыто по стене сечением 35 мм; $l = 50$ м.

Участки *П* выполнены проводами ПР-16 в газовых трубах (все три провода): $l = 25$ м; *Д*₁, *Д*₂ и *Д*₃ — три одинаковые группы двигателей, каждый мощностью 120 кВт при $\eta_{\text{ср}} = 0,9$;

$$\cos \varphi = 0,85 \text{ и } U_n = 380 \text{ В}.$$

Определяем сопротивление элементов цепи к. з.:

трансформатора — по табл. 4-9:

$$r_T = 3,4 \text{ МОм}; x_T = 10,8 \text{ МОм};$$

шин — по табл. 4-10 (при $a_{ср} = 1,26 \times 160 = 200 \text{ мм}$):

$$r_{III} = 0,0418 \cdot 10 = 0,42 \text{ МОм};$$

$$x_{III} = 0,163 \cdot 10 = 1,63 \text{ МОм};$$

участков сети Л — по табл. 4-8:

$$r_L = 0,57 \cdot 50 = 28,5 \text{ МОм};$$

$$x_L = 0,26 \cdot 50 = 13 \text{ МОм};$$

участков проводов П — по табл. 4-8:

$$r_P = 1,25 \cdot 25 = 31,2 \text{ МОм};$$

$$x_P = 0,068 \cdot 25 = 1,7 \text{ МОм}.$$

Суммарное сопротивление цепи к. з.

$$r_{\Sigma} = 3,4 + 0,42 + 3 \cdot 28,5 + 31,2 = 120 \text{ МОм};$$

$$x_{\Sigma} = 10,8 + 1,63 + 3 \cdot 13 + 1,7 = 53 \text{ МОм}.$$

Ток к. з.

$$I_k = \frac{400}{\sqrt{3 \cdot \sqrt{120^2 + 53^2}}} = 1,76 \text{ кА}.$$

Вносим поправку на уменьшение тока к. з. вследствие нагревания проводников и увеличения их активного сопротивления (см. § 4-6).

Пренебрегая увеличением сопротивления шин, определяем:

$$r_L = 3 \cdot 28,5 \left[1 + \frac{22 \cdot 1}{1 + 0,004 \cdot 50} \left(\frac{1,76}{36} \right)^2 \right] = 85,5 \cdot 1,1 = 92 \text{ МОм};$$

$$r_P = 31,2 \left[1 + \frac{22 \cdot 1}{1 + 0,004 \cdot 50} \left(\frac{1,75}{16} \right)^2 \right] = 31,2 \cdot 1,22 = 38 \text{ МОм},$$

или

$$r'_{\Sigma} = 3,4 + 0,42 + 92 + 38 = 133,82 \text{ МОм}.$$

Определим ток к. з. с учетом нагрева проводов:

$$I_k = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{136^2 + 53^2}} = 1,6 \text{ кА}.$$

Так как $x_{\Sigma} / r_{\Sigma} = 53 / 136 \approx 0,4$, то $k_y = 1$ и $I_y = I_k$.

При определении ударного тока учитываем только группу двигателей D_3 присоединенную к месту к. з.:

$$I_{н.д} = \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,9 \cdot 0,85} = 0,24 \text{ кА};$$

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{\infty} + 7 I_{дв} = 1,41 \cdot 1,6 + 7 \cdot 0,24 = 2,24 + 1,68 \approx 3 \text{ кА}.$$

В данном случае двигатели увеличили ударный ток к. з. на 65%.

Пример 4-4. Определить ток однофазного к. з. для $t = 1,5 \text{ с}$ в точке К схемы, изображенной на рис 4-27, а.

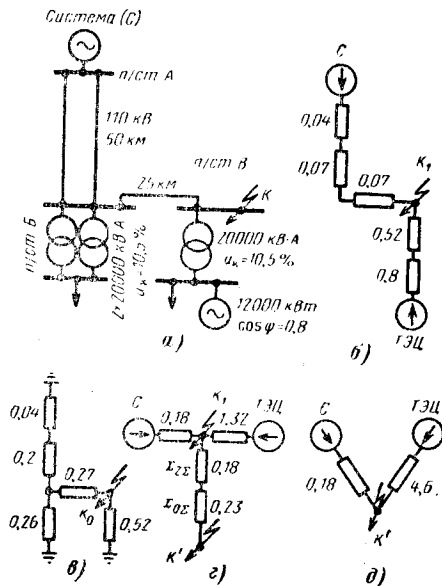


Рис. 4-27. Схема к примеру 4 расчета токов к. з. а — расчетная схема; б, в, г, д — схемы замещения.

На подстанции А, являющейся узловым пунктом мощной энергетической системы, установлены выключатели с предельной отключаемой мощностью 2500 тыс. кВ·А.

Решение. Расчет выполняем в относительных единицах. Базисную мощность выбираем равной 100 000 кВ·А. Активным сопротивлением целей пренебрегаем.

Систему, питающую подстанцию А, считаем источником питания с неизменной э. д. с. прямой последовательности $E = 1$ и внутренним сопротивлением (одинаковым для токов всех последовательностей):

$$x_c = \frac{100}{2500} = 0,04.$$

Составляем схему прямой последовательности (рис. 4-27, б).

Сопротивления линий

$$x_{1AB} = \frac{50 \cdot 0,4}{2} \cdot \frac{100}{115^2} = 0,07;$$

$$x_{1BВ} = 25 \cdot 0,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,07.$$

Сопротивление трансформатора подстанции В

$$x_{ТВ} = \frac{100}{20} \cdot 0,105 = 0,52.$$

Сопротивление генератора ТЭЦ

$$x_{\Gamma} = 0,12 \frac{100 \cdot 0,8}{12} = 0,8.$$

Схему обратной последовательности не составляем. Ее эквивалентное сопротивление принимаем равным эквивалентному сопротивлению схемы прямой последовательности

$$\begin{aligned} x_{2\Sigma} &= x_{1\Sigma} = \\ &= \frac{(0,04 + 0,07 + 0,07) \cdot (0,52 + 0,8)}{(0,04 + 0,07 + 0,07) + (0,52 + 0,8)} = \\ &= \frac{0,18 \cdot 1,32}{0,18 + 1,32} \approx 0,16. \end{aligned}$$

Составляем схему нулевой последовательности (рис. 4-27, в).

Сопротивление линий без тросов

$$x_{0AB} = \frac{50 \cdot 1,1}{2} \cdot \frac{100}{115^2} \approx 0,2;$$

$$x_{0БВ} = 25 \cdot 1,4 \cdot \frac{100}{115^2} \approx 0,27.$$

Эквивалентное сопротивление схемы¹

$$\begin{aligned} x_{0\Sigma} &= \\ &= \frac{\left[\frac{(0,04 + 0,2) \cdot 0,26}{(0,04 + 0,2) + 0,26} + 0,27 \right] \cdot 0,52}{\left[\frac{(0,04 + 0,2) \cdot 0,26}{(0,04 + 0,2) + 0,26} + 0,27 \right] + 0,52} \approx \\ &\approx 0,23. \end{aligned}$$

На рис. 4-27, г дана комплексная схема. Ток прямой последовательности определяем как ток эквивалентного трехфазного к.з. в точке К' комплексной схемы.

Сопротивление ветви системы (рис. 4-27, д)

$$\begin{aligned} x_c &= 0,18 + (0,16 + 0,23) + \\ &+ \frac{0,18(0,16 + 0,23)}{1,32} \approx 0,06. \end{aligned}$$

Ток прямой последовательности, поступающий к месту к.з. от системы,

$$I_{1c} = \frac{0,5}{0,6} \approx 0,83 \text{ кА},$$

где базисный ток на ступени к.з.

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} \approx 0,5 \text{ кА}.$$

Сопротивление ветви ТЭЦ

$$\begin{aligned} x_{\text{ТЭЦ}} &= 1,32 + (0,16 + 0,23) + \\ &+ \frac{1,32 \cdot (0,16 + 0,23)}{0,18} \approx 4,6. \end{aligned}$$

Расчетное сопротивление ветви ТЭЦ

$$x_{\text{расч}} = 4,6 \frac{12}{100 \cdot 0,8} \approx 0,7.$$

Ток прямой последовательности, поступающий к месту к.з. от генератора ТЭЦ для $t=1,5$ с в предположении, что турбогенераторы ТЭЦ снабжены АРВ¹,

$$I_{1 \text{ ТЭЦ}} = I_{\text{н ТЭЦ}};$$

$$k_{1,5} = 0,075 \cdot 1,45 = 0,11 \text{ кА},$$

где

$$I_{\text{н ТЭЦ}} = \frac{12000}{0,8 \sqrt{3} \cdot 115} = 0,075 \text{ кА};$$

$k_{1,5} = 1,45$ (по расчетным кривым рис. 4-3).

Ток прямой последовательности в месте к.з.

$$I_{1к} = I_{1c} + I_{1 \text{ ТЭЦ}} = 0,83 + 0,11 = 0,94 \text{ кА}.$$

Ток однофазного к.з. для $t=1,5$ с

$$I_{1,5}^{(1)} = 3I_{1к} = 3 \cdot 0,094 = 2,82 \text{ кА}.$$

4-9. РАСЧЕТЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В УСТАНОВКАХ ПОСТОЯННОГО ТОКА

На промышленных предприятиях устройства постоянного тока существуют в виде сетей электроснабжения внутризаводского электрического транспорта и сетей электролизных установок. Системы постоянного тока для целей сигнализации и диспетчеризации в расчет не принимаются ввиду малой мощности их. Процессы при к.з. в сетях постоянного тока различного назначения на промышленных предприятиях принципиально одинаковы. Поэтому ограничимся рассмотрением явлений при к.з. и расчета токов к.з. в сетях внутризаводского электрического транспорта.

Токи короткого замыкания в тяговых устройствах возникают, так же как и в установках переменного тока, вследствие пробоя изоляции и соединения изолированного полюса с заземлением. Местами повреждения могут являться: оборудование электроподвижного состава, контактная сеть (через изоляторы при их повреждении или перекрытии от возникающих перенапряжений), электрооборудование тяговых подстанций и выпрямительных устройств, постов секционирования и питающих линий постоянного тока.

Кроме причин появления коротких замыканий, указанных выше, связанных с со-

¹ Поскольку $x_{0\Sigma} > x_{1\Sigma}$, то $i^{(1)} < i^{(3)}$.

¹ Поскольку $x_{0\Sigma} > x_{1\Sigma}$, то $i^{(1)} < i^{(3)}$.

стоянием изоляции оборудования, сетей и устройств, могут иметь место и случайные причины. К ним относятся набросы, случайные соприкосновения частей контактной сети, находящихся под напряжением, с заземленными частями подвижного состава, выходящими за пределы установленного габарита. При этом могут происходить разрушения отдельных элементов электрооборудования от чрезмерного нагрева и расплавления током короткого замыкания. В некоторых случаях, кроме вредного термического эффекта, может иметь место и разрушающее динамическое воздействие тока к.з.

Определение тока короткого замыкания. Ток к.з., действующий в цепи между источником тока и местом, где возникло к.з., определяется напряжением, действующим в короткозамкнутой цепи, и ее сопротивлением, а именно:

$$I_{к.з.} = \frac{U_{к.з.}}{R_{к.з.}}$$

Напряжение на шинах подстанции снижается с увеличением ее нагрузки. Это обстоятельство вызывает снижение тока к.з. Для учета этого обстоятельства в схему замещения цепи к.з. вводится эквивалентное сопротивление, заменяющее собой сопротивление питающих линий переменного тока и преобразовательных агрегатов (рис. 4-28). Выразим его суммой:

$$R_{\Sigma} = R_{\Pi} + R_{Л},$$

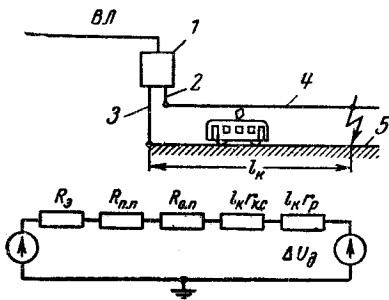


Рис. 4-28. Принципиальная схема питания внутризаводского электрического транспорта и схема замещения для расчета тока короткого замыкания.

1 — преобразовательная подстанция; 2 — питающий провод; 3 — отсасывающий провод; 4 — контактный провод; 5 — рельсы.

где R_{Π} — эквивалентное сопротивление преобразовательных агрегатов подстанции; $R_{Л}$ — эквивалентное сопротивление линий, питающих данную подстанцию.

Если считать, что характеристика преобразовательных агрегатов (зависимость величины выпрямленного напряжения от нагрузки) прямолинейна, величину сопро-

тивления R_{Π} можно подсчитать по формуле

$$R_{\Pi} = \frac{\kappa_{\Pi} U_{\Pi}}{I_{\Pi} N_1},$$

где κ_{Π} — отношение потерь напряжения в преобразовательном агрегате при его номинальной нагрузке I_{Π} к номинальному выпрямленному напряжению U_{Π} ; N_1 — число преобразовательных агрегатов, находящихся в работе.

При повышении нагрузки увеличиваются потери напряжения в линиях переменного тока, питающих данную преобразовательную подстанцию, вследствие чего снижается напряжение на шинах переменного тока. Если обозначить через $\kappa_{Л}$ отношение потери напряжения в линиях переменного тока при номинальной нагрузке к номинальному напряжению, то потери напряжения в питающей линии, приведенные к выпрямленному напряжению подстанции, будут равны $\kappa_{Л} U_{\Pi}$. Заметим, что обычно $\kappa_{Л} < \kappa_{\Pi}$.

При работе подстанции часть питающих ее линий переменного тока может быть отключена. В этом случае при увеличении нагрузки потери напряжения в линиях для данного режима будут иметь большую величину, чем для нормального. Потери напряжения на стороне выпрямленного тока могут быть выражены произведением $d \kappa_{Л} U_{\Pi}$, где d — отношение сопротивления оставшегося числа линий к сопротивлению линий, нормально находящихся в работе.

Учитывая сказанное, эквивалентное сопротивление линий, питающих подстанцию, можно подсчитать по формуле

$$R_{Л} = \frac{d \kappa_{Л} U_{\Pi}}{I_{\Pi} N_2},$$

где N_2 — число рабочих агрегатов подстанции.

Подставив полученные из предыдущих выражений значения R_{Π} и $R_{Л}$ и преобразовав их, получим:

$$R_{\Sigma} = \frac{U_{\Pi}}{I_{\Pi}} \left(\frac{\kappa_{\Pi}}{N_1} + \frac{d \kappa_{Л}}{N_2} \right).$$

Напряжение холостого хода подстанции $U_{х.х}$ можно выразить через номинальное напряжение U_{Π} при наибольшем допустимом снижении в питающей сети переменного тока соотношением

$$U_{х.х} = U_{\Pi} (1 + \kappa_{\Pi} + \kappa_{Л})(1 - \rho).$$

где ρ — коэффициент, учитывающий наибольшее допустимое в нормальных условиях работы снижение напряжения в питающей сети переменного тока относительно номинального значения.

Снижение напряжения не должно превышать 5%, следовательно, в относительных единицах $\rho = 0,05$.

В месте к.з. возникает дуга, сопротивление которой обуславливает потери напряжения ΔU_d . Если из напряжения холостого хода $U_{x.x}$ вычесть падение напряжения в дуге и падение напряжения на шинах выпрямленного тока от тяговых нагрузок, то получим напряжение, действующее в цепи к.з.:

$$U_{к.з.} = U_n (1 + \kappa_n + \kappa_l)(1 - p) - \Delta U_d - I_T R_э,$$

где I_T — ток тяговой нагрузки.

Величина падения напряжения в дуге изменяется в широких пределах; обычно в расчетах ΔU_d принимают равным 100—200 В.

Полное сопротивление цепи к.з. (рис. 4-28) складывается из сопротивлений питающих и отсасывающих проводов, проводов контактной цепи, рельсов и эквивалентного сопротивления питающих линий электропередачи и преобразовательных агрегатов, т. е.

$$R_{к.з.} = (r_{к.с.} + r_p) l_k + R_{п.п.} + R_{о.п.} + R_э,$$

где $r_{к.с.}$ — сопротивление контактной сети, Ом/км; r_p — сопротивление рельсов, Ом/км; $R_{п.п.}$ — сопротивление питающего провода, Ом; $R_{о.п.}$ — сопротивление отсасывающего провода, Ом.

Ток к.з. определяется по формуле, получаемой в результате дальнейших преобразований:

$$I_{к.з.} = \frac{U_{к.з.}}{R_{к.з.}} = \frac{U_n (1 + \kappa_n + \kappa_l)(1 - p) - \Delta U_d - I_T R_э}{(r_{к.с.} + r_p) l_k + R_{п.п.} + R_{о.п.} + R_э}.$$

Железнодорожные рельсы обычно характеризуются их массой на единицу длины G , кг/м. Пользуясь этим параметром, сопротивление r_p можно вычислить по формуле

$$r_p = \frac{0,9}{G n_{пут}}, \text{ Ом/км,}$$

где $n_{пут}$ — число параллельных путей.

Коэффициент 0,9 учитывает также дополнительное сопротивление сборных рельсовых стыков. При сварных стыках можно снижать этот коэффициент до значения 0,75.

Пример 4-5. Определить установившееся значение тока, к.з. для однопутного участка, когда замыкание, возникшее при перекрытии изолятора, происходит на расстоянии 2 км от подстанции. Номинальное напряжение на шинах выпрямленного тока $U_n = 3300$ В; номинальный ток преобразовательного вентиля $I_n = 350$ А.

Минимальное число преобразовательных агрегатов, находящихся в работе, $N_1 = 3$. Количество преобразовательных

вентилей на подстанции, не считая резервных, $N_2 = 5$.

Контактная подвеска состоит из двух медных контактных проводов сечением по 100 мм², имеющих износ 15%; несущий трос М-120. Рельсы типа Р-43. Материал проводов питающей линии постоянного тока — медь; сечение 120 мм² (М-120); число проводов 2. Отсасывающая линия состоит из четырех проводов М-120; длина питающей и отсасывающей линий 0,15 км. Рабочий ток рассматриваемой подстанции $I_T = 950$ А.

При расчете следует принять $\Delta U_d = 150$ В; $p = 0,05$; $d = 1$; $\kappa_n = 0,06$; $\kappa_l = 0,04$.

Решение.

1. Определяем эквивалентное сопротивление:

$$R_э = \frac{U_n}{I_n} \left(\frac{\kappa_n}{N_1} + \frac{d\kappa_l}{N_2} \right) = \frac{3300}{350} \left(\frac{0,06}{3} + \frac{1 \cdot 0,04}{5} \right) = 0,264 \text{ Ом.}$$

Сопротивление 1 км контактной сети составит:

$$r_{к.с.} = \frac{0,179}{2 \cdot 0,85} \cdot 0,158 = \frac{0,179}{2 \cdot 0,85} + 0,158 = 0,0633 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление 1 км рельсовой сети найдем, полагая массу 1 м рельса Р-43 равной 43 кг, т. е.

$$r_p = \frac{0,9}{G n_{пут}} = \frac{0,9}{43 \cdot 1} = 0,021 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление проводов линии, питающей контактную сеть, равно:

$$R_{п.п.} = \frac{0,158}{2} \cdot 0,75 = 0,0119 \text{ Ом.}$$

Для проводов отсасывающей линии:

$$R_{о.п.} = \frac{0,158}{4} \cdot 0,15 = 0,006 \text{ Ом.}$$

Определяем ток к.з.

$$I_{к.з.} = \frac{U_n (1 + \kappa_n + \kappa_l)(1 - p) - \Delta U_d - I_T R_э}{(r_{к.с.} + r_p) l_k + R_{п.п.} + R_{о.п.} + R_э} = \frac{3300 (1 + 0,06 + 0,04)(1 - 0,05) - 150 - 950 \cdot 0,264}{(0,0633 + 0,021) \cdot 2 + 0,0119 + 0,006 + 0,264} = 6780 \text{ А.}$$

4-10. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ТАБЛИЦЫ

Таблица 4-8

Активные и индуктивные сопротивления проводов и кабелей с алюминиевыми и медными жилами (для напряжений до 500 В) при номинальной нагрузке

Сечение, мм ²	Сопротивление, мОм/м				Сечение, мм ²	Сопротивление, мОм/м			
	активное r		индуктивное x			активное r		индуктивное x	
	Алюми- ний	Медь	Провода открыто проло- женные	Провода в трубках или кабели		Алюми- ний	Медь	Провода открыто проло- женные	Провода в трубках или кабели
1,5	22,2	13,35	—	0,11	50	0,67	0,40	0,25	0,06
2,5	13,3	8,0	—	0,09	70	0,48	0,29	0,24	0,06
4	8,35	5,0	0,33	0,10	95	0,35	0,21	0,23	0,06
6	5,55	3,33	0,32	0,09	120	0,28	0,17	0,22	0,06
10	3,33	2,0	0,31	0,07	150	0,22	0,13	0,21	0,06
16	2,08	1,25	0,29	0,07	185	0,18	0,11	0,21	0,06
25	1,33	0,80	0,27	0,07	240	—	0,08	0,20	—
35	0,95	0,57	0,26	0,06	300	0,12	0,07	0,19	0,06

Примечание. Активное сопротивление провода определено из соотношений: $r = \frac{l}{50s} \cdot 10^3$ для меди; $r = \frac{l}{30s} \cdot 10^3$ для алюминия,

Таблица 4-9

Сопротивление понижающих трансформаторов до 1000 кВ·А

Номинальная мощность, кВ·А	Первичное напряжение, кВ	Вторичное напря- жение, кВ	μ_k , %	Сопротивление, мОм	
				x	r
10*	6	0,400; 0,230	5,5	698; 224	536; 172
20*	6	0,400; 0,230	5,5	369; 123	240; 80
	10	0,400; 0,230	5,5	369; 123	240; 80
25	6—10	0,400; 0,230	4,7	244; 80,5	176; 58
40	6	0,400; 0,230	4,7	159; 52,5	100; 33
	10	0,400; 0,230	4,7	159; 52,5	100; 33
50*	6	0,400; 0,230	5,5	152; 50,6	84; 28
	10	0,400; 0,230	5,5	152; 50,6	84; 28
63	6—10	0,400; 0,230	4,7	104,5; 34,5	59,4; 19,6
	20	0,400; 0,230	5,3	121,4; 39,9	59,4; 19,6
100*	10	0,400; 0,230	5,5	78,5; 26,8	38; 13
	35	0,400; 0,230	6,5	96; 32,8	38; 13
100	6	0,400; 0,230	4,7	65,6; 21,7	36,3; 12
	10	0,400; 0,230	4,7	65,6; 21,7	36,3; 12
	35	0,400; 0,230	6,8	105; 33,9	36,3; 12
160	6—10	0,69; 0,400; 0,230	4,7	129,5; 43,4; 14,3	53,5; 18,0; 5,94
	35	0,69; 0,400; 0,230	6,8	195; 65,5; 21,6	53,5; 18,0; 5,94
180*	6	0,525; 0,400; 0,230	5,5	77; 45,2; 15,1	34; 20; 6,7
	10	0,525; 0,400; 0,230	5,5	77; 44; 14,7	35; 20; 6,7
	35	0,525; 0,400; 0,230	6,5	93,5; 53,4; 17,8	35; 20; 6,7
250	10	0,69; 0,400; 0,230	4,7	83,5; 28,2; 9,3	32,00; 10,75; 3,56
	35	0,69; 0,400; 0,230	6,8	125,5; 42,4; 13,9	32,00; 10,75; 3,5
320*	6	0,525; 0,400; 0,230	5,5	44; 26; 8,4	16,3; 9,8; 3,1
	10	0,525; 0,400; 0,230	5,5	44,5; 25,8; 8,55	16,7; 9,7; 3,2
	35	0,525; 0,400; 0,230	6,5	53,5; 31; 10,2	16,3; 9,7; 3,2
	35	0,525; 0,400; 0,230	6,5	53,5; 31; 10,2	16,3; 9,7; 3,2
400	10	0,69; 0,400; 0,230	4,5	50,5; 17,0; 5,6	17,60; 5,9; 1,95
	35	0,69; 0,400	6,5	75,4; 25,4; 8,4	17,6; 5,9; 1,95
560*	10	0,525; 0,400; 0,230	5,5	25,6; 14,9; 4,9	8,3; 4,8; 1,58
	35	0,525; 0,400; 0,230	6,5	30,9; 17,9; 5,9	8,3; 4,8; 1,58
630	10	0,69; 0,400; 0,230 3,15	5,5	40,4; 13,6; 4,6 858	10,2; 3,43; 1,13 213

Продолжение табл. 4-9

Номинальная мощность, кВ·А	Первичное напряжение, кВ	Вторичное напряжение, кВ	u_k , %	Сопротивление, мОм	
				x	r
630	20	0,69; 0,400; 11	6,5	12 250; 48,5; 16,2	2310; 9,11; 3,07
	35	0,69; 0,400	6,5	48,5; 16,2	9,11; 3,07
750*	10	0,525; 0,400	5,5	18,7; 10,8	5,84; 3,4
	10	0,525; 0,400	5,5	14,6; 8,5	4,14; 2,41
1 000*	35	0,525; 0,400	6,5	17,4; 10,15	4,14; 4,41
	6	0,69; 0,400	5,5	5325; 25,5	121; 5,8
1 000	10	3,15		8,56	1,95
		63		21 400	484
	35	0,69; 0,400; 3,15	6,5	2510; 30,3; 10,4	121; 5,8; 1,95

* Относится к трансформаторам старых стандартных мощностей, снятым с производства.

Примечание. Сопротивления трансформаторов приведены к низшему напряжению.

Таблица 4-10

Активное и индуктивное сопротивление плоских шин

Размеры шин, мм	Сопротивление, мОм/м					
	Алюминий при 65 °С		Индуктивное (медь и алюминий)			
	Медь	Алюминий	при среднегеометрическом расстоянии между фазами a_{cp} , мм			
			100	150	200	300
25×3	0,268	0,475	0,179	0,200	0,295	0,244
30×3	0,223	0,394	0,163	0,189	0,206	0,235
30×4	0,167	0,296	0,163	0,189	0,206	0,235
40×4	0,125	0,222	0,145	0,170	0,189	0,214
40×5	0,100	0,177	0,145	0,170	0,189	0,214
50×5	0,080	0,142	0,137	0,156	0,180	0,200
50×6	0,067	0,118	0,137	0,156	0,180	0,200
60×6	0,056	0,099	0,119	0,145	0,163	0,189
60×8	0,042	0,074	0,119	0,145	0,163	0,189
80×8	0,031	0,055	0,102	0,126	0,145	0,170
80×10	0,025	0,044	0,102	0,126	0,145	0,170
100×10	0,020	0,035	0,090	0,113	0,133	0,157

Примечание. Индуктивное сопротивление подсчитано по формуле $x=0,145 \lg \frac{a_{cp}}{0,25h}$, где h — наибольший размер стороны поперечного сечения шины, мм; $a_{cp} = \sqrt[3]{a_{12}a_{13}a_{23}}$ — среднегеометрическое расстояние при трехпроводной системе.

Таблица 4-11

Сопротивление катушек максимального тока автоматов, мОм

Сопротивление	Номинальный ток катушки, А						
	50	70	100	140	200	400	600
Индуктивное	2,7	1,3	0,86	0,55	0,28	0,10	0,094
Активное при 65 °С	5,5	2,35	1,30	0,74	0,36	0,15	0,12

Таблица 4-12

Примерные значения переходных сопротивлений контактов отключающих аппаратов, мОм

Аппаратура	Номинальный ток, А					
	50	100	200	400	600	1000
Автоматы	1,3	0,75	0,6	0,4	0,25	—
Рубильники	—	0,5	0,4	0,2	0,15	0,08

Таблица 4-13

Действующее значение периодической слагающей тока, кА, трехполусного к.з. I" на шинах напряжением 400 В цеховой подстанции*

Мощность к. з. со стороны высшего напряжения трансформатора, МВ·А	Мощность трансформатора, кВ·А				
	180	320	560	750	1000
25	4,1	6,8	10,5	12,8	15,2
50	4,4	7,5	12,2	15,5	19,2
75	4,5	7,7	12,9	16,7	21,1
100	4,5	7,9	13,3	17,4	22,2
150	4,6	8,0	13,8	18,1	23,4
200	4,6	8,1	14,0	18,5	23,8
300	4,6	8,2	14,2	18,9	24,8
500	4,7	8,3	14,4	19,2	25,3
∞	4,7	8,3	14,7	19,7	26,2

Процент уменьшения тока к. з. (см. прим. 2)	При учете ошиновки длиной 4 м				
	3—4,5		3—5	4,5—7	
	При учете ошиновки длиной 10 м				
	3—3,5	5—6	8—11,5	8,5—13	10—17

* Таблица приведена для выбора аппаратуры, например для выбора предельного отключения тока автомата со временем действия $t \geq 0,03$ с.

Примечания: 1. При напряжении U_H , отличном от 400 В, следует приведенные значения токов к.з. умножить на отношение $400/U_H$.

2. Меньшие цифры (%) уменьшения тока к.з. относятся к мощности системы 25 000 кВ·А, большие — к бесконечно большой мощности системы.

Таблица 4-14

Значение ударного тока i_y , кА, трехполусного к.з. на шинах напряжением 400 В цеховой подстанции*

Мощность к. з. системы со стороны высшего напряжения трансформатора, МВ·А	Мощность трансформатора, кВ·А				
	180	320	560	750	1000
25	9,1	16,0	26,2	32,6	40,9
50	9,5	17,2	29,4	37,8	48,9
75	9,8	17,6	30,8	40,0	52,7
100	9,8	18,0	31,5	41,4	54,8
150	10,0	18,2	32,5	42,8	57,2
200	10,0	18,4	32,8	43,5	58,1
300	10,0	18,5	33,2	44,3	60,1
500	10,2	18,7	33,6	44,8	61,0
∞	10,2	18,7	34,2	45,8	62,8
Пятикратный номинальный ток трансформатора (для учета влияния двигателей), кА	1,35	2,4	4,25	5,7	7,6
Ударный коэффициент κ_y	1,25	1,31	1,36	1,36	1,41

* Таблица приведена для выбора аппаратуры, например для выбора предельного отключаемого тока автомата со временем действия $t \geq 0,03$ с (на линиях 400 В подстанции).

Примечание. В таблице даны ударные токи к.з., посылаемые системой и асинхронными двигателями ($i_y = i_{y.c} + i_{y.d}$). Для получения ударного тока к.з., посылаемого системой $i_{y.c}$ значения периодической слагающей тока к.з. (из табл. 4-13 умножаются на коэффициент $\kappa_y \sqrt{2}$).

Таблица 4-15

Действующие значения полного тока I_{Σ} , кА, трехполюсного к. з. на шинах 400 В цеховой подстанции (для выбора предельного отключаемого тока плавких предохранителей и автоматов со временем действия не более 0,01 с на шинах 400 В подстанции)

Мощность к. з. системы со стороны высшего напряжения трансформатора, МВ·А	Мощность трансформатора, кВ·А					Мощность к. з. системы со стороны высшего напряжения трансформатора, МВ·А	Мощность трансформатора, «В·А				
	180	320	560	720	1000		180	320	560	720	1000
25	5,7	9,8	18,0	20,0	25,2	300 500 ∞	6,2	11,3	20,1	26,9	36,4
50	6,0	10,6	17,9	23,0	29,8		6,3	11,4	20,3	27,2	37,0
75	6,1	10,6	18,7	24,4	32,1		6,3	11,5	20,7	27,8	38,0
100	6,1	11,0	19,1	25,2	33,3	Коэффициент κ	1,06	1,09	1,12	1,12	1,16
150	6,2	11,2	19,7	25,7	34,7						
200	6,2	11,3	19,5	26,2	35,2						

Примечание. В приведенных цифрах токов к. з. учтены токи, посылаемые системой и асинхронными двигателями ($I_{\Sigma} = I_{\Sigma \text{ к. з.}} + I_{\Sigma \text{ асинхронных двигателей}}$). Для получения наибольшего действующего значения полного тока к. з., посылаемого системой $I_{\Sigma \text{ к. з.}}$, значения периодической слагающей тока к. з. системы I_{Σ} (из табл. 4-13) умножаются на коэффициент κ (см. 4-15). Влияние асинхронных двигателей учитывают при условии, что все присоединенные двигатели дают дополнительный ток к. з. $I_{\Sigma \text{ асинхронных двигателей}} = 5I_{\Sigma \text{ к. з.}}$ трансформатора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

4-1. Ульянов С. А. Короткие замыкания в электрических системах, М., Госэнергоиздат, 1952.

4-2. Федоров А. А. Электроснабжение промышленных предприятий, М., Госэнергоиздат, 1961.

4-3. Баптиданов Л. Н. и Тарасов В. И. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Т. 1. М., Госэнергоиздат, 1960.

4-4. Маркович И. М. Токи короткого замыкания и устойчивость параллельной работы электрических систем, М., Госэнергоиздат, 1947.

4-5. Щедрин Н. Н. Токи короткого замыкания высоковольтных систем, М., ОНТИ, 1935.

4-6. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору по режиму короткого замыкания аппаратуры и проводников в электрических установках высокого напряжения, М., Госэнергоиздат, 1944.

4-7. Федоров А. А. Основы электроснабжения предприятий, М., «Энергия», 1967.

4-8. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий, М., «Энергия», 1972.

РАЗДЕЛ ПЯТЫЙ

ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, ИЗОЛЯТОРОВ И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ

5-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в условиях эксплуатации в трех основных режимах: в длительном режиме, в режиме перегрузки (с повышенной нагрузкой, которая для некоторых аппаратов достигает значения до 1,4 номинальной) и в режиме короткого замыкания. Режим несимметричной работы в данном разделе не рассматривается.

В длительном режиме надежная работа аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств обеспечивается правиль-

ным выбором их по номинальному напряжению и номинальному току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов и других устройств электрических установок обеспечивается ограничением величины и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых еще гарантируется нормальная работа электрических установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов, изоляторов и токоведущих элементов обеспечивается соответствием выбранных парамет-

ров устройств по условиям термической и электродинамической устойчивости.

Для выключателей, предохранителей и выключателей нагрузки добавляется условие выбора их по отключающей способности.

При выборе аппаратов и параметров токоведущих устройств следует обязательно учитывать род установки (в помещении или на открытом воздухе), температуру окружающей среды, влажность и загрязненность ее и высоту установки аппаратов над уровнем моря.

При составлении схемы для расчета токов к. з. для каждого аппарата выбирают такой режим, при котором он находится в наиболее тяжелых, но реальных условиях работы. Не учитывают только такие режимы, которые не предусмотрены для продолжительной эксплуатации. В качестве примера можно привести режим кратковременного совместного включения рабочего и резервного трансформаторов.

Расчетную точку к. з. принимают такую, в которой через аппарат при к. з. проходит наибольший ток. Исключения из этого общего положения отмечены для каждого аппарата при рассмотрении методики выбора и проверки его.

Выбранные аппараты и другие устройства установок должны отвечать требованиям технико-экономической целесообразности.

5-2. ВЫБОР АППАРАТОВ И ПАРАМЕТРОВ ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ ПО УСЛОВИЯМ ДЛИТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

а) Выбор по номинальному напряжению. Номинальное напряжение аппарата, указанное на его заводской табличке, соответствует уровню его изоляции, причем нормально всегда имеется некоторый запас электрической прочности, позволяющий аппарату неограниченно длительное время работать при напряжении, на 10—15% выше номинального. Это напряжение называют максимальным рабочим напряжением аппарата. Так как отклонения напряжения в условиях эксплуатации обычно не превышают 10—15% номинального, то при выборе аппаратов по напряжению достаточно соблюсти условие

$$U_{н.у} \leq U_{н.а}; \quad (5-1)$$

здесь $U_{н.у}$ — номинальное напряжение установки; $U_{н.а}$ — номинальное напряжение аппарата, при котором заводом-изготовителем гарантируется нормальная работа данного электрического аппарата или изолятора:

$$U_{н.а} + \Delta U_{н.а} \geq U_{н.у} + \Delta U_{р.у}, \quad (5-2)$$

где $\Delta U_{н.а}$ — допустимое повышение напряжения сверх номинального, при котором за-

вод-изготовитель гарантирует нормальную работу кабеля, аппарата или изолятора; $\Delta U_{р.у}$ — возможное отклонение рабочего напряжения установки от номинального в условиях эксплуатации.

Для электрических аппаратов, изоляторов и кабелей в условиях эксплуатации допускается некоторое повышение напряжения. Ниже приводятся величины допустимых отклонений напряжения относительно номинального $U_{н.а}$:

Кабели	1,1
Разрядники	1,25
Изоляторы	1,15
Разъединители	1,15
Выключатели	1,15
Реакторы	1,1
Трансформаторы тока	1,1
Трансформаторы напряжения	1,1
Предохранители	1,1

Повышение высоты установки аппарата над уровнем моря вызывает снижение применяемого напряжения. Учет снижения напряжения в зависимости от повышения высоты над уровнем моря производится тем, что указанные выше напряжения относительно номинальной величины допускаются только при установке оборудования на высоте не более 1000 м над уровнем моря. На высоте более 1000 м напряжение не должно превышать номинальных значений.

б) Выбор по номинальному току. Номинальным током $I_{н.а}$ аппарата называют ток, который при номинальной температуре окружающей среды может проходить по аппарату неограниченно длительное время и при этом температура наиболее нагретых частей его не превышает длительно допустимых значений.

Правильный выбор аппарата по номинальному току обеспечивает отсутствие опасных перегревов частей аппарата при длительной работе в нормальном режиме. Для этого необходимо, чтобы максимальный действующий рабочий ток цепи $I_{р.м}$ за время $t \geq 3T$ не превышал номинального тока аппарата $I_{н.а}$:

$$I_{р.м} < I_{н.а}.$$

Максимальный рабочий ток цепи возникает: для цепей параллельных линий — при отключении одной из них; для цепей трансформаторов — при использовании их их перегрузочной способности; для нерезервированных кабелей — при использовании их перегрузочной способности; для сборных шин станций и подстанций и шин в цепях секционных и шиносоединительных аппаратов — при наиболее неблагоприятных условиях эксплуатационного режима; для генераторов — при работе с номинальной мощностью и напряжением, сниженным на 5% относительно номинального.

Согласно общесоюзным стандартам номинальную температуру окружающей электрические аппараты среды (воздуха) принимают равной $+35^\circ\text{C}$.

Если расчетная температура окружающей среды $\theta_{0.c}$ отличается от номинальной, то следует вычислить длительно допустимый ток аппарата для расчетных условий охлаждения: при $\theta_{0.c} > 35^\circ\text{C}$

$$I_{\theta} = I_{н.а} \sqrt{\frac{\theta_{доп} - \theta_{0.c}}{\theta_{доп} - 35}}, \quad (5-3)$$

где $\theta_{доп}$ — наименьшая из допустимых для отдельных частей аппарата температура.

При $\theta_{0.c} < 35^\circ\text{C}$ ток I_{θ} можно повысить относительно $I_{н.а}$ на $0,005 I_{н.а}$ на каждый градус понижения температуры против $+35^\circ\text{C}$, но всего не более чем на $0,2 I_{н.а}$.

5-3. ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, ИЗОЛЯТОРОВ И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ ПО ТОКУ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Выбранные по номинальным условиям электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства необходимо проверить на электродинамическую и термическую устойчивость при к. з. Отключающие аппараты, кроме того, должны быть проверены и по отключающей способности относительно токов к. з. Вычисление токов к. з. для целей проверки аппаратов и проводников следует производить в соответствии с разд. 4, а также [Л. 5-2].

а) Проверка на электродинамическую устойчивость. Расчетным видом к. з. для проверки аппаратов на электродинамическую устойчивость может быть трехфазное или однофазное к. з. В сетях напряжением выше 1000 В до 35 кВ включительно, где в практике принят режим с изолированной нейтралью, расчетным видом является трехфазное к. з. В сетях 110 кВ и выше, работающих с глухозаземленной нейтралью, расчет ведется для того вида к. з. (однофазное или трехфазное), при котором ток в поврежденной фазе наибольший.

При проверке на электродинамическую устойчивость для аппаратов должно быть выполнено условие

$$i_{н.дин} \geq i_{у.расч},$$

где $i_{н.дин}$ — амплитуда максимально допустимого тока, характеризующего электродинамическую устойчивость аппаратов; $i_{у.расч}$ — амплитуда ударного тока к. з. (расчет см. разд. 4).

б) Проверка на термическую устойчивость. Проводники и аппараты

при к. з. не должны нагреваться выше максимальной температуры, установленной нормами для кратковременного нагрева при прохождении через них тока к. з.

Для аппаратов должно быть выполнено условие по одному из следующих трех выражений:

$$\left. \begin{aligned} I_{н.т.у}^2 t_{н.т.у} &\geq B_k; \\ I_{н.т.у}^2 t_{н.т.у} &= I_{\infty}^2 t_{п}; \\ I_{н.т.у} &\geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{п}}{t_{н.т.у}}}, \end{aligned} \right\} \quad (5-4)$$

где $I_{н.т.у}$ — номинальный ток термической устойчивости, который аппарат может выдержать без повреждений в течение времени $t_{н.т.у}$ по данным завода-изготовителя; $t_{н.т.у}$ — номинальное время термической устойчивости по данным завода-изготовителя; B_k — тепловой импульс, характеризующий количество тепла, выделяющегося в аппарате за время действия тока к. з., расчет см. ниже (5-5); I_{∞} — установившийся ток к. з. из расчета в цепи выбираемого аппарата; $t_{п}$ — приведенное время действия тока к. з. (расчет см. разд. 4).

При проверке термической устойчивости аппаратов и токоведущих устройств расчетное время действия тока к. з. определяется как сумма времени действия основной защиты, установленной у ближайшего к месту повреждения выключателя, и полного времени действия этого выключателя.

В каталогах для аппаратов заводом-изготовителем задаются значения $I_{н.т.у}$ для времени 5 или 10 с. Исходя из указанного, для проверки аппаратов необходимо определить значения величин B_k , $t_{п}$, I_{∞} .

Точное аналитическое определение теплового импульса тока к. з. определяется из выражения

$$B_k = \int_0^t i_k^2 dt, \quad (5-5)$$

но практически его вычисление затруднено тем, что ток i_k в переходном процессе изменяется по сложному закону. Приближенно B_k можно определить, если известны значения тока к. з. для нескольких моментов времени переходного процесса, найденные любым методом.

При единичной мощности генераторов менее 150 МВт B_k приближенно определяют с помощью расчетных кривых следующим образом:

1. По расчетным кривым на рис. 4-3, 4-8 определяют значения периодической составляющей тока к. з. для моментов времени от $t=0$ до момента отключения к. з. $t=t_{откл}$, т. е. $I_0(I'')$, $I_{0,1}$, $I_{0,2}$, $I_{0,3}$, ..., I_t . Для начального момента учитывают наличие апериодической составляющей; при

$\kappa_y = 1,8$ наибольшее действующее значение полного тока будет:

$$I_y = 1,52I''.$$

2. Для каждого интервала времени определяют квадрат среднеквадратичного тока за интервал:

$$I_{ск1}^2 = \frac{I_y^2 + I_{0,1}^2}{2}; I_{ск2}^2 = \frac{I_{0,1}^2 + I_{0,2}^2}{2} \text{ и т. д.}$$

3. B_K вычисляют по формуле

$$B_K = \sum_1^n I_{скi}^2 \Delta t_i, A^2 \cdot c, \quad (5-6)$$

где $I_{скi}$ — среднеквадратичный ток в i -м интервале времени, А; Δt_i — продолжительность i -го интервала времени, с; n — количество интервалов.

При удаленном к.з. когда периодическая составляющая тока остается неизменной, и при длительностях замыкания $t \geq 0,2$ с B_K определяют по соотношению

$$B_K \approx (I'')^2(t + T_a), \quad (5-7)$$

где T_a — постоянная времени затухания аperiodической составляющей (обычно принимают $T_a = 0,05$ с).

в) Определение приведенного времени. Под приведенным временем понимают время, в течение которого установившийся ток к.з. I_∞ даст такой же термический эффект, как действительный ток, меняющийся в процессе к.з. за действительное время $t_{откл}$ от начала к.з. до его отключения. Приведенное время $t_{п.}$, соответствующее полному току к.з., определяется по формуле

$$t_{п.} = t_{п.п} + t_{п.а}, \quad (5-8)$$

где $t_{п.п}$ — приведенное время для периодической слагающей тока; $t_{п.а}$ — то же для аperiodической слагающей тока.

Определение приведенного времени $t_{п.п}$ по действительному времени $t_{откл}$ и отношению начального сверхпереходного тока к установившемуся току в месте к.з. $\beta'' = I''/I_\infty$ производится по кривым на рис. 4-8.

Если расчет тока к.з. сделан упрощенно при условии питания цепи к.з. от источника неограниченной мощности, то

$$t_{п.п} = t_{откл}.$$

Определение приведенного времени $t_{п.а}$ производится по формуле

$$t_{п.а} \approx 0,05\beta''^2. \quad (5-9)$$

При $t_{откл} > 1$ с величиной $t_{п.а}$ можно пренебречь.

5-4. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 000 В

Выключатели выбираются по номинальному току, номинальному напряжению, по типу, роду установки, с сопоставлением технико-экономических показателей и проверяются по электродинамической, термической устойчивости и отключающей способности в режиме к.з. (см. табл. 5-1).

1. Выбор выключателей по номинальному напряжению сводится к сравнению номинального напряжения установки и номинального напряжения выключателя с учетом того, что выключатель в нормальных условиях эксплуатации допускает продолжительное повышение напряжения до 15% номинального, т. е.

$$U_{н.а} + 0,15U_{н.а} = U_{н.у} + \Delta U_{р.у},$$

где $U_{н.а}$ — номинальное напряжение аппарата выключателя; $0,15 U_{н.а}$ — допустимое длительное повышение напряжения для выключателей; $U_{н.у}$ — номинальное напряжение установки; $\Delta U_{р.у}$ — повышение напряжения в рабочих условиях.

2. Выбор по номинальному току $I_{н.а}$ сводится к выбору выключателя, у которого номинальный ток является ближайшим большим по отношению к расчетному току установки $I_{расч.у}$, т. е. должно быть соблюдено условие $I_{н.а} \geq I_{расч.у}$.

3. Выбор по отключающей способности сводится к проверке того, чтобы расчетная мощность отключения была не больше отключающей способности выключателя (см. табл. 5-1).

4. Выбор выключателя по типу сводится к выбору масляного малообъемного, многообъемного, воздушного или других типов в соответствии с условиями, в которых допустимо или целесообразно применять данный тип выключателя.

5. Выбор выключателя по роду установки производится в зависимости от установки: на открытом воздухе или в помещении (в зависимости от конструктивного решения подстанции).

Если выключатель снабжен устройством автоматического повторного включения, то отключающая способность его снижается, что учитывается введением коэффициента $\kappa_{АПВ} < 1$. Значения $\kappa_{АПВ}$ приведены в [Л. 5-2].

6. Выключатели проверяются по электродинамической и термической устойчивости к токам к.з. (табл. 5-1).

7. Выбор выключателей, устанавливаемых до реактора, следует производить по току к.з. за реактором, т. е. с условием ограничения тока к.з.

Таблица 5-1

Выбор и проверка выключателей

Выбираемая и проверяемая величина	Обозначение	Формулы для выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	$U_{н.а}$	$U_{н.а} \geq U_{н.у}$
Номинальный длительный ток, А	$I_{н.а}$	$I_{н.а} \geq I_{р.у}$
Номинальный ток отключения, кА	$I_{н.о}$	$I_{н.о} \geq I_{р.о}$
То же, но при АПВ, кА	$I'_{н.о}$	$I'_{н.о} \geq \frac{I_{р.о}}{\kappa_{АПВ}}$
Номинальная мощность отключения, тыс. кВ·А	$S_{н.о}$	$S_{н.о} \geq S_{р.о}$
То же, но при наличии АПВ, тыс. кВ·А	$S'_{н.о}$	$S'_{н.о} \geq \frac{S_{р.о}}{\kappa_{АПВ}}$
Допустимый ударный ток к. з., кА	$i_{н.дин}$	$i_{н.дин} \geq i_{у.расч}$
Ток термической устойчивости за время $t_{н.т.у}$, кА	$I_{н.т.у}$	$I_{н.т.у} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{п}}{t_{н.т.у}}}$

Обозначения: $I_{р.о}$ — расчетное значение тока трехфазного к. з. в момент времени $t_{р.о}$ (см. прим. 1), кА; $S_{р.о}$ — мощность к. з. (соответствующая току $I_{р.о}$), тыс. кВ·А; $i_{у.расч}$ — расчетный ударный ток к. з., кА; I_{∞} — расчетный установившийся ток к. з., кА; $\kappa_{АПВ}$ — коэффициент уменьшения отключаемой мощности выключателя при наличии АПВ; $t_{н.т.у}$ — время, к которому отнесен номинальный ток термической устойчивости $I_{н.т.у}$, с (γ выключателей отечественного производства $t_{н.т.у}$ принимается равным 5 и 10 с); $t_{п}$ — приведенное время к. з., с.

Примечания: 1. $I_{р.о}$ и $S_{р.о}$ — расчетные значения тока и мощности к. з. в момент времени отключения $t_{р.о}$, которое следует принимать равным сумме собственного времени выключателя $t_{с.в}$ и минимального времени действия защиты $t_{з.м}$:

$$t_{р.о} = t_{с.в} + t_{з.м}$$

2. Под собственным временем отключения выключателя понимается время от момента подачи импульса на отключающую катушку до начала расхождения дугогасящих контактов. Собственное время выключателя меньше полного времени действия выключателя на величину времени горения дуги.

3. За величину $t_{з.м}$ следует принимать время действия наиболее быстродействующих типов защит (от 0,02 до 0,05 с).

4. При отсутствии специальных данных за расчетное наименьшее время отключения следует принимать: для быстродействующих выключателей 0,15–0,2 с, для быстродействующих выключателей 0,1 с.

5. Если в каталоге не указан допустимый ток отключения I_0 при напряжении установки $U_{н.у}$, меньшем номинального напряжения выключателя $U_{н.а}$, то его можно определить приближенно:

$$I_0 \approx I_{н.о} \frac{U_{н.а}}{U_{н.у}}$$

где $I_{н.о}$ — ток отключения при номинальном напряжении выключателя.

Однако если величина I_0 получится больше предельно допустимого значения тока отключения для данного выключателя, то надо ограничиться этим допустимым током.

Указанное положение справедливо для температуры окружающей среды $\theta_{о.с} = 35^\circ \text{C}$. При $\theta_{о.с} > 35^\circ \text{C}$ номинальный ток выключателя, указанный в паспорте, снижается в соответствии с выражением

$$I_{\theta} = I_{н.а} \sqrt{\frac{75^\circ \text{C} - \theta_{о.с}}{40}}, \text{ А.} \quad (5-10)$$

При $\theta_{о.с} < 35^\circ \text{C}$ допустимый ток выключателя увеличивается на 0,005 $I_{н.а}$ на каждый градус, но всего до величины не более 1,2 $I_{н.а}$.

5-5. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Предохранители выбираются по номинальному току, номинальному напряжению и отключающей способности. По номинальному току предохранители выбираются в

соответствии с табл. 5-2, по номинальному напряжению — тоже в соответствии с табл. 5-2 с учетом возможности превышения рабочего напряжения установки над номинальным напряжением предохранителя в пределах

$$U_{р.у} \leq U_{н.а} + 0,1U_{н.а}$$

Таблица 5-2

Выбор и проверка предохранителей

Выбираемая и проверяемая величина	Формулы для выбора и проверки
Номинальный ток $I_{н.а}$, А	$I_{н.а} \geq I_{р.м}$
Номинальное напряжение $U_{н.а}$, кВ	$U_{н.а} = U_{н.у}$
Номинальная отключаемая мощность $S_{н.о}$, тыс. кВ·А	$S_{н.о} \geq S_{р.о} = S''$
Номинальный отключаемый ток $I_{н.о}$	$I_{н.о} \geq I_{р.о} = I''$

Обозначения. $S'' = \sqrt{3} U_{н.у} I''$; I'' — начальное действующее значение периодической слагающей тока к.з., кА; $U_{н.у}$ — номинальное напряжение в месте к.з., кВ; $I_{р.у}$ — расчетный ток установки, кА; $U_{н.у}$ — номинальное напряжение установки, кВ.

Примечание. При маркировке предохранителей на наибольшее действующее значение полного тока к.з. за первый полупериод (может иметь место только у импортных предохранителей) следует пользоваться соотношением $I_{н.о} \geq I_{р.у}$.

5-6. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАГРУЗКИ

Выключатель нагрузки представляет собой комбинацию из предохранителя и

Таблица 5-3

Выбор и проверка выключателей нагрузки

Выбираемая и проверяемая величина	Формулы для выбора и проверки
Номинальное напряжение выключателя нагрузки $U_{н.а}$, кВ	$U_{н.а} = U_{н.у}$
Номинальный ток неавтоматического отключающего устройства (выключателя нагрузки) $I_{н.в.н}$, кА	$I_{н.в.н} \geq I_{р.м}$
Допустимый ударный ток к.з. выключателя нагрузки $i_{н.дин}$, кА	$i_{н.дин} \geq i_{у.расч}$
Допустимая величина наибольшего действующего значения полного тока к.з. для выключателя нагрузки $I_{у.доп}$, кА	$I_{у.доп} \geq I_{у.расч}$
Ток термической устойчивости $I_{н.т.у}$ за время $t_{н.т.у}$, если выключателем нагрузки пользуются как выключателем рабочих токов без предохранителей, кА	$I_{н.т.у} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{п}}{t_{н.т.у}}}$
Номинальный ток предохранителя $I_{н.а}$, А	$I_{н.а} \geq I_{р.м}$
Номинальный отключаемый ток предохранителя $I_{н.о}$, кА	$I_{н.о} \geq I_{р.о} = I''$
Номинальная отключаемая мощность предохранителя $S_{н.о}$, кВ·А	$S_{н.о} \geq S_{р.о} = S''$

выключающего устройства неавтоматического исполнения. Предохранители, вставляемые в пружинящие контакты, могут быть сменными для разных токов: например: 100, 200, 300 и 400 А.

Выключающее устройство, как правило, рассчитывается на максимальное значение номинального тока предохранителя. Выбор выключателя нагрузки производится по данным табл. 5-3.

5-7. ВЫБОР И ПРОВЕРКА РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Выбор и проверка разъединителей производится в соответствии с выкладками в § 5-4 без учета отключаемого тока и мощности. Выбор шинных разъединителей, устанавливаемых до реакторов, следует производить по значениям токов к.з. за реакторами, т.е. с учетом ограничения тока к.з. реактором.

5-8. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ИЗОЛЯТОРОВ

Опорные изоляторы выбираются и проверяются на разрушающее воздействие от ударного тока к.з. Наихудшим видом нагрузки для изоляторов является тот, который создает наибольший изгибающий момент (рис. 5-1). На растяжение и сжатие фарфор имеет значительно большее разрушающее усилие, чем на изгиб. Разрушающее усилие на изоляторы дается по сериям изготовления (см. разд. 28).

Допустимое усилие определяется путем умножения разрушающего усилия на коэффициент запаса:

$$F_{доп} = 0,6 F_{раз}$$

Проходные изоляторы выбираются и проверяются на электродинамическое и термическое воздействие тока к.з. Проверке на термическое воздействие тока к.з. подвергается токоведущий стержень изолятора. Линейные выводы выбираются и проверяются аналогично проходным изоляторам. Проходные изоляторы и линейные выводы изготавливаются, так же как и опорные изоляторы, по сериям и допускают такие же разрушающие усилия.

При выборе и проверке изоляторов следует обязательно учитывать способ уста-

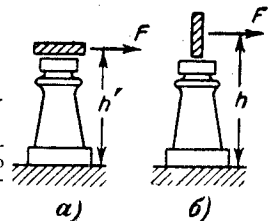


Рис. 5-1. Эскизы расположения шин.

F — направление действия изгибающего усилия; h и h' — плечи усилия F .

Таблица 5-4

Выбор и проверка изоляторов

Выбираемая и проверяемая величина	Формулы для выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{н.а.}$, кВ	$U_{н.а.} \geq U_{н.у}$
Номинальный ток для проходных изоляторов и линейных выводов $I_{н.а.}$, А	$I_{н.а.} \geq I_{р.м}$
Допускаемое усилие на головку изолятора $F_{доп}$, кгс	$F_{доп} \geq F_{расч}$ (рис. 5-1, а), где $F_{расч} = 1,76 \cdot 10^{-2} i^2 \frac{l}{у.расч \cdot a}$
Допустимый ток термической устойчивости для проходных изоляторов и линейных выводов $I_{н.т.у.}$, кА	и $F'_{доп} = \kappa_h F_{доп}$ (рис. 5-1, б) $I_{н.т.у.} \geq I_{\infty}$

Обозначения. $U_{н.а.}$ — номинальное напряжение изолятора, допускающее длительное повышение в рабочем режиме на 15%; $U_{н.у}$ — номинальное напряжение установки вместе с возможным в эксплуатации повышением напряжения; $F_{доп}$ — допустимое усилие на головку изолятора; $F_{доп} = 0,6 F_{раз}$; $F_{расч}$ — усилие на головку изолятора из расчета тока к.з.; κ_h — коэффициент дополнительного снижения нагрузки при расположении колпачков изоляторов в одной плоскости и расположении шины на головке изолятора на «ребро».

новки шины на головке изолятора. На рис. 5-1 приведены способы установки шин на головке изолятора. Установка шины, как указано на рис. 5-1, а, соответствует допускаемому усилию на изолятор по выражению

$$F_{доп} = 0,6 F_{раз},$$

где 0,6 — коэффициент запаса.

При установке шины на головке изолятора на ребро (рис. 5-1, б) в расчет должно быть введено дополнительное снижение нагрузки, обусловленное увеличением плеча действующего усилия, в соответствии с выражением

$$F'_{доп} = F_{доп} \frac{h'}{h} = F_{доп} \kappa_h,$$

где $\kappa_h = h'/h$ и $F'_{доп}$ — допустимое усилие при установке шины на ребро. При этом $F'_{доп} < F_{доп}$.

Разрушающие усилия для изоляторов приведены в разд. 28. Условия выбора и проверки изоляторов приведены в табл. 5-4. Величина коэффициента κ_h может быть

Таблица 5-5

Величина коэффициента κ_h

Высота шины или пакета, мм	Номинальное напряжение изоляторов, кВ		
	3	6 и 10	20 и 35
20—40	0,8	0,8	0,9
50	0,7	0,8	0,8
60	0,7	0,8	0,8
80—100	0,6	0,7	0,8

Примечание. При расположении шин в соответствии с рис. 5-1, а $\kappa_h = 1$.

подсчитана или взята из табл. 5-5. При выборе проходных изоляторов, устанавливаемых на ответвлении от шин до реакторов, их расчет следует вести по току к.з. за реактором, т.е. по току к.з., ограниченному реактором.

5.9. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ШИН

Сечение шин выбирают по нагреву длительно проходящим максимальным током нагрузки и по экономической целесообразности. Проверку шин производят: на устойчивость к электродинамическому воздействию токов к.з. и дополнительным механическим усилиям, возникающим в шинах от собственных колебаний (механический резонанс), и на термическую устойчивость к токам к.з. Рассмотрим перечисленные условия.

Выбор шин по длительно допустимому току. Длительно допустимый ток для прямоугольных шин определяется из выражения

$$I_{доп} = \kappa_1 \kappa_2 \kappa_3 I_{доп.о.} \tag{5-11}$$

где $I_{доп.о.}$ — длительно допустимый ток для одной полосы при температуре шины $\theta_{ш} = +70^\circ\text{C}$, температуре окружающей среды $\theta_{о.с} = 25^\circ\text{C}$ и расположении шин вертикально (на ребро), определяемый из табл. 5-6 и 5-6а; κ_1 — поправочный коэффициент при расположении шин горизонтально (плашмя); $\kappa_2 = 0,95$; κ_3 — поправочный коэффициент, определяющий длительно допустимый ток для многополосных шин (табл. 5-7); κ_3 — поправочный коэффициент для шин при температуре окружающей среды (воздуха $\theta_{о.с}$, отличной от $+25^\circ\text{C}$, определяемый по табл. 5-8.

Таблица 5-6:

Допустимые нагрузки шин

Размеры шин, мм	Нагрузка, А, при числе полюс на полюс или фазу ¹							
	1				2			
	1	2	3	4	1	2	3	4
	Медные шины				Алюминиевые шины			
15×3	210	—	—	—	165	—	—	—
20×3	275	—	—	—	215	—	—	—
25×3	340	—	—	—	265	—	—	—
30×4	475	—	—	—	365/370	—	—	—
40×4	625	—/1090	—	—	480	—/855	—	—
40×5	700/705	—/1250	—	—	540/545	—/965	—	—
50×5	860/870	—/1525	—/1895	—	665/670	—/1180	—/1470	—
50×6	955/960	—/1700	—/2145	—	740/745	—/1315	—/1655	—
60×6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	—	870/880	1350/1555	1720/1940	—
80×6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	—	1150/1170	1630/2055	2100/2460	—
100×6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	—	1425/1455	1935/2515	2500/3040	—
60×8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	—	1025/1040	1680/1840	2180/2330	—
80×8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	—	1320/1355	2040/2400	2620/2975	—
100×8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	—	1625/1690	2390/2945	3050/3620	—
120×8	2400/2600	3400/4440	4340/5600	—	1900/2040	2650/3350	3380/4250	—
60×10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	—	1155/1180	2010/2110	2650/2720	—
80×10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	—	1480/1540	2410/2735	3100/3440	—
100×10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400
120×10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200

¹ В числителе — нагрузка при переменном токе, в знаменателе — на постоянном токе.

Таблица 5-6а

Допустимые нагрузки стальных шин

Размеры стальных шин, мм	Нагрузка, А ¹	Размеры стальных шин, мм	Нагрузка, А ¹
16×2,5	55/70	100×3	305/460
20×2,5	60/90	20×4	70/115
25×2,5	75/110	22×4	75/125
20×3	65/100	25×4	85/140
25×3	80/120	30×4	100/165
30×3	95/140	40×4	130/220
40×3	125/190	50×4	165/270
50×3	155/230	60×4	195/325
60×3	185/280	70×4	225/375
70×3	215/320	80×4	200/430
75×3	230/345	90×4	290/480
80×3	245/365	100×4	325/535
90×3	275/410		

¹ В числителе — нагрузка при переменном токе, в знаменателе — при постоянном.

Таблица 5-7

Значение коэффициента κ_2

Размеры сечения шин, мм	Значения коэффициента κ_2 для шин					
	двухполюсных		трехполюсных		четырёхполюсных	
	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий
60×5	1,75	1,75	—	—	—	—
60×6	1,70	1,75	2,30	2,45	2,90	3,10
60×8	1,70	1,70	2,25	2,40	2,80	3,00
60×10	1,70	1,70	2,25	2,40	2,70	2,95
80×6	1,70	1,75	2,25	2,40	2,80	3,00
80×8	1,65	1,70	2,20	2,35	2,70	2,90
80×10	1,60	1,65	2,10	2,30	2,60	2,90
100×6	1,65	1,70	2,20	2,35	2,70	2,95
100×8	1,60	1,70	2,10	2,30	2,60	2,90
100×10	1,55	1,60	2,05	2,25	2,50	2,80

Таблица 5-8

Значение коэффициента κ_3

Температура окружающей среды (воздуха), °С	κ_3	Температура окружающей среды (воздуха), °С	κ_3
10	1,15	30	0,94
15	1,10	35	0,88
20	1,05	40	0,82
25	1,00	45	0,75

Экономически целесообразное сечение шин должно определяться по условиям, изложенным в разд. 3 и 9. Использовать для этой цели так называемую экономическую плотность тока не рекомендуется.

Проверка шин по условиям воздействия тока к.з. Для соблюдения условий достаточной механической прочности шин при токах к.з. расчетное напряжение в шинах не должно превосходить допускаемого механического напряже-

Таблица 5-9

Значения допустимых напряжений на изгиб для материала шин

Материал и марка шин	$\sigma_{\text{доп}}$ кгс/см ²
Медь МТ	1300
Алюминий АТ	650
Алюминий АТТ	900
Сталь	1600

ния для данного металла шин на изгиб. Допустимые значения напряжения металла шин на изгиб приведены в табл. 5-9.

Применительно к системе и конструкции, изображенной на рис. 5-2, допустимое максимальное усилие на изгиб в шине в зависимости от допустимого механического напряжения $\sigma_{\text{доп}}$ определяется выражением

$$F_{\text{доп}} = \frac{10\sigma_{\text{доп}} W}{l}, \text{ кгс,}$$

где W — момент сопротивления, см^3 ; l — длина пролета между изоляторами, см .

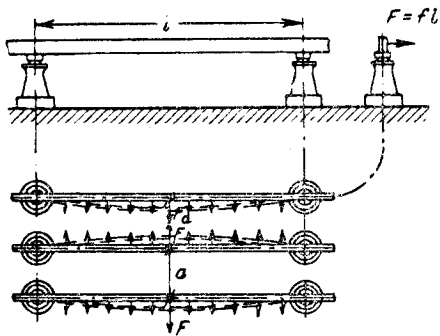


Рис. 5-2. Эскизы установки шин для определения усилий в них при прохождении тока к. з.

Расчетное усилие от динамического воздействия тока короткого замыкания определяется выражением

$$F_{\text{расч}} = 1,76i_{\text{у.расч}}^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2}, \text{ кгс.}$$

Из требования

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$$

следует

$$1,76i_{\text{у.расч}}^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2} \leq \frac{10\sigma_{\text{доп}} W}{l},$$

или

$$i_{\text{у.расч}} \leq \frac{10}{l} \sqrt{\frac{10\sigma_{\text{доп}} W a}{1,76}} = i_{\text{у.доп}}.$$

Максимальное расчетное напряжение в шинах $\sigma_{\text{расч}}$ определяется по следующим формулам.

Однополосные шины

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{расч}} l}{10W}, \text{ кгс/см}^2. \quad (5-12)$$

Число 10 в знаменателе выражения (5-12) определено приближенно и принято на основании приведенных ниже соображений. Шины закрепляются на изоляторах различными способами. На жесткость закрепления оказывают влияние число полос, шинодержатели, способ крепления шин к изоляторам и т. д., а также квалификация

монтажника. Исходя из сказанного, шины можно считать закрепленными как наглухо, так и лежащими на опорах (изоляторах) свободно (рис. 5-3). Из рис. 5-3 следует, что число, которое должно стоять в знаменателе, может меняться в пределах от 8

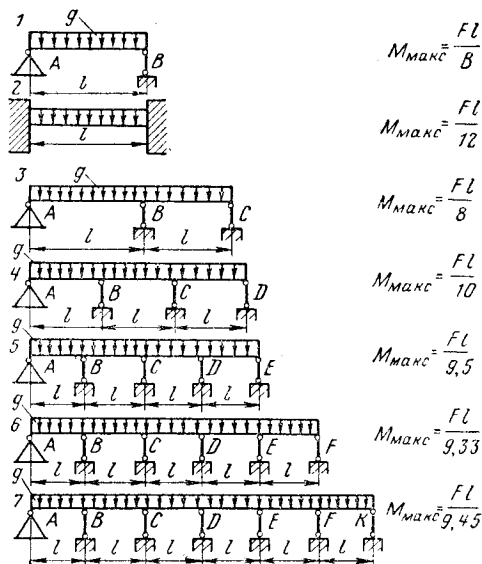


Рис. 5-3. Эскизы вариантов крепления шин для определения числа 10 в знаменателе выражения (5-12).

Таблица 5-10

Значения моментов сопротивлений для шин различной формы

Конструкция шин	$W, \text{ см}^3$
Одно- или многополосные шины, расположенные плашмя (рис. 5-6, а)	$0,17 nbh^2$
Однополосные шины, расположенные на ребро (рис. 5-6, б)	$0,17 hb^3$
Двухполосные шины, расположенные на ребро	$1,44 hb^3$
Трёхполосные шины, расположенные на ребро	$3,3 hb^3$
Круглые шины (рис. 5-6, в)	$0,1 D^3$
Трубчатые шины (рис. 5-6, г)	$0,1 \frac{D^4 - d^4}{D}$

Обозначения: n — число полос в пакете шин; b — толщина одной полосы, см ; h — ширина (высота) шины, см ; D — внешний диаметр круглых и трубчатых шин, см ; d — внутренний диаметр трубчатых шин, см ; F — направление действия усилий между шинами.

Примечание. Предполагается, что расстояние между шинами в пакете равно толщине полосы и пакет скреплен жестко.

до 12, но больше вероятности, что оно будет близко к 10, как и принято в выражении (5-12). Формулы момента сопротивления шин W относительно оси, перпендикулярной направлению действия условия, даны в табл. 5-10.

Многополосные шины. При выполнении шин в виде пакета, собранного из отдельных полос, суммарные механические напряжения в полосе шины слагаются из двух напряжений:

от воздействия между фазами

$$\sigma_{ф.расч} = \frac{F_{расч} l}{10W}, \text{ кгс/см}^2; \quad (5-13)$$

от взаимодействия полос одной фазы, входящих в пакет,

$$\sigma_{п} = \frac{f_{п} l_{п}^2}{2b^2h}, \text{ кгс/см}^2, \quad (5-14)$$

где $f_{п}$ — удельное усилие, приходящееся на 1 см длины, от взаимодействия между полосами пакета, кгс/см; $l_{п}$ — расстояние между прокладками (сухарями) пакета (рис. 5-4):

$$f_{п} = \delta \frac{i_{у.расч}^2}{b} 10^{-2}, \text{ кгс/см.} \quad (5-15)$$

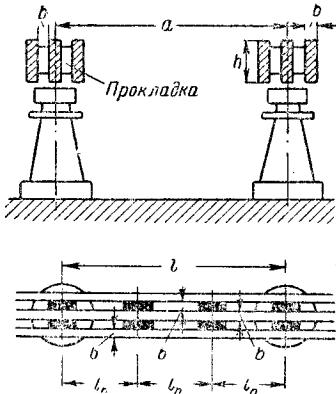


Рис. 5-4. Эскизы к расчету многополосных шин.

Величина δ определяется по кривым на рис. 5-5.

Таким образом, суммарные механические напряжения в шинах определяются выражением

$$\sigma_{\Sigma} = \frac{F_{расч} l}{10W} + \frac{f_{п} l_{п}^2}{2b^2h}, \text{ кгс/см}^2. \quad (5-16)$$

Определение момента сопротивления шин для выбора и проверки их по гокам к.з. Шины в распределительных устройствах применяются в виде прямоугольных полос, трубок, круглых стержней и — при очень больших токах от 2000 А и выше — специальной фигурной формы. Моменты сопротивления не-

которых видов сечений шин можно рассчитать по формулам табл. 5-10 (рис. 5-6).

Для определения динамического усилия в однополосных шинах, создаваемого током к.з., можно пользоваться номограм-

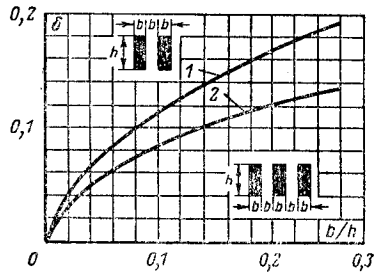


Рис. 5-5. Кривые для определения коэффициента δ . 1 — для двухполосных шин; 2 — для трехполосных шин.

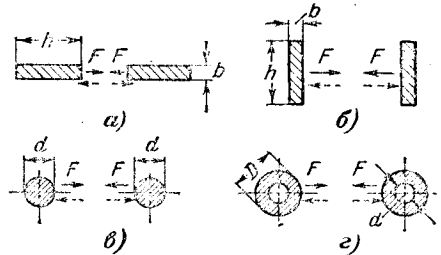


Рис. 5-6. Эскизы к определению момента сопротивления шин (см. табл. 5-10).

мой (рис. 5-7). Электродинамическая устойчивость медных и алюминиевых шин может быть определена по табл. П-3-1 и П-3-2 [Л. 5-2].

Шины должны проверяться на механический резонанс (см. разд. 14).

Термическая устойчивость шин. Для соблюдения условий термической устойчивости шин необходимо, чтобы проходящий по ним ток к.з. не вызывал повышения температуры сверх допустимой предельной величины при кратковременном нагревании. Величины этих предельных температур приведены в табл. 5-11,

Таблица 5-11

Значения предельных температур нагрева шин и термического коэффициента α

Материал шин	Термический коэффициент α	Предельно-допустимая температура при к. з., °С
Медь	6	300
Алюминий	11	200
Сталь	15	400
Сталь при непосредственном присоединении к аппарату	17	300

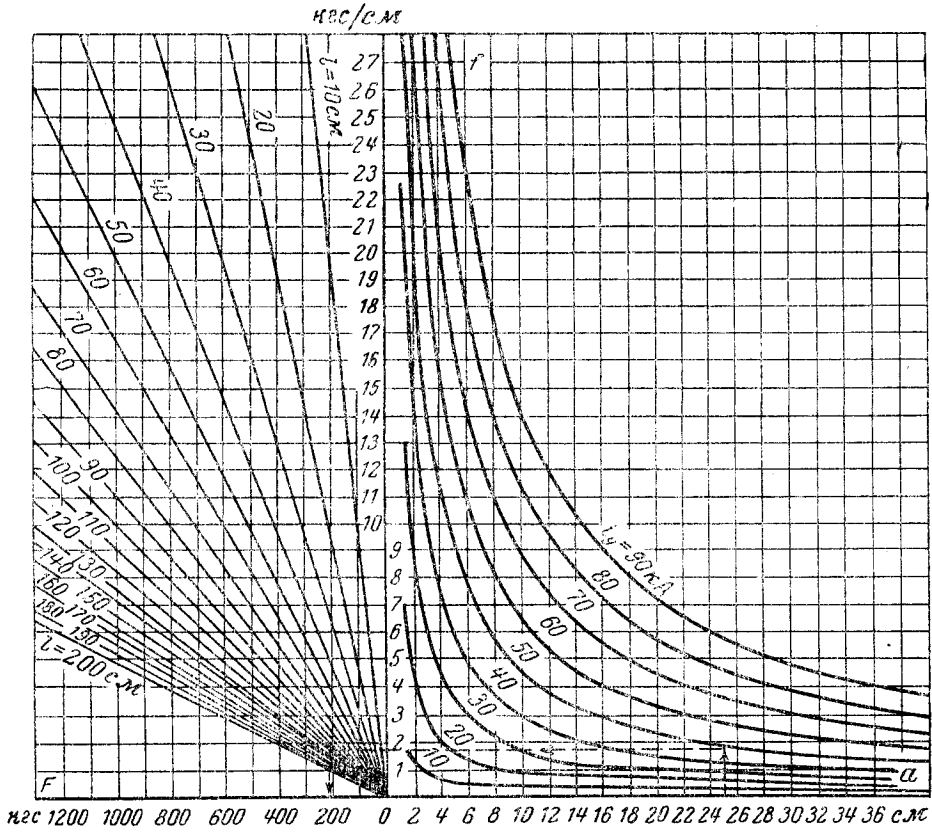


Рис. 5-7. Номограмма для определения усилий в шинах и изоляторах электротехнических устройств при к. з.

при составлении которой было принято условие, что до возникновения к.з. температура шин была ниже или равна температуре при номинальной нагрузке. Практически шины в нормальных режимах всегда имеют температуру ниже номинальной, и при проверке стандартного сечения шин по термической устойчивости следует выби-

рать ближайшее меньшее стандартное сечение.

Конечную температуру, до которой нагревается проводник, можно подсчитать, если при расчетах возникает какое-либо сомнение или необходимо знать температуру кабеля в режиме к.з. Конечная температура нагрева θ_k проводника током к.з. определяется по кривым на рис. 5-8. Для этого подсчитывается значение $A_{\theta k}$ по выражениям (5-17) или (5-18):

$$A_{\theta k} = A_{\theta n} + \frac{B_k}{s}, \text{ А}^2 \cdot \text{с/мм}^2; \quad (5-17)$$

$$A_{\theta k} = A_{\theta n} + \left(\frac{I_{\infty}}{s}\right)^2 t_n, \text{ А}^2 \cdot \text{с/мм}^2, \quad (5-18)$$

где $A_{\theta n}$ определяется по кривым на рис. 5-9 для начальной температуры шины θ_n (до к. з.); B_k характеризует количество тепла, выделенного током к. з. в шине за приведенное время к. з. [см. формулы (5-5)–(5-7)]; s — сечение шины, мм²; t_n — приведенное время к. з., с; I_{∞} — установившийся ток к. з., А.

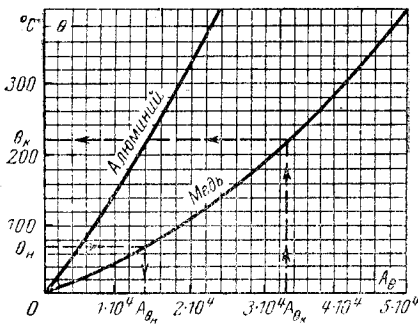


Рис. 5-8. Кривые для определения конечной температуры нагрева θ_k шины при к. з.

Таблица 5-12

Формулы для выбора и проверки шин на термическую устойчивость

Проверяемая величина	Формулы
Номинальный ток I_n , А	$I_n \geq I_{расч}$
Допустимое напряжение в шине на изгиб $\sigma_{доп}$, кгс/см ² :	
однополосные шины	$\sigma_{доп} \geq \frac{f l^2}{10W}$
многополосные шины	$\sigma_{доп} \geq \frac{f l^2}{10W} + \frac{f_1 I_1^2}{2hb^2}$
Расстояние между прокладками многополосных шин l_1 , см	$l_1 \geq \lambda b \sqrt[4]{\frac{h}{f_1}}$
Сечение шины по термической устойчивости $s_{т.у}$, мм ²	$s_{т.у} = \alpha I_\infty \sqrt[4]{t_{п}}$

Обозначения: $t_{п}$ — приведенное время, с; W — момент сопротивления, см³; l — расстояние между опорными изоляторами вдоль оси шин (см. рис. 5-3), см; l_1 — расстояние между прокладками многополосного пакета шин (см. рис. 5-4), см; α — термический коэффициент; λ — коэффициент (см. табл. 5-13); h — наибольший размер поперечного сечения шины, см; f и f_1 — удельные усилия соответственно между фазными шинами и полосами шин одной фазы, определяемые из формул

$$f = 1,76 \cdot 10^{-2} i^2 \frac{l}{a}, \text{ кгс/см;}$$

$$f_1 = \delta \frac{i_y^2 10^{-2}}{b}, \text{ кгс/см.}$$

где δ — коэффициент, находимый по кривым на рис. 5-5; a — расстояние между осями шин, см; b — расстояние между полосами шин одной фазы (просвет) при многополосных шинах, см; i_y — ударный ток к. з., кА.

Минимальное сечение шины по термической устойчивости определяется из выражения (5-19)

$$s_{мин} = \sqrt{\frac{B_k}{A_{\theta макс} - A_{\theta н}}} \approx I_\infty \sqrt{\frac{t_{п}}{A_{\theta макс} - A_{\theta н}}}. \quad (5-19)$$

Для практических расчетов удобнее пользоваться выражением:

$$s_{т.у} \approx \alpha I_\infty \sqrt[4]{t_{п}}, \quad (5-20)$$

где $s_{т.у}$ — термически устойчивое сечение, мм²; α — термический коэффициент по

Таблица 5-13

Значения коэффициентов λ

Материал	Значения коэффициента λ при числе полос	
	2	3
Медь	65	77
Алюминий	57	68
Сталь	76	90

табл. 5-11; I_∞ — установившийся ток к. з., кА; $t_{п}$ — приведенное время к. з., с.

В табл. 5-12 приведены все основные параметры для проверки шин в номинальных условиях и условиях к. з.

Коэффициент λ для формул, приведенных в табл. 5-12, определяется из табл. 5-13.

5-10. ВЫБОР И ПРОВЕРКА РЕАКТОРОВ

Выбор реакторов производится по условиям длительной работы, т. е. по номинальному напряжению U_n , номинальному току I_n и величине индуктивного сопротивления x_p , %, необходимого для желаемой степени ограничения тока к. з. Выбранный реактор следует проверить на термическую и электродинамическую устойчивость при к. з.

Номинальный ток реактора определяют по условиям форсированного режима его цепи, т. е. по максимально возможному длительному току нагрузки при наиболее неблагоприятных эксплуатационных режимах. Например, для цепей параллельных линий — при отключении одной из них или перегрузке за счет резервирования по сети низшего напряжения. Для двоярного группового реактора при определении номинального тока одной ветви необходимо исходить из максимального тока ее цепи

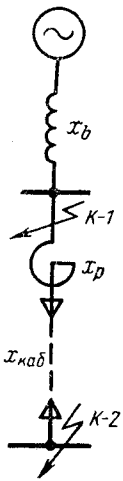


Рис. 5-9. Схема, поясняющая токоограничивающее действие реактора.

при условии, что часть присоединенных к ней линий работает в форсированном режиме, но одна из них не отключена.

При выборе индуктивного сопротивления реактора следует исходить из условия экономически целесообразного ограничения тока к. з. Необходимая степень ограничения тока к. з. при повреждении за реактором определяется параметрами отключающих аппаратов в распределительном устройстве станции или подстанции и сечением кабелей, термическая устойчивость которых должна быть обеспечена при установке реактора.

а) Выбор и проверка обычных реакторов (с одной обмоткой). Схема с реактором для ограничения тока короткого замыкания приведена на рис. 5-9. После того как выбраны напряжение и номинальный ток реактора, следует определить его индуктивное сопротивление. Это сопротивление при заданном типе выключателя за реактором выбирают, исходя из условия, что при к. з. за реактором сверхпереходный ток не должен превосходить номинального тока отключения выключателя. При этом требуемое сопротивление до точки $K-2$ в относительных единицах x_{Σ} при базисном токе $I_б$ будет определяться выражениями

$$x_{\Sigma} = x_c + x_p \geq \frac{I_б}{I_{н.о}} \text{ или } x_{\Sigma} \geq \frac{s_б}{s_{н.о}}. \quad (5-21)$$

Искомое сопротивление реактора в процентах при его номинальном токе $I_{н.а}$ и напряжении $U_{н.а}$ без учета сопротивления кабеля ($x_{каб} \approx 0$) определяется из выражения

$$x_p = (x_{\Sigma} - x_c) \frac{I_{н.а} U_{н.у}}{I_б U_{н.а}} 100, \% \quad (5-22)$$

где $U_{н.у}$ — среднее номинальное напряжение ступени, где выбирается реактор; $I_б$ — базисный ток на этой ступени напряжения; x_c — относительное результирующее сопротивление системы до реактора, приведенное к базисным условиям.

По каталогу выбирается стандартный реактор с индуктивным сопротивлением, ближайшим большим расчетного.

Если известно минимальное сечение кабелей в сети за реактором, то расчет x_p (%) производится аналогично изложенному, но при определении x_{Σ} вместо номинального тока отключения выключателя

(предохранителя) $I_{н.о}$ подставляют $I_{н.т.у}$ — ток термической устойчивости, определяемый как предельно допустимый ток к. з. из условия термической устойчивости кабеля.

Выбор индуктивного сопротивления ветви двоячного реактора выполняют аналогично приведенному выше, так как при к. з. за реактором последний работает в одноцепном режиме и его индуктивное сопротивление равно сопротивлению ветви.

После выбора реактора необходимо определить потери напряжения в нормальном режиме и величину остаточного напряжения на шинах при к. з. за реактором. Потери напряжения в рабочем (длительном) режиме для простого реактора находим из выражения

$$\Delta U = x_p \frac{I_{раб}}{I_{н.а}} \sin \varphi, \% \quad (5-23)$$

Остаточное напряжение на шинах при к. з. за реактором определяется выражением

$$U_{ост} = x_p \frac{I_{к-2}}{I_{н.а}}, \% \quad (5-24)$$

где $I_{к-2}$ — установившееся значение тока к. з. при повреждении за реактором.

Если остаточное напряжение будет меньше $U_{ост.доп}$, равного $0,6 U_n$ (в том случае, когда отсутствуют специальные требования к величине $U_{ост.доп}$), необходимо произвести перерасчет сопротивления реактора по выражению

$$x_{*p(н)} = \frac{U_{ост.доп} x_c I_{н.а} U_{н.у}}{(1 - U_{ост.доп}) I_б U_{н.а}}, \quad (5-25)$$

где $U_{н.а}$ — номинальное напряжение реактора, кВ; $U_{н.у}$ — среднее номинальное напряжение той ступени напряжения, где произошло к. з., кВ; x_c — суммарное относительное сопротивление до реактора, приведенное к базисным условиям; $I_{н.а}$ — номинальный ток реактора, А; $x_{*p(н)}$ — относительное сопротивление реактора, приведенное к номинальным условиям (номинальным данным реактора).

Для получения индуктивного сопротивления реактора в процентах следует воспользоваться выражением

$$x_p = x_{*p(н)} 100\% \quad (5-26)$$

По величине x_p выбирают стандартный реактор с ближайшим большим номинальным значением индуктивного сопротивления.

Выбранный реактор следует проверить на электродинамическую и термическую устойчивость при прохождении через него тока к. з. Электродинамическая устойчивость реактора гарантируется при соблюдении следующего условия:

$$i_{н.дин} \geq i_{у.расч},$$

где $i_{у.расч}$ — ударный ток при трехфазном к. з. за реактором; $i_{н.дин}$ — ток электродинамической устойчивости реактора, т. е.

максимальный ток (амплитудное значение), при прохождении которого через реактор не наблюдается какой-либо остаточной деформации его обмоток.

Термическая устойчивость реактора характеризуется заводом величиной $I_t \sqrt{t}$, поэтому условие термической устойчивости реактора имеет вид:

$$I_t \sqrt{t} > I_\infty \sqrt{t_n} \text{ или } I_t \sqrt{t} > \sqrt{V_{Bк}} \cdot \text{кА} \cdot \text{с}^{1/2}, \quad (5.27)$$

где t_n — приведенное время к. з. [см. (5-3), рис. 4-8], с; I_∞ — установившийся ток при к. з. за реактором, кА; $V_{Bк}$ — тепловой импульс тока к. з., характеризующий количество тепла, выделяющееся в аппарате за время к. з.

Термическая устойчивость реакторов, как правило, очень высока. Проверка на термическую устойчивость может оказаться необходимой только для реакторов с малым относительным сопротивлением при

большой длительности короткого замыкания. В табл. 5-14 приведены основные данные для выбора и проверки обычных реакторов (с одной обмоткой).

б) Выбор и проверка двояных реакторов (с двумя обмотками). Принципиальная схема включения двояного реактора приведена на рис. 5-10.

Для двояного реактора характерными величинами являются индуктивность обмоток L (мГн) и их взаимная индуктивность M (мГн). Отношение $M/L = k_{св}$ называют коэффициентом связи. Для применяемых в практике реакторов коэффициенты связи колеблются в пределах от 0,3 до 0,5. Индуктивности определяются по формулам:

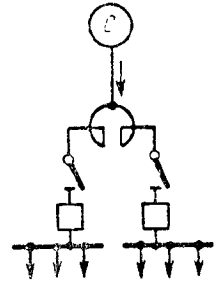


Рис. 5-10. Схема включения двояного реактора.

Таблица 5-14

Выбор и проверка реакторов на ограничение токов к. з.

Проверяемая величина	Формулы
Номинальное напряжение $U_{н.а}$, кВ	$U_{н.а} = U_{н.у}$
Номинальный ток $I_{н.а}$, кА	$I_{н.а} \geq I_{н.у}$
Номинальное реактивное сопротивление $x_{н.р}$, отн. ед.:	
по наибольшему допускаемому току к. з. за реактором	$x_{н.р} > (x_{доп} - x_{сум}) \frac{I_{н.а} U_{н.у}}{I_0 U_{н.а}}$
по наименьшему остаточному напряжению перед реактором (на шинах распределительного устройства)	$x_{н.р} > \frac{U_{ост.доп} I_{н.а} U_{н.у}}{(1 - U_{ост.доп}) I_\Sigma U_{н.а}}$
Пятисекундный ток термической устойчивости $I_{5 н.т.у}$, кА	$I_{5 н.т.у} \geq I_\infty \sqrt{\frac{t_n}{5}}$

Обозначения: $I_{н.а}$ — номинальный ток реактора, кА; $U_{н.а}$ — номинальное напряжение реактора, кВ; $U_{н.у}$ — номинальное (рабочее) напряжение установки, кВ; $x_{доп}$ — наибольшее допустимое расчетное (относительное) реактивное сопротивление цепи к. з., включая сопротивление реактора (величину $x_{доп}$ находят по расчетным кривым, исходя из наибольшей допустимой кратности тока к. з. $k_{доп}$); $x_{сум}$ — существующее расчетное (относительное) реактивное сопротивление до реактора; I_Σ — приведенный суммарный номинальный ток всех источников питания цепи к. з., кА; $U_{ост.доп}$ — допустимое остаточное напряжение на шинах распределительного устройства в долях номинального (при отсутствии специальных требований $U_{ост.доп} = 0,6 U_{н.у}$).

Примечание. Приведенными формулами можно пользоваться при любом заданном времени действия тока к. з. Если реактор выбирают по начальному значению периодической слагающей тока к. з. $I''_{доп}$ и в системе преобладают турбогенераторы, то можно пользоваться формулами:

$$x_{н.р} \geq \left(\frac{1}{I''_{доп}} - \frac{1}{I''_{сум}} \right) \frac{I_{н.а} U_{н.у}}{U_{н.а}}$$

и соответственно

$$x_{н.р} \geq \frac{U_{ост.доп}}{1 - U_{ост.доп}} \frac{I_{н.а} U_{н.у}}{I''_{сум} U_{н.а}}$$

где $I''_{сум}$ — существующее начальное значение периодической слагающей тока к. з. без реактора в точке его предполагаемой установки.

$$x_L = 2\pi fL \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}; \quad x_M = 2\pi fM \cdot 10^{-3}, \text{ Ом},$$

где x_L — индуктивное сопротивление одной ветви двоянного реактора; x_M — сопротивление взаимной индукции ветвей двоянного реактора.

Относительные значения сопротивлений ветви реактора и взаимной индукции ветвей реактора, отнесенные к номинальным условиям, определяются по формулам:

$$x_{*L(n)} = \frac{\sqrt{3} I_{н.а} x_L}{U_{н.а}}; \\ x_{*M(n)} = \frac{\sqrt{3} I_{н.а} x_M}{U_{н.а}}. \quad (5-28)$$

Заметим, что за номинальный ток двоянного реактора принимают номинальный ток одной ветви, средний зажим рассчитан на двойной ток.

Наличие магнитной связи между двумя ветвями реактора обуславливает такой режим работы, когда ток I одной ветви реактора наводит в другой ветви реактора напряжение, равное $Ix_M = Ix_L\kappa_{св}$, которое в свою очередь может иметь направление, совпадающее или противоположное направлению падения в другой ветви реактора.

Таким образом, суммарное падение напряжения в двоянном реакторе зависит от направлений токов в ветвях. Учитывая это, различают следующие характерные режимы работы двоянного реактора: сквозной, продольный, одноцепный (рис. 5-11).

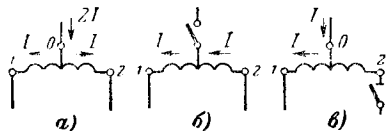


Рис. 5-11. Схемы, поясняющие характерные режимы двоянного реактора.

a — сквозной режим; *б* — продольный режим; *в* — одноцепный режим.

Сквозной режим. В этом режиме цепь от источника тока присоединяют к среднему зажиму, а нагрузки приблизительно одинаковой величины¹ к его концам (рис. 5-11, *a*).

Таким образом, токи, проходящие по обоим половинам реактора, будут иметь противоположные направления и соответственно вызывать уменьшение падения напряжения в каждой из половин реактора. Аб-

солютные значения этих падений напряжения равны:

$$\Delta U_{р.сдв} = Ix_L - Ix_M = Ix_L(1 - \kappa_{св}). \quad (5-29)$$

Если необходимо получить падение напряжения в относительных единицах, то после соответствующего преобразования [вместо x_L подставим в (5-29) $x_L = x_{*L(n)} \times \frac{U_{н.а}}{\sqrt{3} I_{н.а}}$] получается выражение

$$\Delta U_{*р.сдв} = \frac{\sqrt{3} \Delta U_{р.сдв}}{U_{н.а}} = \\ = x_{*L(n)}(1 - \kappa_{св}) \frac{I}{I_{н.а}}, \quad (5-30)$$

где $\Delta U_{*р.сдв}$ — относительное фазное значение падения напряжения в одной ветви реактора.

Таким образом, реактивное сопротивление одной половины реактора как бы уменьшается до величины

$$x'_L = (1 - \kappa_{св}) x_L \quad (5-31)$$

и при $\kappa_{св} = 0,5$ $x'_L = 0,5 x_L$. Соответственно уменьшаются потери напряжения в нормальном режиме, что является достоинством применения двоянного реактора.

Продольный режим (рис. 5-11, *б*). Такой режим возможен, когда реактор отключен со стороны среднего зажима и происходит переток энергии из одной секции в другую. Токи в ветвях реактора одинаковы и направлены в одну сторону. Эти токи будут наводить напряжения взаимной индукции одинакового знака с падением напряжения в каждой из половин реактора.

$$\Delta U_{р.сдв} = Ix_L + Ix_M = Ix_L(1 + \kappa_{св}). \quad (5-32)$$

Относительное значение падения напряжения в ветви равно:

$$\Delta U_{*р.сдв} = x_{*L(n)}(1 + \kappa_{св}) \frac{I}{I_{н.а}}. \quad (5-33)$$

Результирующее значение падения напряжения в обеих ветвях реактора удвоится, т. е.

$$\Delta U'_{*р.сдв} = 2x_{*L(n)}(1 + \kappa_{св}) \frac{I}{I_{н.а}}. \quad (5-34)$$

Результирующее сопротивление двоянного реактора

$$x'_L = 2x_L(1 + \kappa_{св}) \quad (5-35)$$

и при $\kappa_{св} = 0,5$

$$x'_L = 3x_L.$$

Одноцепный режим. В этом режиме током обтекается одна ветвь реактора. Падение напряжения в одноцепном режиме между точками *0* и *1* равно паде-

¹ В эксплуатационной практике трудно добиться присоединения к концам реактора нагрузок одинаковой величины, но к этому надо стремиться. Но и присоединенные одинаковые нагрузки могут в течение суток иметь различные графики потребления энергии, а значит, токи в ветвях могут быть неодинаковой величины.

нию напряжения в простом реакторе с тем же индуктивным сопротивлением:

$$\Delta U = x_L I; \tag{5-36}$$

$$\Delta U_* = x_* L_{(H)} \frac{I}{I_{H.a}}. \tag{5-37}$$

В одноцепном режиме в ветви, в которой отсутствует ток, между точками 0 и 2 индуцируется э. д. с. взаимоиндукции

$$E_{*M} = x_{*M(H)} \frac{I}{I_{H.a}} \tag{5-38}$$

и напряжение у зажимов этой ветви равно:

$$U_{*2} = U_{*0} + E_{*M(H)} = U_{*0} + x_{*M(H)} \frac{I}{I_{H.a}}, \tag{5-39}$$

где U_{*0} — напряжение в точке 0 относительно нейтрала.

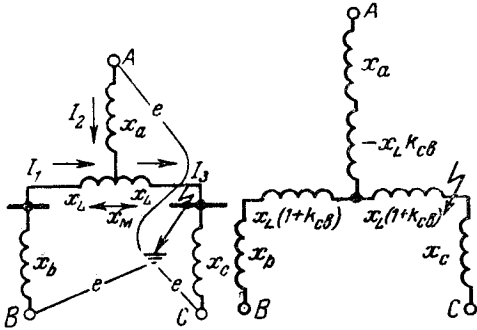


Рис. 5-12. К схеме замещения сдвоенного реактора.

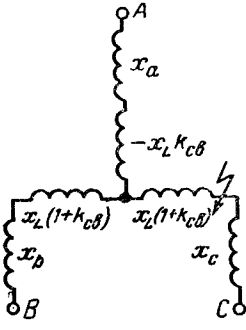


Рис. 5-13. Схема замещения сдвоенного реактора.

Когда ток I невелик, напряжение U_{*2} незначительно отличается от U_{*0} и нормального напряжения сети. Однако при к. з. в рабочей ветви 0—1 напряжение U_{*2} может превысить номинальное напряжение сети несмотря на снижение напряжения у среднего зажима (точка 0).

Схема замещения сдвоенного реактора. Рассмотрим случай, когда сдвоенный реактор связывает три источника питания (рис. 5-12). Все реактивные сопротивления схемы выражены в относительных единицах и приведены к одинаковой базисной величине: x_a, x_b, x_c — соответственно реактивные сопротивления источников A, B и C .

Падение напряжения от системы A до точки к. з. может быть выражено следующим уравнением:

$$\Delta U_A = I_2 x_a + I_3 x_L + I_1 x_L \kappa_{CB}, \tag{5-40}$$

но так как $I_1 = I_3 - I_2$, то

$$\Delta U_A = I_2 (x_a - x_L \kappa_{CB}) + I_3 (x_L + x_L \kappa_{CB}). \tag{5-41}$$

Аналогично падение напряжения от системы B до точки к. з. выразится уравнением

$$\Delta U_B = I_1 x_b + I_1 (x_L + x_L \kappa_{CB}) + I_3 (x_L + x_L \kappa_{CB}). \tag{5-42}$$

Поскольку системы A и B можно условно считать соединенными параллельно, напомним:

$$\Delta U_A = \Delta U_B,$$

откуда

$$I_2 (x_a - x_L \kappa_{CB}) = I_1 (x_b + x_L + x_L \kappa_{CB}). \tag{5-43}$$

Этому уравнению соответствует эквивалентная схема, представленная на рис. 5-13. Все дальнейшие действия по преобразованию схемы для определения результирующего реактивного сопротивления до места к. з. производятся как обычно.

В дальнейшем будем обозначать индуктивное сопротивление ветви сдвоенного реактора x_p .

Схемы включения реакторов. На рис. 5-14, а реактор включен после выключателя. Такая схема очень распространена в отечественных энергетических системах. Отключающую способность выключателя при таком порядке включения принято было выбирать, исходя из величины тока, не ограниченной реактором (расчетная точка К-1), в предположении возможности повреждения в самом реакторе. Отключающая способность выключателей требовалась большой.

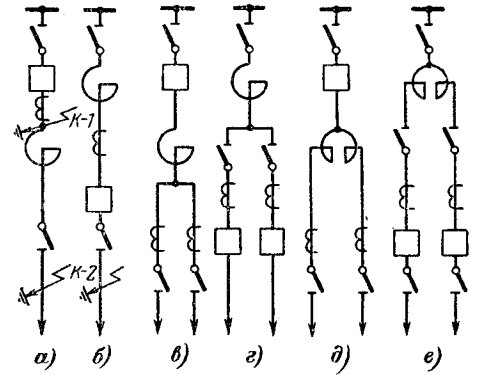


Рис. 5-14. Принципиальные схемы включения линейных сдвоенных реакторов.

Шинные разъединители и шины на участке от сборных шин до реактора выбирали из тех же соображений. Стоимость аппаратов присоединения получалась высокой. Однако опыт эксплуатации показал, что случаи повреждения в реакторах редки. В связи с этим Правила устройства (ПУЭ) рекомендуют выбирать выключатели на реактированных линиях по току, ограниченному реактором (расчетная точка К-2). То же самое относится к шинным разъедини-

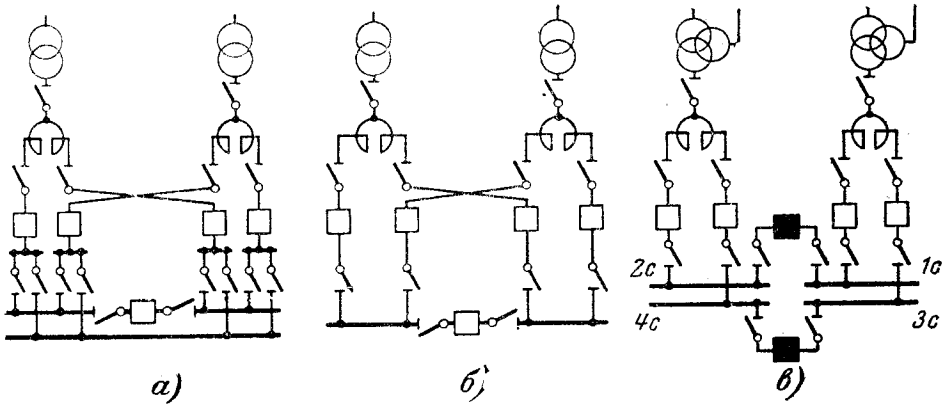


Рис. 5-15. Принципиальные схемы включения сдвоенного реактора в цепь силового трансформатора на стороне 6—20 кВ.

a — в РУ с двумя системами сборных шин с установкой групповых сдвоенных реакторов в цепи каждого из трансформаторов с параллельной работой последних; *б* — в РУ с одной системой сборных шин с установкой групповых сдвоенных реакторов в цепи каждого из трансформаторов с параллельной работой последних; *в* — в РУ с одной системой сборных шин с установкой групповых сдвоенных реакторов в цепях трансформаторов с раздельной работой последних на стороне 6—20 кВ.

телям и шинам на ответвлениях. Предполагается при этом, что применены масляные малообъемные и воздушные выключатели, не опасные в отношении взрыва и пожара. Релейная защита должна быть выполнена так, чтобы при замыкании в реакторе сработывала защита сборных шин.

На рис. 5-14, *б* реактор включен в цепь до выключателя, что соответствует указанной выше предпосылке о малой вероятности повреждения в реакторе. На рис. 5-14, *в* и *г* показаны схемы включения группового линейного реактора, т. е. реактора, к которому подключено несколько линий относительно небольшой мощности. Здесь могут быть предусмотрены либо групповые выключатели со стороны сборных шин (рис. 5-14, *в*), либо индивидуальные выключатели на выходе (рис. 5-14, *г*). В последнем случае обеспечивается независимое отключение линий.

Применение групповых реакторов позволяет уменьшить число присоединений к сборным шинам станций (главных понизительных подстанций) и снизить затраты на сооружение распределительного устройства. Необходимо, однако, учитывать, что с увеличением номинального тока реактора увеличивается и ток к. з. в распределительной сети, что может привести к увеличению затрат. В случае вынужденного отключения группового реактора нарушается работа нескольких линий. Поэтому линии одного направления, резервирующие друг друга, должны быть присоединены к сборным шинам через разные реакторы.

На рис. 5-14, *д* и *е* показаны схемы включения сдвоенного реактора. Сдвоенные реакторы относятся к категории групповых реакторов, так как они защищают по крайней мере две линии. Все сказанное выше

в отношении групповых реакторов относится и к сдвоенным реакторам. Ветви сдвоенного реактора должны быть нагружены по возможности одинаково, чтобы потери напряжения при нормальной работе были минимальными (сквозной режим). В случае отключения одной линии потери напряжения увеличиваются (одноцепный режим). Это должно быть учтено при выборе относительного сопротивления ветвей сдвоенного реактора.

Кроме перечисленных выше схем, находят применение схемы с включением сдвоенного группового реактора в цепь силового трансформатора на стороне 6—20 кВ понизительных подстанций.

На рис. 5-15, *а* и *б* ветви реакторов подключаются к секциям рабочей системы шин так, чтобы трансформаторы и ветви реакторов были нагружены равномерно. На рис. 5-15, *в* загрузка ветвей реакторов зависит от нагрузок соответствующих секций подстанции. В этом случае возможна неравномерная загрузка ветвей реакторов.

Групповые сдвоенные реакторы, включаемые по схемам на рис. 5-15, находят применение на подстанциях с трансформаторами мощностью от 16 до 40 МВ·А. При большей мощности трансформаторов применение групповых сдвоенных реакторов вследствие необходимости выполнения их на очень большой номинальный ток и с большим индуктивным сопротивлением встречает затруднения.

Как показывают расчеты, сдвоенные групповые реакторы с реактивным сопротивлением 7,5—10% обеспечивают вполне допустимые колебания напряжения на секциях при всех суточных изменениях нагрузок даже при $\cos \varphi = 0,8$. Чтобы уменьшить неравномерность загрузки обеих ветвей

сдвоенного реактора, надо к каждой из секций присоединять потребителей по возможности с одинаковыми графиками нагрузок.

Реактивное сопротивление одной ветви сдвоенного реактора должно быть выбрано таким, чтобы мощность к. з. в сети потребителей была ограничена до 200 тыс. кВт·А при 6 кВ и до 350 тыс. кВт·А при 10 кВ с тем, чтобы можно было установить выключатели типа ВМП-10.

Выбор сдвоенных реакторов производится по номинальному току, номинальному напряжению, индуктивному сопротивлению; проверка производится на электродинамическую и термическую устойчивость, остаточное напряжение, потери напряжения.

Обычно выбирают сдвоенный реактор таким образом, чтобы номинальный ток одной ветви был не менее 0,675 номинального тока трансформатора, питающего две секции. В нормальном режиме реактор будет недогружен и за этот счет сможет при аварийных условиях несколько перегружаться (длительно на 15—20%).

Потери напряжения в сдвоенном реакторе подсчитываются по выражению

$$\Delta U = x_{н.р} \% \frac{I_{в}}{I_{н.в}} (1 - \kappa_{св}) \sin \varphi, \% \quad (5-44)$$

где $I_{в}$ — рабочий (расчетный) ток ветви; $I_{н.в}$ — номинальный ток ветви; $\kappa_{св}$ — коэффициент связи; $x_{н.р}$ — индуктивное сопротивление одной ветви реактора, %.

Остаточное напряжение на шинах при

к. з. за сдвоенным реактором определяется по выражению

$$U_{ост} = x_{н.р} \% \left(\frac{I_{к.в}}{I_{н.в}} - \kappa_{св} \frac{I_{д.в}}{I_{н.в}} \right), \% \quad (5-45)$$

где $I_{к.в}$ — ток к. з. при повреждении за ветвью реактора; $I_{д.в}$ — рабочий (расчетный) ток другой ветви; $I_{н.в}$ — номинальный ток реактора.

Если остаточное напряжение будет иметь величину, меньшую $U_{ост.доп}$, то необходимо выбрать сопротивление ветви сдвоенного реактора по выражению (5-25), в котором вместо $I_{н}$ нужно подставить номинальный ток ветви $I_{н.в}$.

Выбранный сдвоенный реактор следует проверить на электродинамическую устойчивость. В табл. 5-15 приведены основные данные для выбора и проверки сдвоенных реакторов.

5-11. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Трансформаторы тока выбираются по номинальному току, номинальному напряжению, нагрузке вторичной цепи, обеспечивающей погрешность в пределах паспортного класса точности. Трансформаторы тока проверяются на внутреннюю и внешнюю электродинамическую устойчивость и термическую устойчивость к токам к. з. Выбор трансформаторов тока по номинальному току состоит в соблюдении условия

$$I_{н.а} \geq I_{н.у} \quad (5-46)$$

Таблица 5-15

Выбор и проверка сдвоенных реакторов

Проверяемая величина	Формулы
Номинальное напряжение $U_{н.а}$, кВ	$U_{н.а} \geq U_{н.у}$
Номинальный ток ветви $I_{н.а}$, кВ	$I_{н.а} \geq 0,675 I_{н.т}$
Номинальное реактивное сопротивление ветви реактора $x_{н.р}$, отн. ед:	
по наибольшему допускаемому току к. з. (по номинальному току отключения аппарата или номинальному току термической устойчивости кабеля)	или $x_{н.р} = (x_{доп} - x_{сущ}) \frac{I_{н.а} U_{н.у}}{I_{\Sigma} U_{н.а}}$
	$x_{доп} = x_c + x_p \geq \frac{I_6 U_{н.у}}{I_{н.о} U_{н.а}}$
	для кабелей $I_{н.о}$ может быть заменено $I_{т.у.(\kappa)}$
по номинальному остаточному напряжению перед реактором	$x_{н.р} \geq \frac{U_{ост.доп} x_{сущ} I_{н.а} U_{н.у}}{(1 - U_{ост.доп}) I_{\Sigma} U_{н.а}}$
Номинальный ток электродинамической устойчивости (амплитудное значение) $i_{н.дин}$, кА	$i_{н.дин} \geq i_{у.расч}$
Пятисекундный ток термической устойчивости I_5 , кА	$I_5 \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_p}{5}}$

Обозначения: $I_{н.т}$ — номинальный ток силового трансформатора, в цепи которого установлен сдвоенный реактор; $i_{у.расч}$ — ударный ток, полученный из расчета токов к. з.; I_5 — пятисекундный ток термической устойчивости, гарантированный заводом, выпускающим сдвоенные реакторы; I_{∞} — установившийся ток к. з. из расчета.

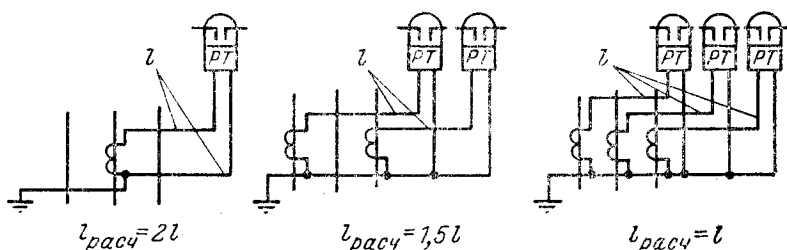


Рис. 5-16. Варианты включения реле тока (или соответственно приборов) для определения расчетной длины проводов при установке трансформаторов тока.

Однако, выбрав трансформатор по выражению (5-46), часто приходится повышать величину $I_{н.а}$ и иметь соотношение, когда

$$I_{н.а} = 5 - 10 I_{н.у}.$$

Причина этого в том, что при питании от мощных энергосистем малых по мощности цеховых трансформаторов трансформаторы тока оказываются неустойчивыми к динамическим воздействиям токов к. з. Иногда это несоответствие так велико, что приходится отказываться от установки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, переводить установку счетчиков для учета электроэнергии на сторону низшего напряжения и защищать трансформаторы плавкими предохранителями. И то, и другое хорошо согласуется с современными взглядами на вопросы защиты, автоматики и учета электроэнергии. Из этих соображений такое решение не является отрицательным.

Выбор трансформаторов тока по номинальному напряжению сводится к сравнению номинальных напряжений трансформатора тока и установки, для которой он предназначен. В этом случае достаточно, чтобы соблюдалось условие, когда

$$U_{н.а} \geq U_{н.у}.$$

Выбор трансформатора тока по нагрузке вторичной цепи для обеспечения его работы в требуемом классе точности состоит в соблюдении условия

$$S_{2н} \geq S_{расч}.$$

где $S_{2н}$ — допустимая (номинальная) нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока, В·А; $S_{расч}$ — расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном (рабочем) режиме, В·А.

Допустимая нагрузка вторичной цепи трансформатора тока равна:

$$S_{2н} = I_{2н}^2 z_{2н},$$

здесь $I_{2н}$ — номинальный ток вторичной обмотки; $z_{2н}$ — полное допустимое сопротивление внешней цепи:

$$z_{2н} \approx \Sigma r_{приб} + r_{доп} + r_{конт},$$

где $\Sigma r_{приб}$ — сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле; $r_{доп}$ — допустимое сопротивление со-

единительных проводов; $r_{конт}$ — сопротивление контактов (в расчете обычно его принимают равным 0,1 Ом).

Необходимое минимальное сечение соединительных проводов

$$S_{расч} = \frac{\rho l_{расч}}{r_{доп}},$$

где $l_{расч}$ — расчетная длина соединительных проводов; ρ — удельное сопротивление провода.

Расчетная длина соединительных проводов определяется с учетом схемы включения приборов (рис. 5-16). При схеме полной звезды $l_{расч} = l$; при схеме неполной звезды $l_{расч} = 1,5 l$; при одном трансформаторе тока $l_{расч} = 2 l$, где l — длина провода (в один конец), соединяющего трансформатор тока и прибор.

Принимаемое стандартное сечение должно быть не меньше расчетного. Минимальное сечение проводов во вторичной цепи трансформатора тока 2,5 мм² для алюминиевых и 1,5 мм² для медных проводов.

Проверка трансформаторов тока на электродинамическую устойчивость трансформатора тока обычно характеризуют отношением $i_{н.дин}$ к амплитуде номинального первичного тока, которое называют коэффициентом внутренней электродинамической устойчивости κ_d :

$$\kappa_d = \frac{i_{н.дин}}{\sqrt{2} I_{н.а}}. \quad (5-47)$$

Этот коэффициент задается заводом-изготовителем. Следовательно, условие проверки трансформатора тока можно записать:

$$i_{у.расч}^{(3)} \leq \kappa_d \sqrt{2} I_{н.а}. \quad (5-48)$$

Проверка на внешнюю электродинамическую устойчивость трансформаторов тока производится путем определения и сравнения расчетного усилия с допустимым усилием, приходящимся на головку изолятора трансформатора тока, имеющую большее плечо. Внешняя динамическая устойчивость проверяется только у шинных и многовитковых трансформаторов тока. Для одновитковых трансформаторов внешняя и внутренняя устойчивость проверяется по одной формуле (табл. 5-16).

Проверка трансформаторов тока на термическую устойчивость к токам

Таблица 5-16

Выбор и проверка трансформаторов тока

Проверяемая величина	Формулы
Номинальный первичный ток $I_{н.а}$, А	$I_{н.а} \geq I_{н.у}$
Номинальное напряжение $U_{н.а}$, кВ	$U_{н.а} \geq U_{н.у}$
Нагрузка вторичной обмотки $S_{2н}$, В·А	$S_{2н} \geq S_{2расч}$
Кратность допускаемого тока внутренней электродинамической устойчивости κ_D	$\kappa_D \geq \frac{i_{у.расч}}{\sqrt{2} I_{н.а}}$
Допустимое усилие на головку изолятора трансформатора тока со стороны конца J_2 (внешняя динамическая устойчивость) F_D , кгс	$F_D \geq 0,88 \cdot 10^{-2} \frac{i_{у.расч}^2 l}{a}$
Кратность односекундного тока термической устойчивости $\kappa_{т.у}$	$\kappa_{т.у} \geq \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{п}}}{I_{н.а} \sqrt{t_{н.т.у}}}$

Обозначения. $i_{у.расч}$ — ударный ток к.з., кА; I_{∞} — установившийся ток к.з., кА; $t_{п}$ — приведенное время к.з., с; $I_{н.а}$ — номинальный ток трансформатора тока в первичной цепи, кА; a — расстояние между осями фаз, см; l — расстояние от трансформатора до ближайшего опорного изолятора со стороны конца J_2 , см.

Примечания: 1. Внутренняя и внешняя динамическая устойчивость трансформаторов тока ТПОФ проверяется по формуле

$$\kappa_D \geq \frac{\sqrt{20}}{a} \frac{i_{у.расч}}{I_{н.а}}$$

2. Устойчивость встроенных трансформаторов тока не проверяется.

3. Если в каталогах кратность тока электродинамической устойчивости дана для вторичной номинальной нагрузки в высшем классе точности, то при отличии действительной нагрузки от номинальной вводится поправка по формуле

$$\kappa'_D = \kappa_D \frac{\beta + z_{2н}}{\beta + z_{2д}}$$

где $z_{2н}$ — номинальное сопротивление вторичной цепи, Ом; β — коэффициент, определяемый из § 10-6 [Л. 5-5].

4. Если требуется, чтобы при к.з. погрешность измерительных приборов или реле не превышала 10%, следует проверять кратность насыщения трансформатора тока, приводимую в каталогах, по формуле

$$\kappa_{нас} \geq \frac{i_{у.расч}}{\sqrt{2} I_{н.а}}$$

короткого замыкания. Термическую устойчивость трансформатора тока обычно характеризуют отношением тока термической устойчивости к номинальному первичному току, которое называют коэффициентом термической устойчивости $\kappa_{т.у}$:

$$\kappa_{т.у} = \frac{I_{н.т.у}}{I_{н.а}} \quad (5-49)$$

Коэффициент термической устойчивости задается заводом-изготовителем. Следовательно, условие термической устойчивости для трансформатора тока можно записать:

$$I_{\infty}^2 t_{п} \leq (\kappa_{т.у} I_{н.а})^2 t_{н.т.у} \quad (5-50)$$

Условия выбора трансформатора тока и его проверки даны в табл. 5-16.

5-12. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбирают по номинальному напряжению первич-

ной цепи, классу точности и схеме соединения обмоток. Соответствие классу точности следует проверить путем сопоставления номинальной нагрузки вторичной цепи с фактической нагрузкой от подключенных приборов. Для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю следует применять трехфазный пятистержевой трансформатор напряжения.

Если схема соединения обмоток трансформатора напряжения соответствует схеме соединения параллельных катушек измерительных приборов (например, ваттметров и счетчика к двум однофазным трансформаторам напряжения, соединенным по схеме открытого треугольника), то нагрузку на каждую фазу легко определить, суммируя нагрузку всех параллельных катушек приборов (реле):

$$S_{2расч} = \sqrt{(\sum P_{приб})^2 + (\sum Q_{приб})^2} \quad (5-51)$$

Если схемы соединенных обмоток трансформатора напряжения и катушек напряжения приборов различны (например, при-

Таблица 5-17

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на допустимую нагрузку

<p>Схемы включения нагрузок при соединении обмоток трансформаторов напряжения в полную звезду</p>				
		<p>Фаза a</p> S_a	$\frac{1}{2} (S_{ab} + S_{ac})$	$\frac{1}{2} S_{ab}$
<p>Формулы для нагрузок фаз</p>		<p>Фаза b</p> S_b	$\frac{1}{2} (S_{ab} + S_{bc})$	$\frac{1}{2} (S_{ab} + S_{bc})$
		<p>Фаза c</p> S_c	$\frac{1}{2} (S_{bc} + S_{ac})$	$\frac{1}{2} S_{bc}$
		<p>Схемы включения нагрузок при соединении обмоток трансформаторов напряжения в открытый треугольник</p>		
<p>Формулы для нагрузок фаз</p>		<p>Фаза ab</p> $S_a + \frac{1}{2} S_b$	$S_{ab} + \frac{1}{2} S_{ac}$	S_{ab}
		<p>Фаза bc</p> $S_c + \frac{1}{2} S_b$	$S_{bc} + \frac{1}{2} S_{ac}$	S_{bc}

соединение ваттметров и счетчиков к трехфазному трансформатору напряжения с соединением обмоток звезда—звезда), то нагрузку на каждую фазу точно определить нельзя. В этом случае обычно подсчитывают полную трехфазную нагрузку от всех измерительных приборов и сравнивают ее с трехфазной номинальной мощностью трансформатора или группы трех однофазных трансформаторов в данном классе точности.

Формулы для вычисления нагрузок фаз трансформаторов напряжения при разных схемах соединения даны в табл. 5-17.

За номинальную мощность $S_{н.а}$ следует принимать:

1) мощность всех трех фаз — для трансформаторов, соединенных по схеме звезды;

2) удвоенную мощность одного трансформатора — для однофазных трансформаторов, соединенных по схеме открытого треугольника.

Определив нагрузку фаз трансформаторов по формулам табл. 5-18 или по формуле (5-51), приравниваем ее к номинальной

вторичной нагрузке выбранного трансформатора напряжения при необходимом обеспечении класса точности. Следовательно, условием проверки трансформаторов напряжения на погрешность является следующее неравенство:

$$S_{расч} \leq S_{н.а}$$

Мощности, потребляемые обмотками напряжения измерительных приборов, и значения $\cos \phi$ можно принимать по табл. 5-18.

Сечения проводов и кабелей, питающих цепи напряжения счетчиков, должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,5% номинального напряжения. Проверку по динамической и термической устойчивости аппаратов и ошиновки цепей трансформаторов напряжения при условии расположения их в отдельной камере производить не нужно. Для выбора и проверки трансформаторов напряжения приведена табл. 5-19.

Таблица 5-18

Мощность, потребляемая обмотками напряжения измерительных приборов

Наименование прибора	Полная потребляемая прибором мощность, В·А	Тип
Вольтметр электромагнитный	2,6	Э377
Амперметр электромагнитный	5	Э309
Ваттметр ферродинамический	0,52	Д585
Ваттметр и варметр ферродинамический	1,5	Д335
Частотомер вибрационный	2	В80
Частотомер ферродинамический	12	Д506
Частотомер электромагнитный	3	Э8004
Частотомер электромагнитный	3	Э371
Фазометр ферродинамический	5	Д301
Фазометр универсальный	15	Д586
Счётчик трёхфазный трансформаторный	1,5	САЗ-И670
Счетчик трехфазный	1,5	САЗ-И677
Счётчик однофазный	1,2	СО-2М
Реле напряжения	0,15	РН51
Реле напряжения	15	РЭВ84
Реле мощности	35	РБМ271
Отключающая катушка минимального напряжения	30	ПРБА

Таблица 5-19

Проверка трансформаторов напряжения по классу точности

Проверяемая величина	Формулы выбора и проверки
Номинальное первичное напряжение $U_{н.г}$, кВ	$U_{н.а} \geq U_{н.у}$
Тип и схема соединений обмоток	В зависимости от значения
Нагрузка на фазу $S_{2н}$, В·А	$S_{2расч} \leq S_{2н}$
Погрешность N , %	$N \leq N_{доп}$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 5-1. Правила устройства электроустановок. М., «Энергия», 1966.
- 5-2. Федоров А. А. Электроснабжение промышленных предприятий. М., Госэнергоиздат, 1961.
- 5-3. Двоскин Л. И. Сдвоенные токоограничивающие реакторы. М., Госэнергоиздат, 1957.
- 5-4. Справочник электрика промышленных предприятий, под ред. А. А. Федорова и П. В. Кузнецова. М., Госэнергоиздат, 1954.
- 5-5. Справочник энергетика промышленных предприятий под ред. А. А. Федорова, Г. В. Сербиновского и Я. М. Большама. М., Госэнергоиздат, т. 1, 1961.
- 5-6. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий, М., «Энергия», 1967.

РАЗДЕЛ ШЕСТОЙ

ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Схемы электроснабжения промышленных предприятий делаются на схемы внешнего и внутреннего электроснабжения. Схемы электроснабжения выбираются из соображений надежности, экономичности и безопасности. Надежность определяется в зависимости от категории потребителей. Если в числе приемников или потребителей пред-

приятия имеется хотя бы один, относящийся к первой категории, то количество источников питания должно быть не менее двух.

При выборе схемы электроснабжения промышленного предприятия существенную помощь оказывает картограмма нагрузок. По картограмме легко определить, требуется ли искать один центр нагрузок или несколько. Определение центра нагрузок можно произвести

математически точно, и это позволяет при проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий правильно намечать места главной понизительной подстанции (главной распределительной подстанции) и распределительных пунктов (РП).

Правильный выбор мест расположения подстанций и РП на территории промышленного предприятия позволяет составить наиболее рациональную схему электроснабжения (наименьшие длины питающих линий, соответственно потери мощности и т. д.).

Прежде чем перейти к выбору схем электроснабжения, рассмотрим несколько положений, определяющих этот выбор. Число источников питания связано с категорией потребителей и приемников. В соответствии с ПУЭ потребители

1) первой категории должны иметь не менее двух независимых источников питания и перерыв их электроснабжения может быть допущен только на время автоматического ввода резервного питания;

2) второй и третьей категорий могут иметь один, два и более источников питания.

Этот вопрос решается в зависимости от убытков (ущерба) производства при прекращении электроснабжения и особенностей государственного значения объекта.

Источники питания называются независимыми, если нарушение режима или повреждение одного из них не влечет за собой нарушения режима или прекращения работы другого. Независимыми источниками питания считаются:

- собственные электростанции или генераторы предприятия;
- питающие предприятия линии;
- подстанции, связывающие систему электроснабжения предприятия с электросетями или станциями энергосистем;
- отдельные секции сборных шин электростанции или подстанции, имеющие не-

сколько генераторов или трансформаторов, причем должны быть соблюдены следующие условия:

1) каждая секция шин имеет питание от разных генераторов (не менее двух) или трансформаторов;

2) секции электрически не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной из секций.

Выбор источников питания является предметом особого рассмотрения в каждом отдельном конкретном случае.

6-2. ВЫБОР СХЕМ ПО УСЛОВИЯМ НАДЕЖНОСТИ ПИТАНИЯ

Для обеспечения надежности питания могут применяться различные способы, включая резервирование. В общем случае требуемая надежность питания для систем электроснабжения промышленных предприятий может быть обеспечена необходимым количеством генераторов, трансформаторов, секций шин, питающих линий и средствами автоматики. Рассмотрим это подробнее.

Проектирование схем электроснабжения промышленных предприятий всегда начинается с определения электрических нагрузок отдельных узлов потребления электрической энергии (обычно будущих цеховых подстанций и главной понизительной подстанции). Так, например, если взять будущую систему электроснабжения, приведенную на рис. 6-1, то проектирование схемы для этой системы электроснабжения начинается прежде всего с решения вопросов о выборе числа и мощности трансформаторов в узлах 1—7. После того как будет решен этот вопрос, переходят к определению числа и пропускной способности линий, связывающих указанные узлы нагрузок с источниками питания. Этот вопрос может решаться одновременно с выбором числа и мощности трансформаторов, что в общем случае и де-

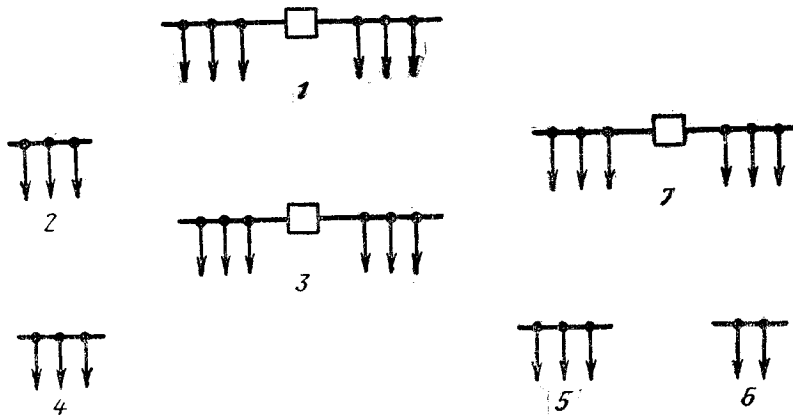


Рис. 6-1. Схематическое размещение на территории промышленного предприятия подстанций по топографическим данным, совпадающих с центрами электрических нагрузок соответствующих цехов. Схема каждой подстанции отвечает требованиям надежности электроснабжения.

лается. На рис. 6-1 приведены узлы питания, в которых сосредоточены нагрузки. Топографически это выглядит в виде картограммы нагрузок на генеральном плане промышленного предприятия.

Для удобства рассуждения и понимания вопроса рассмотрим наиболее простые схемы и на них докажем общность выводов для более сложных случаев проектирования схем электроснабжения промышленных предприятий. Электрические нагрузки вместо их картограммы будем характеризовать числом стрелок, отходящих от шин подстанции.

Рассматривая вопрос о выборе числа и мощности трансформаторов в узле I (рис. 6-1), будем считать его питающим (будущей ГПП) и по техническим соображениям (токи короткого замыкания, номинальные токи, напряжения и т. д.) устанавливаем в этом узле трансформаторы с выключателями на сторонах высшего и низшего напряжения с шинными разъединителями. Исходя из изложенного, для этого узла могут быть запроектированы две схемы (рис. 6-2, а и б).

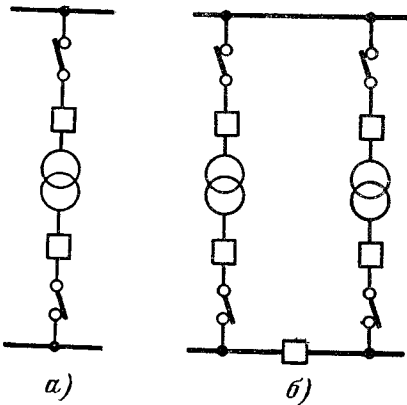


Рис. 6-2. Одна из типичных схем электроснабжения.

а — с одной цепью питания; б — с двумя цепями.

Для большей общности в рассуждениях предположим, что с технической точки зрения в соответствии с ПУЭ обе схемы могут быть достаточно обоснованы. Задача заключается в том, чтобы из двух намеченных схем выбрать одну с наилучшими технико-экономическими показателями.

Оптимальный вариант схемы выбирается на основе сравнения расчетных приведенных затрат по каждому варианту:

$$Z_i = p_n K_i + C_{эi} + Y_i,$$

где p_n — нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат; K_i — капитальные затраты (основные и оборотные средства) по каждому варианту; $C_{эi}$ — годовые эксплуатационные расходы; Y_i — го-

довой ущерб от перерывов электроснабжения.

Обычно величина капитальных затрат K_i и годовых эксплуатационных расходов $C_{эi}$ по сравнению с величиной годового ущерба Y_i находится в обратной зависимости (рис. 6-3). С ростом затрат увеличивается надежность схемы электроснабжения

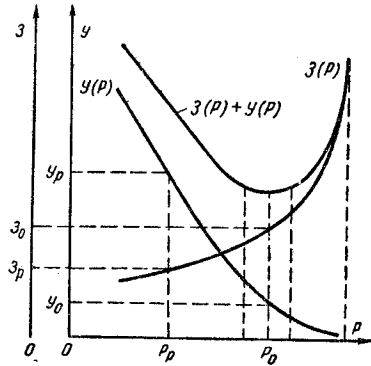


Рис. 6-3. Кривые зависимости годовых приведенных затрат (Z) и ущерба (Y) в зависимости от надежности электроснабжения (P).

и, следовательно, уменьшается величина годового ущерба от перерывов электроснабжения.

Ущерб потребителя электрической энергии от перерывов электроснабжения состоит из двух составляющих: ущерба от самого факта перерыва электроснабжения (независимо от продолжительности перерыва) и ущерба, пропорционального длительности перерыва электроснабжения. С учетом сказанного суммарный годовой ущерб потребителей можно определить по формуле

$$Y = Y_1 N + Y_2 t_{\Sigma}, \quad (6-1)$$

где Y_1 — ущерб от самого факта перерыва электроснабжения; Y_2 — ущерб на единицу длительности перерыва электроснабжения; N — число перерывов электроснабжения за год; t_{Σ} — суммарная продолжительность перерывов электроснабжения в течение года, ч.

Выражение для расчетных затрат может быть переписано с учетом (6-1) в виде

$$Z_i = p_n K_i + C_{эi} + Y_1 N + Y_2 t_{\Sigma}. \quad (6-2)$$

Таким образом, для выбора оптимального варианта системы электроснабжения необходимо решить три взаимосвязанные технические и технико-экономические задачи:

1) определение надежности рассматриваемых вариантов системы электроснабжения;

2) определение капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов, соответствующих каждому варианту системы электроснабжения;

3) оценка ущерба потребителя от пере-

рывов электроснабжения в зависимости от надежности питания.

а) Количественные характеристики надежности систем электроснабжения. Под надежностью системы электроснабжения в соответствии с ГОСТ 13377-67 понимается свойство системы выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели в заданных пределах, в течение требуемого промежутка времени или требуемой наработки. Являясь комплексным свойством, надежность системы электроснабжения не может с достаточной полнотой характеризоваться одним каким-либо показателем. Для объективной количественной характеристики надежности системы электроснабжения выбирается ряд параметров, определяющих одну из сторон надежности электроснабжения:

безотказность — свойство системы электроснабжения сохранять работоспособность в течение некоторой наработки без вынужденных перерывов;

ремонтпригодность — свойство системы электроснабжения, заключающееся в приспособленности ее к предупреждению, обнаружению, устранению отказов и неисправностей путем проведения технического обслуживания и ремонтов;

работоспособность — состояние системы электроснабжения, при котором она способна выполнять заданные функции с параметрами, установленными требованиями технической документации.

В частности, для рассматриваемого класса систем электроснабжения, являющихся системами длительного использования с восстановлением, принимаются следующие основные характеристики надежности:

ω — параметр потока отказов электроснабжения, определяемый средним количеством отказов системы в единицу времени (например, за год);

T_B — среднее время восстановления системы электроснабжения, определяемое как среднее время вынужденного перерыва электроснабжения, вызванного отысканием и устранением одного отказа;

$P(\tau)$ — вероятность безотказной работы системы электроснабжения, определяемая как вероятность того, что в течение времени τ не возникнет отказа системы;

K_T — коэффициент готовности системы электроснабжения, определяемый вероятностью того, что она будет работоспособна в произвольно выбранный момент времени в промежутках между выполнениями планового технического обслуживания.

Помимо указанных основных характеристик надежности в некоторых случаях для отражения тех или иных свойств конкретной системы электроснабжения могут использоваться некоторые дополнительные характеристики. К ним относятся: длительность t_p и периодичность m_p планово-предупредительных ремонтов, стационарная вероятность нахождения системы электро-

снабжения в состоянии простоя, коэффициент простоя K_n и другие.

Между количественными характеристиками надежности существует определенная взаимосвязь. Вероятность безотказной работы системы электроснабжения при произвольном законе распределения времени работы системы между отказами может быть определена как

$$P(\tau) = \exp \left\{ - \int_{\tau_1}^{\tau_2} \omega(\tau) d\tau \right\},$$

откуда для экспоненциального распределения ($\omega = \text{пост.}$)

$$P(\tau) = \exp \{ -\omega\tau \}. \quad (6-3)$$

Среднее время работы системы между отказами

$$T = \int_0^{\infty} P(\tau) d\tau,$$

а для экспоненциального закона распределения

$$T = \int_0^{\infty} e^{-\omega\tau} d\tau = \frac{1}{\omega}, \quad (6-4)$$

откуда видна взаимосвязь времени работы и параметра потока отказов.

Коэффициент готовности системы электроснабжения

$$K_T = \frac{T}{T + T_B} \text{ при } T \gg T_B;$$

отсюда коэффициент простоя

$$K_n = \frac{T_B}{T} = \omega T_B, \text{ а } K_T + K_n = 1. \quad (6-5)$$

Оценивая надежность электроснабжения отдельного потребителя, практически невозможно рассматривать всю схему, начиная с агрегатов электростанции. Энергетическая система (или отдельная станция) в этом случае должна рассматриваться как элемент системы электроснабжения (источник питания) с заданной степенью надежности.

Основной задачей анализа надежности электроснабжения является оценка количественных показателей надежности электроснабжения системы, включая и источник питания, если различные варианты систем предусматривают использование различных источников. Для этого прежде всего реальная система электроснабжения заменяется структурной схемой или блок-схемой, в которой элементы системы электроснабжения представляются в виде отдельных блоков.

Блок-схема заменяет реальные связи между элементами системы электроснабжения условными, отражающими влияние надежности каждого отдельного элемента на надежность системы в целом.

Соединение блоков в блок-схеме может быть последовательным, когда отказ

каждого из элементов приводит к отказу системы, и параллельным, когда отказ системы наступает только в том случае, если одновременно отказывает хотя бы по одному элементу в каждой цепи. Наличие параллельного и последовательного соединений в различных сочетаниях образует все многообразие блок-схем систем электроснабжения.

Для расчета показателей надежности системы электроснабжения необходимо в качестве исходной информации иметь числовые показатели о надежности всех входящих в систему элементов: трансформаторов, воздушных и кабельных линий, разъединителей, выключателей, шин и т. д. Числовые показатели отдельных элементов системы электроснабжения обычно получают в результате обработки методами математической статистики опытных данных об отказах и восстанавливаемости.

Статистический параметр потока отказов i -элемента

$$\omega_i = \frac{m_i}{n_i \tau},$$

где m_i — число отказов элементов i -го типа к моменту времени τ ; n_i — количество элементов, по которым обрабатывается информация.

Среднее время восстановления элемента

$$T_{Bi} = \frac{\sum_{j=1}^{m_i} t_{Bij}}{m_i},$$

где t_{Bij} — время восстановления системы электроснабжения при j -м отказе i -го элемента, ч.

Планово-предупредительный ремонт характеризуется величиной t_{pi} , где t_{pi} — длительность планово-предупредительного ремонта элемента i -го типа, ч; μ_{pi} — параметр потока (периодичность) планово-предупредительных ремонтов элемента i -го типа, $1/\text{ч}$.

Указанные характеристики являются базовыми и дают возможность определить другие характеристики надежности, например вероятность работы элемента за период времени τ [формула (6-3)].



Рис. 6-4. Блок-схема, соответствующая электрической схеме рис. 6-2, а.

Блок-схема электроснабжения при отсутствии резервирования имеет вид, показанный на рис. 6-4. Такая блок-схема представляет одну цепь последовательно соединенных элементов в системе. Это может быть система электроснабжения в целом, показанная на рис. 6-2, а, или одна резервная цепь системы, показанная на рис. 6-2, б.

Определим параметры надежности рассматриваемой блок-схемы.

В соответствии с теоремой умножения вероятностей появления независимых событий имеем для вероятности безотказной работы системы электроснабжения

$$P(\tau) = \prod_{i=1}^b P_i(\tau) = \prod_{i=1}^b e^{-\omega_i \tau} = e^{-\omega \tau}, \quad (6-6)$$

где b — число элементов в системе электроснабжения.

Отсюда легко определить параметр отказов системы электроснабжения:

$$e^{-\omega \tau} = e^{-\sum_{i=1}^b \omega_i \tau}$$

или

$$\omega = \sum_{i=1}^b \omega_i. \quad (6-7)$$

Среднее время восстановления питания в системе электроснабжения при отсутствии резервирования можно определить как математическое ожидание суммы значений времени восстановления питания систем электроснабжения при отказах каждого из элементов с учетом их параметра потока отказов (ω_i) относительно параметра потока отказов системы (ω), т. е. доли участия в формировании потока отказов системы электроснабжения:

$$T_B = \sum_{i=1}^b Q_i t_{Bi},$$

где $Q_i = \omega_i / \omega$ — вероятность того, что отказ системы электроснабжения произошел из-за отказа i -го элемента.

Отсюда

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^b \omega_i t_{Bi}}{\omega}. \quad (6-8)$$

Коэффициент простоя системы электроснабжения при отсутствии резерва

$$K_{п} = \omega T_B = \sum_{i=1}^b \omega_i t_{Bi} = \sum_{i=1}^b K_{пi}. \quad (6-9)$$

Пример 6-1. Рассчитать надежность системы электроснабжения, показанной на рис. 6-2, а, и надежность одной цепи системы электроснабжения по рис. 6-2, б. Параметры надежности элементов цепи берутся из табл. 6-1.

В цепь входят следующие элементы: № 1 — РУ 110 кВ; № 2 — РУ 10 кВ; № 3 — трансформатор двухобмоточный 110/10 кВ. Параметр потока отказов одной цепи (или системы — рис. 6-2, а)

$$\omega_{ц} = \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 = 0,03 + 0,01 + 0,005 = 0,045 \text{ 1/год.}$$

Таблица 6-1

Параметры надежности элементов цепи

Наименование оборудования	Ожидаемое число повреждений (для линий на 100 км), раз в год	Продолжительность аварийного ремонта, ч	Продолжительность планового ремонта, ч в год
Трансформаторы двухобмоточные, кВ:			
110 и выше	0,01	90	25
20—35	0,02	90	20
6—10	0,05	60	10
Трансформаторы трёхобмоточные, кВ:			
110 и выше	0,015	90	25
Камеры распределительных устройств с выключателями, кВ:			
линейные 110 и выше	0,03	25	25
20—35	0,02	20	20
3—10	0,005	15	15
генераторов и трансформаторов, шинно-соединительные и соединяющие:			
110 и выше	0,01	25	25
20—35	0,007	20	20
8—10	0,002	15	15
Камеры распределительных устройств с отделителями, кВ:			
110 и выше	0,006	15	—
35	0,004	10	—
Воздушные линии, кВ:			
220	0,15—0,25	10	—
110	0,5—0,7	8—10	—
35 с подвесными изоляторами	0,8—1,0	8—10	—
То же со штыревыми изоляторами	1,0—1,5	4—6	—
Кабельные линии 6—10	3,5; 2—4	4—6; 10—15	—

* Меньшие величины относятся к районам со средней грозовой интенсивностью и средними климатическими условиями, большие — к грозовым районам и районам с гололедом и ветрами.

Среднее время восстановления питания по одной цепи

$$T_{в-ц} = \frac{\omega_1 t_{в1}}{\omega_{ц}} + \frac{\omega_2 t_{в2}}{\omega_{ц}} + \frac{\omega_3 t_{в3}}{\omega_{ц}} = \frac{0,03 \cdot 25}{0,045} + \frac{0,01 \cdot 90}{0,045} + \frac{0,005 \cdot 15}{0,045} = 38 \text{ ч.}$$

Коэффициент простоя одной цепи

$$K_{п-ц} = \omega_{ц} T_{в-ц} = \frac{0,045 \cdot 38}{8760} \approx 0,0002 = 2 \cdot 10^{-4}.$$

Потребное годовое число часов на восстановление одной цепи

$$t_{в-г} = K_{п-ц} T_{год} = 2 \cdot 10^{-4} \cdot 8760 \approx 1,72 \text{ ч.}$$

Вероятность безотказной работы за время τ одной цепи подсчитываем по формуле

$$P_{ц}(\tau) = \exp\{-0,045 \tau\}.$$

Результаты расчета сводим в первую строку табл. 6-2.

Таблица 6-2

Вероятность безотказной работы

Количество цепей	Время работы, лет			
	1	2	3	4
Одна	0,96	0,92	0,88	0,84
Две	0,9998	0,9996	0,9994	0,9992

График зависимости изменения вероятности безотказной работы цепи $P_{ц}(\tau)$ показан на рис. 6-5. Если требуется высокая надежность электроснабжения, например, потребителей первой категории, то используется резервирование, которое сокращает время перерыва питания. Наиболее распространенными вариантами резервирования в системах электроснабжения промышленных предприятий являются: использование резервных трансформаторов, систем шин и линий.

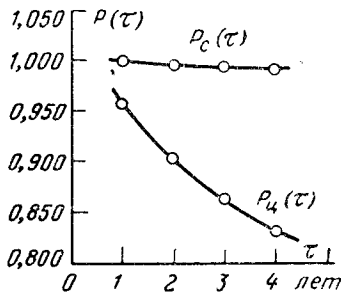


Рис. 6-5. Кривые зависимости надежности электроснабжения от времени работы схемы (t) и числа цепей.

$P_{ц}(\tau)$ соответствует одной цепи, схема рис. 6-2,а; $P_{с}(\tau)$ соответствует двум цепям, схема рис. 6-2, б.

К важнейшим видам резервирования относятся: постоянное резервирование и резервирование замещением. При постоянном резервировании резервные элементы присоединены к основным в течение всего времени работы и находятся в одинаковом с ними рабочем режиме. В случае резервирования замещением резервные элементы (устройства, линии) замещают основные после их отказа, при этом замещение может происходить автоматически либо путем производства переключений обслуживающим персоналом.

Использование резервирования не исключает перерыва электроснабжения. При постоянном резервировании возможны перерывы, например, в момент производства ремонтных работ, а при автоматическом вводе резервных элементов из-за отказа переключающих устройств автоматики и релейной защиты. Однако введение автоматического резервирования снижает вероятность аварийного простоя в сотни раз.

Блок-схема системы электроснабжения при однократном постоянном равнонадежном резерве (дублировании) (рис. 6-2, б) будет иметь вид, показанный на рис. 6-6.

Параметр потока отказов резервированной (дублированной) системы электроснабжения будет определяться двумя причинами: взаимным наложением отказов элементов в дублирующих цепях и наложением отказов одной из цепей на планово-предупредительный ремонт другой цепи.

Первую составляющую параметра можно определить на основе полученных в [Л. 6-8] двух характеристик для резервированных восстанавливаемых систем.

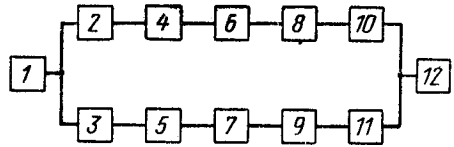


Рис. 6-6. Блок-схема для рис. 6-2, б.

Среднее время работы дублированной системы между отказами

$$T_c = \frac{T_{в.ц}}{n} \left[\left(\frac{1}{\omega_{ц}} + T_{в.ц} \right)^n - 1 \right]$$

и среднее время восстановления системы

$$T_{в.с} = \frac{T_{в.ц}}{n},$$

где n — кратность резервирования; $\omega_{ц}$ — параметр потока отказов цепи; $T_{в.ц}$ — среднее время восстановления каждой резервной цепи.

Учитывая, что для систем электроснабжения характерно значительное превышение времени работы по сравнению с временем восстановления, т. е.

$$T_c \gg T_{в.с},$$

приведенные выше выражения можно упростить. Для дублированной системы ($n=2$) будем иметь:

$$T_c = \frac{1}{2\omega_{ц}^2 T_{в.ц}} \quad \text{и} \quad T_{в.с} = \frac{T_{в.ц}}{2}.$$

Как известно, при $(1 + T_c/T_{в.с})^n \gg 1$ закон распределения времени безотказной работы системы несущественно отличается от экспоненциального и в этом случае параметр потока отказов может быть найден как

$$\omega'_с = \frac{1}{T_c} = 2\omega_{ц}^2 T_{в.ц}.$$

Для получения окончательного выражения первой составляющей параметра потока отказов дублированной системы электроснабжения необходимо заменить характеристики надежности цепи в последней формуле характеристиками надежности входящих в цепь элементов. С учетом ранее приведенных выражений (6-7) и (6-8) окончательно имеем:

$$\omega'_с = 2\omega_{ц}^2 T_{в.ц} = 2 \left(\sum_{i=1}^b \omega_i \right)^2 \sum_{i=1}^b \omega_i t_{в.и}.$$

Вторую составляющую параметра можно найти исходя из следующих соображе-

ний: число случайных событий, приходящихся на определенный интервал времени, можно определить как произведение параметра потока данных событий на величину рассматриваемого интервала времени:

$$\omega_c'' = \left(\sum_{i=1}^b \omega_i \right) t_{p-ц} \mu_{p-ц}.$$

При этом предполагается, что элементы каждой дублированной цепи выйдут в планово-предупредительный ремонт одновременно и его продолжительность равна максимальной продолжительности ремонта одного элемента.

Окончательно имеем:

$$\begin{aligned} \omega_c &= \omega_c' + 2\omega_c'' = \\ &= 2 \sum_{i=1}^b \omega_i \left[\sum_{i=1}^b \omega_i t_{bi} + t_{p-ц} \mu_{p-ц} \right] \end{aligned} \quad (6-10)$$

или с учетом выражений для параметров надежности одной цепи системы электроснабжения

$$\omega_c = 2\omega_{п} [K_{п-ц} + K_{p-ц}];$$

здесь $K_{p-ц} = t_{p-ц} \mu_{p-ц}$ — коэффициент простоя одной цепи в планово-предупредительном ремонте.

Коэффициент простоя дублированной системы электроснабжения с учетом как взаимного наложения отказов, так и наложения отказов на планово-предупредительные ремонты резервных цепей определится суммой:

$$K_{п-с} = \left(\sum_{i=1}^b K_{пi} \right)^2 + 2\gamma \left(\sum_{i=1}^b K_{пi} \right) K_{p-ц}. \quad (6-11)$$

Формула (6-11) с учетом (6-9) может быть записана в виде

$$K_{п-с} = K_{п-ц}^2 + 2\gamma K_{п-ц} K_{p-ц};$$

здесь γ — коэффициент, учитывающий возможность сдвига во времени планово-предупредительного ремонта одной цепи при отказе другой.

Значение коэффициента γ через характеристики надежности системы электроснабжения нетрудно получить, определяя его физический смысл: γ — относительное число наложений отказов одной цепи системы электроснабжения на планово-предупредительные ремонты другой цепи по сравнению с общим числом возможных наложений отказов и планово-предупредительных ремонтов (без учета сдвига последних во времени).

За период времени τ число наложений отказов одной цепи на планово-предупредительный ремонт второй можно определить как произведение параметров потока отказов первой цепи на суммарное время планово-предупредительного ремонта второй цепи за время τ :

$$N = \omega_{п} (t_{p-ц} \mu_{p-ц} \tau).$$

Без вмешательства оператора (человека) возможное наложение планово-предупредительного ремонта одной цепи на отказы другой определялось бы аналогично:

$$M = \mu_{p-ц} (T_{в-ц} \omega_{п} \tau).$$

В этих формулах $t_{p-ц}$; $T_{в-ц}$; $\mu_{p-ц}$; $\omega_{п}$ — характеристики надежности резервированных цепей в системе электроснабжения.

Интересующий нас коэффициент γ может быть получен из приведенных соотношений на основе его физического смысла:

$$\begin{aligned} \gamma &= \frac{N}{N + M} = \\ &= \frac{\omega_{п} t_{p-ц} \mu_{p-ц} \tau}{\omega_{п} t_{p-ц} \mu_{p-ц} \tau + \mu_{p-ц} T_{в-ц} \omega_{п} \tau}, \end{aligned} \quad (6-12)$$

откуда

$$\gamma = \frac{t_{p-ц}}{t_{p-ц} + T_{в-ц}}.$$

Пользуясь взаимозависимостью коэффициента простоя системы, параметра потока отказов и среднего времени восстановления, определяем следующую важную характеристику надежности дублированной системы по выражению

$$T_{в-ц} = \frac{K_{п-с}}{\omega_c} = \frac{K_{п-с}^2 + 2\gamma K_{п-ц} K_{p-ц}}{2\omega_{п} (K_{п-ц} + K_{p-ц})}. \quad (6-13)$$

Следующие один за другим через случайные промежутки времени отказы системы электроснабжения образуют поток случайных событий, который с достаточной для инженерных расчетов степенью точности можно полагать простейшим пуассоновским потоком, поскольку выполняются три основных условия:

1) ординарность — вероятность двух или большего числа отказов в ограниченный промежуток времени — пренебрежимо мала по сравнению с вероятностью возникновения одного отказа;

2) стационарность — вероятность возникновения отказа в работе системы электроснабжения в установившемся режиме не зависит от времени;

3) отсутствие последствия — число отказов системы электроснабжения на предыдущем промежутке не влияет на число отказов на последующих промежутках времени эксплуатации.

Первое условие определяется высокой надежностью систем электроснабжения — факт отказа является редким событием (простейший поток — поток несовпадающих событий). Второе условие предполагает, что система обслуживания обеспечивает поддержание надежности системы электроснабжения на стабильном уровне. Третье условие предъявляет требования к восстановлению системы электроснабжения при отказе — надежность системы восстанавливается до первоначального уровня.

Вероятность безотказной работы дублированной системы электроснабжения при простейшем пуассоновском потоке отказов определяется экспоненциальной зависимостью $P_c(\tau) = \exp\{-\omega_c \tau\}$.

Пример 6-2. Рассчитать надежность системы электроснабжения, показанной на рис. 6-2, б, пользуясь результатами оценки надежности каждой цепи системы в условиях примера 6-1.

Параметр потока отказов дублированной системы электроснабжения

$$\omega_c = 2\omega_{п.ц} (K_{п.ц} + K_{р.ц}) = 2 \cdot 0,045 (0,0002 + 0,003) = 2,9 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год.}$$

Коэффициент простоя дублированной системы электроснабжения

$$K_{п.с} = K_{п.ц}^2 + 2\gamma K_{п.ц} K_{р.ц} = K_{п.ц}^2 + 2 \frac{t_{р.ц}}{t_{р.ц} + T_{в.ц}} K_{п.ц} K_{р.ц} = (0,0002)^2 + 2 \frac{25}{25 + 38} \cdot 0,0002 \cdot 0,003 = 4 \cdot 10^{-8} + 48 \cdot 10^{-8} = 0,52 \cdot 10^{-6}.$$

Среднее время восстановления дублированной системы электроснабжения при отказе

$$T_{в.ц} = \frac{K_{п.с}}{\omega_c} = \frac{0,52 \cdot 10^{-6}}{2,9 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{1}{8760}} \approx 15,7 \text{ ч.}$$

Потребное годовое число часов на восстановление дублированной системы

$$t_{в.д.г} = K_{п.с} T_{год} = 0,52 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 4,55 \cdot 10^{-3} \text{ ч.}$$

Вероятность безотказной работы дублированной системы электроснабжения за время τ определяется по формуле

$$P_c(\tau) = \exp\{-2,9 \cdot 10^{-4} \tau\}. \quad (6-14)$$

Результаты расчета сведены во вторую строку табл. 6-2.

График зависимости изменения вероятности безотказной работы дублированной системы во времени показан на рис. 6-5.

б) Оценка ущерба потребителя от аварийных перерывов электроснабжения. Продолжительность перерыва электроснабжения потребителя состоит из времени, необходимого для ликвидации причины перерыва электроснабжения, и времени, необходимого на восстановление электроснабжения для рассматриваемой технической установки.

Перерыв электроснабжения приводит к ущербу потребителя только в том случае, если время перерыва превышает или равно некоторому предельному времени $t_{пр}$, различному для разных потребителей, определяющему минимальную продолжительность перерыва электроснабжения, которая огра-

жается на работе рассматриваемого потребителя, т. е. $T_{в} \geq t_{пр}$.

Время $t_{пр}$ определяет требования к показателям надежности системы электроснабжения. Для потребителей первой категории по условиям безопасности, способности восстановления и чрезмерного большого экономического ущерба технологического процесса недопустим перерыв в электроснабжении больше времени $t_{пр}$.

Для таких потребителей должно выполняться условие, чтобы ожидаемое время перерыва электроснабжения было меньше предельного, т. е. $t_{о.п} \leq t_{пр}$. Выполняется это условие при использовании резервного питания. Допустимый перерыв в питании потребителей, не относящихся к первой категории, может быть определен в результате технико-экономического сравнения различных вариантов электроснабжения. Трудность решения задачи состоит в том, что для большинства отраслей промышленности отсутствуют числовые показатели о надежности систем электроснабжения. Относительно полные данные имеются только для предприятий горной промышленности.

Технико-экономические расчеты с учетом надежности могут найти распространение после получения достоверных исходных данных о показателях безотказности и восстанавливаемости элементов внутриводских систем электроснабжения (кабельных сетей, шинопроводов, шин, трансформаторов, выключателей и другого оборудования).

Время $t_{пр}$ в условиях проектирования определяется по данным технологической части проекта предприятия с учетом информации об эксплуатации аналогичных потребителей. На действующих предприятиях $t_{пр}$ определяется на основе анализа статистических данных о перерывах электроснабжения.

Время фактического простоя потребителя $t_{п}$ состоит из времени перерыва электроснабжения $T_{в}$ и времени, необходимого для наладки и доведения технологического процесса до номинального режима $t_{тех}$:

$$t_{п} = T_{в} + t_{тех}. \quad (6-15)$$

Недовыпуск продукции, вызванный перерывом электроснабжения, определяется из выражения

$$\Delta\Pi = \Pi_0 t_{п} + \Pi_{бр} - \Pi_{тех},$$

где Π_0 — часовой выпуск продукции при номинальном режиме работы потребителя; $\Pi_{бр}$ — количество продукции, попадающей в брак из-за перерыва электроснабжения; $\Pi_{тех}$ — объем продукции, выпускаемой за период наладки и доведения технологического процесса до номинального режима.

Величину недовыпуска продукции можно определить в виде

$$\Delta\Pi = \Pi_0 (t_{п} + t_{бр} - t'_{тех}), \quad (6-16)$$

где $t_{бр} = \Pi_{бр}/\Pi_0$ — время, необходимое для производства в нормальном режиме

продукции, попадающей в брак при перерыве электроснабжения; $t'_{\text{тех}} = P_{\text{тех}}/P_0$ — время, необходимое для производства продукции в нормальном режиме, выпускаемой в период наладки и доведения технологического процесса до номинального режима.

Ущерб потребителя от перерыва электроснабжения можно разделить на две части:

1) ущерб от расстройтва технологического процесса, брака продукции, порчи сырья и материалов, аварий, выхода из строя и сокращения срока службы инструмента и оборудования, ухудшения технико-экономических показателей технологического процесса, увеличения затрат материалов, энергии и труда на единицу выпускаемой продукции, простоя персонала, занятого ведением технологического процесса, и т. п. Этот вид ущерба называется прямым (непосредственным) ущербом $У_{\text{п}}$;

2) ущерб от недовыпуска продукции, вызванный простоем производства или разладкой технологического процесса. Этот вид ущерба называется дополнительным ущербом $У_{\text{д}}$.

Дополнительный ущерб потребителя от перерыва электроснабжения зависит от возможности и способа компенсации недовыпуска продукции.

По структуре дополнительного ущерба всех потребителей можно разделить на следующие четыре группы:

I группа — перерыв электроснабжения приводит к недовыпуску продукции, и восполнения недовыпущенной продукции не происходит;

II группа — перерыв электроснабжения приводит к недовыпуску продукции, а восполнение недовыпущенной продукции происходит за счет организации в дальнейшем сверхурочных работ;

III группа — перерыв электроснабжения приводит к недовыпуску продукции, а восполнение недовыпущенной продукции происходит за счет форсирования в дальнейшем режима работы установки;

IV группа — перерыв электроснабжения не приводит к недовыпуску продукции или возможный недовыпуск продукции восполняется за счет резерва по производительности без дополнительных затрат.

Дополнительный ущерб потребителей I группы от перерыва электроснабжения

$$У_{\text{дI}} = \frac{P_{\text{н}} K + C_{\text{эл}}}{P_{\text{н}}} \Delta P,$$

где $C_{\text{эл}}$ — постоянная часть годовых эксплуатационных расходов производства, не зависящая от объема выпущенной продукции; K — основные и оборотные фонды предприятия; $P_{\text{н}}$ — годовой плановый выпуск продукции.

Подставляя в полученное выражение $У_{\text{дI}}$ значение недовыпуска продукции (6-16) и разделив числитель и знаменатель на P_0 , имеем:

$$У_{\text{дI}} = \frac{P_{\text{н}} K + C_{\text{эл}}}{T_{\text{пл}}} (T_{\text{в}} + t_{\text{тех}} + t_{\text{бр}} - t'_{\text{тех}}), \quad (6-17)$$

где $T_{\text{пл}}$ — плановое число часов работы предприятия в год.

Дополнительный ущерб потребителей II группы

$$У_{\text{дII}} = \frac{(\beta - 1) C_{\text{з.п}} + \beta C_0}{T_{\text{пл}}} t_{\text{св}}, \quad (6-18)$$

где β — коэффициент, учитывающий увеличение оплаты за работу в сверхурочное время; $C_{\text{з.п}}$ — годовой тарифный фонд зарплаты производственных рабочих, работающих сверхурочно; C_0 — годовой фонд зарплаты персонала, связанного с обслуживанием оборудования, привлекаемого к сверхурочным работам; $t_{\text{св}} = T_{\text{в}} + t_{\text{тех}} + t_{\text{бр}} - t'_{\text{тех}}$ — продолжительность сверхурочных работ, вызванных необходимостью компенсации недовыпуска продукции из-за перерыва электроснабжения.

Дополнительный ущерб потребителей III группы

$$У_{\text{дIII}} = C_{\text{эл}} P_0 (\delta - 1) \gamma t_{\text{ф}}, \quad (6-19)$$

где $C_{\text{эл}}$ — переменная часть эксплуатационных расходов производства на единицу продукции, меняющаяся при формировании производственного режима; δ — коэффициент, учитывающий увеличение затрат на единицу продукции при форсировке производственного режима; γ — кратность форсированного режима, равная отношению выпуска продукции в форсированном режиме к выпуску продукции в нормальном режиме за форсированное время; $t_{\text{ф}} = \frac{T_{\text{в}} + t_{\text{тех}} + t_{\text{бр}} - t'_{\text{тех}}}{\gamma - 1}$ — продолжительность

работы предприятия в форсированном режиме.

Дополнительный ущерб потребителей IV группы равен нулю.

Технологический процесс потребителя во времени может быть неоднороден; каждой зоне процесса может соответствовать своя величина ущерба. В этом случае средний ущерб вычисляется как математическое ожидание:

$$У = \sum_{i=1}^m U_i F_i, \quad (6-20)$$

где U_i — ущерб потребителя при попадании перерыва электроснабжения в i -ю зону технологического процесса; F_i — вероятность попадания перерыва электроснабжения в i -ю зону технологического процесса; m — число зон процесса с различными значениями ущерба.

При равномерном распределении перерыва электроснабжения в течение суток вероятность F_i можно вычислить по соотношению длительности зон технологиче-

ского процесса:

$$F_i = \frac{t_i}{\sum_{i=1}^m t_i}, \quad (6-21)$$

где t_i — длительность i -й зоны технологического процесса потребителя.

Однако, как правило, распределение перерыва электроснабжения в течение суток неравномерно. На рис. 6-7 приведен пример распределения удельной повреждаемости (параметра потока отказов) воздушных линий 35 кВ во времени суток по данным одной из энергосистем.

В этом случае вероятность попадания перерыва электроснабжения в зону технологического процесса с момента начала t_{m-1} и конца t_m вычисляется как интеграл от плотности распределения $f(t)$ перерывов во времени суток в интервале времени $t_{m-1} \dots t_m$:

$$F_i = \int_{t_{m-1}}^{t_m} f(t) dt. \quad (6-22)$$

Полученное в результате исследований и расчетов значение математического ожидания ущерба потребителя от перерыва электроснабжения

$$Y = \sum_{i=1}^m (Y_{\text{п}} + Y_{\text{д}})_i F_i, \quad (6-23)$$

которое соответствует значению среднего времени восстановления системы электроснабжения при отказе $T_{\text{в}}$. Ущерб представляем в виде двучлена $(ax+b)$. Значение b будет соответствовать ущербу Y_2

потребителя, пропорциональному длительности перерыва электроснабжения, а ax будет соответствовать ущербу Y_1 потребителя от самого факта перерыва электроснабжения. В табл. 6-3 приведены значения Y_1 и Y_2 для отдельных производств, определенные разными авторами.

Таблица 6-3

Ориентировочные данные об убытках Y_1 и Y_2 для некоторых видов производства

Предприятие	Y_1 , тыс. руб. (отключение)	Y_2 , руб. (час перерыва)
Азототуковый завод	33	19
Машиностроительный завод	4,2	1,2
Электротехнический завод	1,8	0,1
Шинный завод	29	1
Химико-фармацевтический завод	230	0,2
Текстильный комбинат	8,5	2
Ситценабивная фабрика	18	12
Завод железобетонных изделий	0,05	2,3
Сахарный завод	1,8	1,8
Консервный завод	7,2	47
Мельничный комбинат	40	15

Пользуясь результатами оценки надежности системы электроснабжения, число перерывов электроснабжения за год и их суммарную продолжительность можно представить в виде

$$N = \omega \text{ и } t_{\text{в}} = \omega T_{\text{в}}.$$

В соответствии с этим выражение для суммарного годового ущерба потребителя (6-1) переписывается в виде

$$Y = Y_1 \omega + Y_2 \omega T_{\text{в}} = (Y_1 + Y_2 T_{\text{в}}) \omega. \quad (6-24)$$

Пример 6-3. Определить ожидаемый годовой ущерб потребителя из двух вариантов исполнения системы электроснабжения в условиях примеров 6-1 и 6-2. Система электроснабжения питает ситценабивную фабрику (табл. 6-1):

I вариант

$$Y_{\text{I}} = (Y_1 + Y_2 T_{\text{в.п}}) \omega_{\text{с}} = \\ = (18 + 12 \cdot 38) \cdot 0,045 \approx 21,3 \text{ тыс. руб./год};$$

II вариант

$$Y_{\text{II}} = (Y_1 + Y_2 T_{\text{в}}) \omega_{\text{с}} = \\ = (18 + 12 \cdot 15,7) 2,9 \cdot 10^{-4} \approx 60 \text{ руб./год}.$$

Пользуясь результатами расчетов в примерах 6-1—6-3, определяем величину приведенных затрат по каждому варианту системы электроснабжения:

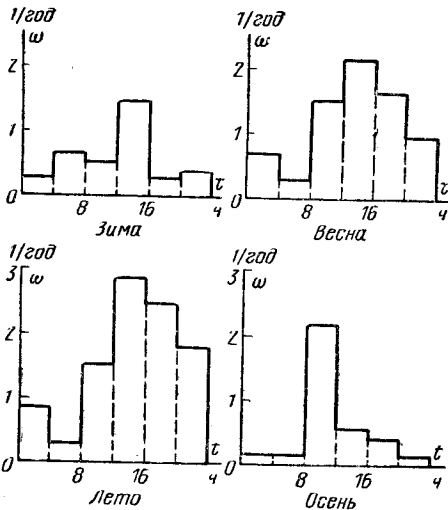


Рис. 6-7. Кривые зависимости удельной повреждаемости в различное время года по сезонам и времени суток по данным одной из систем электроснабжения.

I вариант

$$Z_I = p_H K_I + C_{эI} + Y_I = \\ = 12,82 + 21,3 = 34,1 \text{ тыс. руб/год;}$$

II вариант

$$Z_{II} = p_H K_{II} + C_{эII} + Y_{II} = \\ = 25,64 + 0,060 \approx 25,7 \text{ тыс. руб/год.}$$

Из сравнения приведенных затрат следует сделать вывод, что второй вариант является предпочтительным.

в) Выбор уровня надежности электроснабжения потребителей нулевой категории. Рассмотренная методика выбора оптимального варианта схемы электроснабжения применима только в том случае, когда перерыв электроснабжения приводит к ущербу потребителя только в виде экономического ущерба и количественно-качественного ограничения продукции. В тех случаях, когда перерыв электроснабжения потребителя создает опасность для жизни и здоровья людей (взрывы, пожары, отравления и т. д.), а также если перерывы недопустимы из-за их роли в жизни государства (транспорт, связь и т. д.), выбор варианта системы электроснабжения на основе технико-экономического анализа с учетом ущерба теряет смысл. Потребителей такого рода принято в последнее время относить к нулевой категории по надежности электроснабжения. Для них необходимо устанавливать минимально допустимый достаточно высокий уровень надежности электроснабжения и при проектировании производить расчет надежности системы электроснабжения, выбирая вариант, обладающий равной или большей надежностью.

Выбор количественного показателя надежности системы электроснабжения в подобных случаях определяется особенностями потребителей данного класса и требованиями, налагаемыми ими на систему электроснабжения. Очевидно, что основным требованием при этом является безотказность системы, в количественном отношении характеризующаяся вероятностью безотказной работы системы электроснабжения.

Заданный уровень надежности электроснабжения может быть достигнут различными способами, затраты на которые также могут быть различны: резервированием отдельных элементов системы (в том числе и источников питания), созданием резервных связей, изменением элементов повышенной надежности, использованием средств автоматики и т. д.

Очевидно, что достижение нормированного уровня надежности электроснабжения должно осуществляться при минимальных народнохозяйственных затратах. Возникающая в данном случае технико-экономическая задача выбора оптимальной системы электроснабжения может быть

сформулирована следующим образом: при возможном минимуме затрат обеспечение надежности электроснабжения не ниже допустимого уровня, т. е.

$$Z = \min [p_H K + C_{э}] \text{ при } P(\tau) > P_d(\tau), \quad (6-25)$$

где $P_d(\tau)$ — заданная специальными нормами минимально допустимая вероятность безотказной работы системы электроснабжения.

При произвольном числе параллельных цепей системы электроснабжения вероятность безотказной работы системы определяется выражением

$$P_c(\tau) = 1 - [1 - P_{ц}(\tau)]^n, \quad (6-26)$$

где $n-1$ — число резервных цепей в системе.

При помощи данной формулы нетрудно определить кратность резервирования n , при которой выполнялось бы условие (6-25), т. е. надежность системы была бы равна или выше допустимого уровня:

$$\left. \begin{aligned} [1 - P_{ц}(\tau)]^n &\leq 1 - P_d(\tau); \\ n \ln [1 - P_{ц}(\tau)] &\geq \ln [1 - P_d(\tau)]; \\ n &\geq \frac{\ln [1 - P_d(\tau)]}{\ln [1 - P_{ц}(\tau)]}. \end{aligned} \right\} \quad (6-27)$$

Таким образом, найдено необходимое число резервных цепей при известном значении вероятности безотказной работы каждой цепи для достижения минимально допустимого уровня надежности электроснабжения.

Пример 6-4. Вероятность безотказной работы одной цепи системы электроснабжения $P_{ц}(\tau)$ за время τ равна 0,55.

Найти необходимое число резервных цепей, чтобы обеспечивалась надежность системы электроснабжения не ниже 0,70 за то же время.

Ответ получим, подставляя значения вероятностей в неравенство (6-27)

$$n \geq \frac{\ln(1 - 0,7)}{\ln(1 - 0,55)} \approx 1,3.$$

Отсюда следует, что достаточно взять $(n-1)$ — одну резервную цепь и поставленная цель по обеспечению уровня надежности электроснабжения будет достигнута.

Для расчета надежности используются ЦВМ. Эффективным является использование ЦВМ при обработке статистических данных, выявлении законов распределения отказов и времени восстановления, прогнозирования, а также выполнении технико-экономических расчетов с учетом показателей надежности (см. разд. 3).

Однако здесь следует заметить, что данные, полученные в результате этого расчета, несколько меньше, чем действительная надежность, которая имеет место, и поэтому в будущем это подлежит некоторому уточнению.

6-3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ О ВЫБОРЕ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

Подстанция (главная понизительная ГПП, главная распределительная ГРП, цеховая трансформаторная ТП) является одним из основных звеньев системы электроснабжения любого промышленного предприятия. Поэтому оптимальное размещение подстанций на территории промышленного предприятия — важнейший вопрос при построении рациональных систем электроснабжения. При проектировании систем электроснабжения предприятий различных отраслей промышленности разрабатывается генеральный план проектируемого объекта, на который наносятся все производственные цехи. Расположение цехов определяется технологическим процессом производства.

На генеральном плане указываются установленные или расчетные мощности всего предприятия. Кроме того, в проекте имеются графики электрических нагрузок указанных выше цехов и всего предприятия. Одной из основных задач проектирования является оптимальное размещение ГПП, ГРП и ТП на территории промышленного предприятия. Это означает, что размещение всех подстанций должно соответствовать наиболее рациональному сочетанию капитальных затрат на сооружение системы электроснабжения и эксплуатационных расходов.

Для определения местоположения ГПП, ГРП и ТП при проектировании системы электроснабжения на генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок.

6-4. КАРТОГРАММА НАГРУЗОК

Картограмма нагрузок предприятия представляет собой размещенные по генеральному плану окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха. Центр нагрузок цеха или предприятия является символическим центром потребления электрической энергии цеха (предприятия). Главную понизительную, распределительную и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность как распределительных сетей высокого напряжения предприятия, так и цеховых электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Картограмма электрических нагрузок

позволяет проектировщику достаточно наглядно представить распределение нагрузок по территории промышленного предприятия. Как уже отмечалось, картограмма нагрузок предприятия состоит из окружностей, и площадь, ограниченная каждой из этих окружностей πr_i^2 , в выбранном масштабе m , равна расчетной нагрузке соответствующего цеха P_i :

$$P_i = \pi r_i^2 m$$

Из этого выражения радиус окружности

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}}, \quad (6-28)$$

где m — масштаб для определения площади круга.

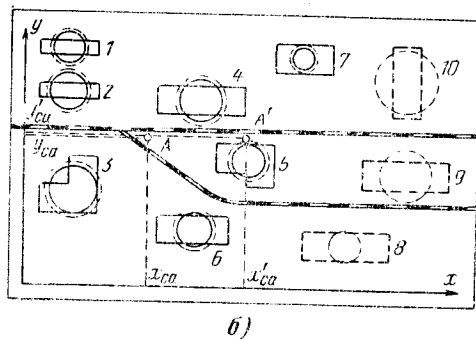
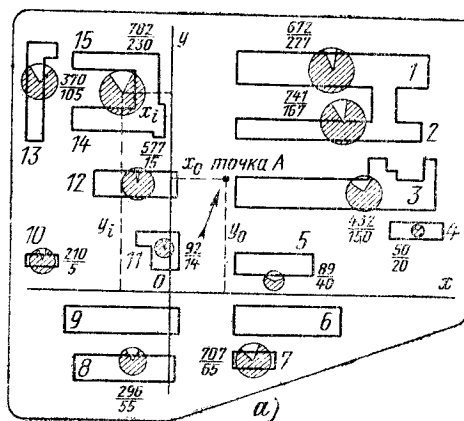


Рис. 6-8. Генеральный план промышленного предприятия с картограммой и центром электрических нагрузок.

Незаштрихованная часть площадей кругов в масштабе нагрузки от электрического освещения цеха. Заштрихованная часть кругов — силовая нагрузка каждого цеха.

Пунктиром нанесены цеха, которые должны быть построены с учетом перспективы развития, и картограмма электрических активных нагрузок с учетом расширения производства на определенный срок; точка А — центр электрических нагрузок без учета расширения, А' — ЦЭП с учетом расширения.

Каждый круг может быть разделен на секторы, соответствующие осветительной, силовой, низковольтной, высоковольтной нагрузкам. В этом случае картограмма дает представление не только о величине нагрузок, но и их структуре. Общий вид картограмм дан на рис. 6-8, а. Однако картограммы следует наносить на генеральный план промышленного предприятия отдельно для активной и реактивной нагрузок

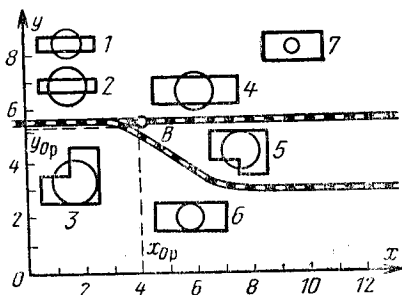


Рис. 6-9. Генеральный план промышленного предприятия с картограммой электрических реактивных нагрузок.

Центр реактивных электрических нагрузок найден для случая, когда вопрос о компенсации реактивной мощности будет решаться централизованно (с использованием для этой цели синхронных компенсаторов).

(см. рис. 6-8, б и 6-9). Причиной этого является то обстоятельство, что питание активных и реактивных нагрузок производится от разных источников.

Питание активных нагрузок обеспечивается или от собственных электростанций промышленного предприятия, или от подстанций энергосистемы. Питание реактивных нагрузок осуществляется от конденсаторных батарей, располагаемых в местах потребления реактивной мощности (индуктивного характера), от перевозбужденных синхронных двигателей или синхронных компенсаторов, которые, как правило, располагаются вблизи мест потребления реактивной мощности. В этом случае следует находить центр или центры потребления реактивной мощности. Неправильный выбор места установки синхронных компенсаторов вызывает перемещение потоков реактивной мощности по элементам системы электроснабжения промышленного предприятия и значительные потери электроэнергии. На основании изложенного рекомендуется иметь два генплана: один с картограммой активных и второй с картограммой реактивных нагрузок.

Первый вариант необходим для выбора рационального места расположения питающей подстанции ГПП (ГРП), второй помогает определить рациональное размещение компенсирующих устройств (синхронных компенсаторов) в конкретной системе электроснабжения промышленного

предприятия. На рис. 6-8, б представлен пример выполнения картограммы для активных нагрузок. На рис. 6-9 представлен пример выполнения картограммы для реактивных нагрузок того же предприятия.

6-5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В настоящее время имеется ряд математических методов, позволяющих аналитическим путем определить центр электрических нагрузок (ЦЭН) как отдельных цехов, так и всего промышленного предприятия, к которым относятся следующие основные методы.

Первый метод [Л. 6-1 и 6-17], использующий некоторые положения теоретической механики, позволяет определить ЦЭН цеха (предприятия) с большей или меньшей точностью (приблизленно) в зависимости от конкретных требований.

Так, если считать нагрузки цеха равномерно распределенными по площади цеха, то центр нагрузок можно принять совпадающим с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане.

Если учитывать действительное распределение нагрузок в цехе, то центр нагрузок уже не будет совпадать с центром тяжести фигуры цеха в плане, и нахождение центра нагрузок сведется к определению центра тяжести данной системы масс.

Наличие многоэтажных зданий цехов обуславливает учет в расчетах третьей координаты (Z).

Проведя аналогию между массами и электрическими нагрузками цехов P_i , координаты их центра можно определить в соответствии со следующими формулами:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}. \quad (6-29)$$

Как показала практика проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий, учета третьей координаты Z , как правило, не требуется.

Третьей координатой можно пренебречь, если выполняется условие $l \geq 1,5 h$, где l — расстояние от центра нагрузок цеха до центра нагрузок завода на плоскости; h — высота здания.

Определение центра нагрузок предприятия производится аналогично. Этот метод отличается простотой, наглядностью, легко реализуется на ЦВМ (при значительном числе цехов), однако обеспечиваемая им точность находится в пределах 5—10%.

Второй метод [Л. 6-2], являющийся разновидностью первого, учитывает не только величину электрических нагрузок потребителей электроэнергии, но и продол-

жительность (T_i) работы этих потребителей в течение расчетного периода времени. Формулы для определения ЦЭН по этому методу записываются следующим образом:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i T_i}{\sum_{i=1}^n P_i T_i}; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i T_i}{\sum_{i=1}^n P_i T_i}. \quad (6-30)$$

Третий метод [Л. 6-3], согласно которому рациональное размещение ГПП, ГРП или ТП должно соответствовать минимуму приведенных годовых затрат, предусматривает для определения центра электрических нагрузок решение системы алгебраических уравнений методом простой итерации.

Порядок расчета координат центра электрических нагрузок в этом случае следующий:

1) проверка возможного совпадения центра нагрузок с местоположением одного из цехов (потребителей) по уравнению

$$\left(\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n \frac{Z_i (x_k - x_i)}{\sqrt{(x_k - x_i)^2 + (y_k - y_i)^2}} \right)^2 + \left(\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n \frac{Z_i (y_k - y_i)}{\sqrt{(x_k - x_i)^2 + (y_k - y_i)^2}} \right)^2 \leq Z_k, \quad (6-31)$$

где Z_i — приведенные годовые затраты на единицу длины линии, $Z_i = \text{пост}$; x_i, y_i — координаты i -го цеха; x_k, y_k — координаты ЦЭН;

2) определение положения новой системы координат, при которой итерационный процесс будет заведомо сходящимся, по уравнениям (6-32) и (6-33)

$$x'_0 = \frac{\sum_{i=1}^n Z_i x_i}{\sum_{i=1}^n Z_i}; \quad y'_0 = \frac{\sum_{i=1}^n Z_i y_i}{\sum_{i=1}^n Z_i}; \quad (6-32)$$

$$\text{tg } 2\beta = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Z_i (x_i - x'_0) (y_i - y'_0)}{(\sqrt{(x_i - x'_0)^2 + (y_i - y'_0)^2})^3}}{\sum_{i=1}^n \frac{Z_i [(x_i - x'_0)^2 - (y_i - y'_0)^2]}{(\sqrt{(x_i - x'_0)^2 + (y_i - y'_0)^2})^3}}, \quad (6-33)$$

где x'_0, y'_0 — начало новой системы координат; β — угол между осями абсцисс (положительное направление) новой и старой систем координат;

3) определение искоемых координат пу-

тем решения следующей системы уравнений методом простой итерации:

$$\left. \begin{aligned} x_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Z_i x_i}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}}}{\sum_{i=1}^n \frac{Z_i}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}}}; \\ y_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Z_i y_i}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}}}{\sum_{i=1}^n \frac{Z_i}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}}}. \end{aligned} \right\} (6-34)$$

Анализируя третий метод определения ЦЭН, следует указать на значительную трудоемкость расчетов, особенно в случае сложных систем электроснабжения. Однако по сравнению с описанными выше данный метод обеспечивает большую точность решения (до 5%). Ниже приводится пример определения центра электрических нагрузок по первому методу.

Пример 6-5. Определить положение центра электрических нагрузок завода.

а) Определение положения центра активных нагрузок завода (рис. 6-8, б). В целях упрощения расчетов принимаем, что центры нагрузок цехов совпадают с центрами тяжести площадей цехов в плане, и не делаем различия между видами активных нагрузок (объединяем силовую, осветительную нагрузки и т. д.).

Решение. Проводим произвольно оси координат, как указано на рис. 6-8, и находим координаты центров нагрузок цехов (размеры x и y в метрах, генплан дан в масштабе 1 : 10 000):

$$\begin{aligned} x_1 &= 150; x_2 = 150; x_3 = 170; x_4 = 600; \\ x_5 &= 760; x_6 = 580; x_7 = 950; y_1 = 830; \\ y_2 &= 680; y_3 = 330; y_4 = 650; y_5 = 440; \\ y_6 &= 200; y_7 = 800; P_1 = 330; P_2 = 540; \\ P_3 &= 850; P_4 = 600; P_5 = 400; P_6 = 380; \\ P_7 &= 200 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Начерченные на генплане пунктиром цеха 8, 9 и 10 и пунктирные окружности на картограмме отражают динамику роста нагрузок, учитываемую ниже. Подставив в формулу (6-29) соответствующие величины, получим координаты центра активных нагрузок завода x_{0a}, y_{0a} , обозначенные на рис. 6-8, а точкой А.

$$\begin{aligned} x_{0a} &= \frac{150 \cdot 330 + 150 \cdot 540 + 170 \cdot 850 + 600 \cdot 400 + 760 \cdot 600 + 580 \cdot 380 + 950 \cdot 200}{330 + 540 + 850 + 600 + 400 + 380 + 200} = \\ &= \frac{150 \cdot 330 + 150 \cdot 540 + 170 \cdot 850 + 600 \cdot 400 + 760 \cdot 600 + 580 \cdot 380 + 950 \cdot 200}{2000} = \\ &= 418 \text{ м}; \end{aligned}$$

$$y_{0a} = \frac{830 \cdot 330 + 680 \cdot 540 + 330 \cdot 850 + 650 \times}{3300} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{\times 600 + 440 \cdot 400 + 200 \cdot 380 + 800 \cdot 200}{=} =$$

$$= 522 \text{ м.}$$

б) Определение положения центра реактивных нагрузок завода (рис. 6-9).

Центр реактивных нагрузок определяется аналогично приведенному выше и имеет координаты (x_{0p} , y_{0p}):

$$x_{0p} \approx 394 \text{ м; } y_{0p} \approx 555 \text{ м.}$$

Центр реактивных нагрузок найден для сравнения технико-экономических показателей двух вариантов компенсации реактивной мощности. Один вариант — с размещением компенсирующих устройств в каждом цехе и второй — с установкой синхронного компенсатора вблизи точки В (рис. 6-9).

В последние годы при решении задач построения рациональных систем электроснабжения получили распространение новые математические методы оптимизации планирования экстремальных экспериментов [Л. 6-4] (метод крутого восхождения, градиентный, случайного поиска, симплексный и т. п.), которые позволяют решать самые разнообразные задачи проектирования, связанные с нахождением оптимальных значений различных параметров. Так, например, с помощью симплексного метода можно определить ЦЭН, построить модель рассматриваемой системы с учетом всех существенных факторов, влияющих на выбор координат центра нагрузок. Этот метод проще по своей структуре, чем итеративный (с учетом всех дополнительных условий и ограничений, которые связаны с последним при использовании его в третьем методе определения центра нагрузок).

Следует учесть, что во всех описанных выше методах определения ЦЭН линия (кабельная или воздушная), связывающая потребителей электроэнергии с подстанцией (ГПП, ГРП и ТП), координаты которой мы находим, принимается прямой линией.

В действительности, если схема электроснабжения задана, то в зависимости от характера технологического процесса производства и топографического размещения цехов на генплане предприятия конфигурация распределительной сети промышленного предприятия будет такова, что линии в большей или меньшей степени будут отклоняться от прямолинейных. Поэтому после определения теоретического ЦЭН в формулы для нахождения ЦЭН следует подставить действительные длины линий.

Все известные методы нахождения ЦЭН сводятся к тому, что центр электрических нагрузок определяется как некоторая постоянная точка на генплане промышленного предприятия. Как показали исследования [Л. 6-5], такое положение нельзя считать правильным и ЦЭН следует рас-

сматривать как некоторый условный центр, так как определение его еще не решает до конца задачи выбора местоположения подстанций. Дело в том, что положение найденного по тому или иному математическому методу условного центра электрических нагрузок не будет постоянным.

Это объясняется следующими причинами, вызывающими постоянное смещение ЦЭН:

1) изменениями потребляемой отдельным приемником, цехом, предприятием мощности в соответствии с графиком нагрузок; график нагрузок претерпевает постоянные изменения в связи с изменениями технологического процесса производства, внедрением новых прогрессивных производственных процессов, изменениями удельного потребления электроэнергии на единицу продукции, повышением использования оборудования за счет интенсивности и автоматизации производственных процессов и т. д.;

2) изменениями сменности промышленного предприятия;

3) развитием предприятия.

В соответствии со сказанным выше ЦЭН описывает на генплане промышленного предприятия фигуру сложной формы. Поэтому правильнее говорить не о ЦЭН цеха (предприятия) как некоторой стабильной точке на генеральном плане, а о зоне рассеяния ЦЭН.

Для построения зоны рассеяния ЦЭН в зависимости от требуемой точности расчетов используется та или иная формула определения условного центра электрических нагрузок. Следует отметить, что задачи, связанные с построением рациональных систем электроснабжения промышленных предприятий, относятся к числу оптимизационных, которые решаются с помощью целого ряда математических методов (линейного, динамического программирования, планирования эксперимента и т. д.).

В настоящее время существуют два подхода к решению оптимизационных задач в промышленной энергетике: статический и динамический. При статическом подходе к решению технико-экономических задач проектирования не учитывается изменение электрических нагрузок, что может привести иногда к принятию неоптимальных вариантов проектируемой сети.

При динамическом подходе получаемые решения являются более обоснованными, так как при этом учитываются динамика систем электроснабжения на достаточно длительный период времени (15—20 лет) и изменения ее параметров.

Как показала практика проектирования и эксплуатации систем электроснабжения объектов различных отраслей промышленности, процесс проектирования необходимо вести с учетом динамики электрических нагрузок как отдельных цехов, так и предприятия в целом. Исходя из изложенного выше, можно сказать, что выбор оптимальных параметров системы электроснабже-

ния, таких как напряжение, сечение, число и местоположение подстанций и т. п., следует рассматривать как задачи динамического проектирования.

6-6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОНЫ РАССЕЯНИЯ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ДЛЯ СТАТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Для определения зоны рассеяния ЦЭН необходимо прежде всего найти закон распределения координат ЦЭН. Исследования показали, что распределение случайных координат ЦЭН следует нормальному закону распределения (закону Гаусса — Лапласа), т. е.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-a_x)^2}{2\sigma_x^2}}; \quad (6-35)$$

$$f(y) = \frac{1}{\sigma_y \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(y-a_y)^2}{2\sigma_y^2}}, \quad (6-36)$$

где a_x, a_y — математические ожидания случайных координат; σ_x^2, σ_y^2 — дисперсии случайных координат, или

$$f(x) = \frac{h_x}{\sqrt{\pi}} e^{-h_x^2 x^2}; \quad (6-37)$$

$$f(y) = \frac{h_y}{\sqrt{\pi}} e^{-h_y^2 y^2}, \quad (6-38)$$

где h_x, h_y — меры точности случайных величин,

$$h_x = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2}}; \quad (6-39)$$

$$h_y = \frac{1}{\sigma_y \sqrt{2}}. \quad (6-40)$$

Плотности распределения вероятностей случайных координат изображаются в прямоугольной системе координат в виде кривой нормального распределения.

Двумерная плотность распределения вероятностей случайных независимых координат выражается формулой

$$f(x, y) = \frac{h_x h_y}{\pi} e^{-(h_x^2 x^2 + h_y^2 y^2)}. \quad (6-41)$$

Выражение (6-41) получено при условии, что начало координат совмещено с величинами математических ожиданий. Функция $f(x, y)$ может быть изображена в системе x, y, z поверхностью, носящей название

поверхности нормального распределения.

Как видно из выражений (6-41), нормальный закон распределения определяется в случае независимых координат четырьмя параметрами: величинами математических ожиданий a_x и a_y , определяющими положение условного ЦЭН, и величинами средних квадратичных отклонений σ_x, σ_y или мерами точности h_x, h_y .

Обычно при определении теоретического закона распределения эти величины неизвестны и при их определении предполагается, что они совпадают с соответствующими величинами эмпирического распределения.

Для определения эмпирического закона распределения случайных координат расположим статистическую совокупность случайных координат x в порядке возрастания:

$$x_1, x_2, x_3, \dots, x_n. \quad (6-42)$$

Абсолютное количество вычислений, измерений, наблюдений, дающее каждое из возможных значений x , называется частотой появления данного значения:

$$m_1, m_2, m_3, \dots, m_n, \quad (6-43)$$

причем, очевидно, что

$$m_1 + m_2 + m_3 + \dots + m_n = m, \quad (6-44)$$

где m — общее число вычислений, измерений, наблюдений.

Эмпирическая вероятность или эмпирическая частота определяет в относительных единицах долю каждого значения во всей совокупности:

$$P_1 = \frac{m_1}{m}; P_2 = \frac{m_2}{m}; P_3 = \frac{m_3}{m}; \dots; P_n = \frac{m_n}{m}. \quad (6-45)$$

Количество значений, приходящееся на единицу ширины интервала, называется эмпирической плотностью распределения:

$$M_1 = 0;$$

$$M_2 = m_1;$$

$$M_3 = m_1 + m_2; \quad (6-46)$$

$$\dots$$

$$M_n = m_1 + m_2 + m_3 + \dots + m_{n-1}.$$

Относительная плотность распределения F_{kz} , определяемая как отношение эмпирической плотности распределения к частоте появления данного значения, равна:

$$F_{1z} = \frac{M_1}{m}; F_{2z} = \frac{M_2}{m}; \dots; F_{nz} = \frac{M_n}{m}. \quad (6-47)$$

Выражение (6-47) определяет эмпирический закон распределения координаты x центра электрических нагрузок, записанный с помощью вариационного ряда. Иногда

да эмпирический закон распределения удобнее записать с помощью таблицы. Аналогично может быть найден эмпирический закон распределения случайной координаты y . Числовые характеристики найденного эмпирического распределения определяются из следующих выражений:

$$\left. \begin{aligned} a_x &= \sum_{k=1}^n x_k p_{kx}; \\ a_y &= \sum_{k=1}^n y_k p_{ky}; \end{aligned} \right\} \quad (6-48)$$

$$\left. \begin{aligned} \sigma_x^2 &= \sum_{k=1}^n p_{kx} (x_k - a_x)^2; \\ \sigma_y^2 &= \sum_{k=1}^n p_{ky} (y_k - a_y)^2; \end{aligned} \right\} \quad (6-49)$$

$$\left. \begin{aligned} h_x &= \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2}}; \\ h_y &= \frac{1}{\sigma_y \sqrt{2}}. \end{aligned} \right\} \quad (6-50)$$

После нахождения закона распределения случайных координат центра электрических нагрузок и его числовых характеристик определим зону рассеяния ЦЭН. Для этого пересечем поверхность нормального распределения [см. (6-41)] горизонтальной плоскостью H , параллельной плоскости XOY . Проекция полученного сечения на плоскость XOY ограничена кривой, которая описывается выражением

$$H = Qe^{-\left(h_x^2 X^2 + h_y^2 Y^2\right)}$$

или

$$\ln \frac{Q}{H} = h_x^2 X^2 + h_y^2 Y^2, \quad (6-51)$$

где

$$Q = \frac{h_x h_y}{\pi}. \quad (6-52)$$

Уравнение (6-51) представляет собой уравнение эллипса, полуоси которого равны.

$$R_x = \frac{1}{h_x} \sqrt{\ln \frac{Q}{H}}; \quad (6-53)$$

$$R_y = \frac{1}{h_y} \sqrt{\ln \frac{Q}{H}}.$$

Определим вероятность попадания случайных координат внутрь эллипса.

Обозначив

$$\ln \frac{Q}{H} = \lambda^2, \quad (6-54)$$

получим уравнение эллипса, который назовем λ -эллипсом,

$$\lambda^2 = h_x^2 X^2 + h_y^2 Y^2. \quad (6-55)$$

Вероятность $P(\lambda)$ попадания случайных координат x, y внутрь λ -эллипса равна:

$$P(\lambda) = \frac{h_x h_y}{\pi} \iint_{S_\lambda} e^{-\left(h_x^2 x^2 + h_y^2 y^2\right)} dx dy, \quad (6-56)$$

где S_λ — площадь, ограниченная λ -эллипсом;

$$P(\lambda) = 1 - e^{-\lambda^2}. \quad (6-57)$$

Из соотношения (6-57) видно, что вероятность попадания случайной точки x, y в λ -эллипс есть возрастающая функция параметра λ .

Приняв в качестве доверительной вероятности ¹ значение $P(\lambda) = 0,95$ и решая уравнение (6-57), получим, что

$$\lambda^2 = 3.$$

Следовательно,

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x}, \quad R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y}. \quad (6-58)$$

Исходя из изложенного выше, можно сделать следующие выводы.

Зона рассеяния центра электрических нагрузок промышленного предприятия представляет собой эллипс. Форма эллипса зависит от соотношения величин h_x и h_y . При $h_x = h_y$ эллипс превращается в круг. Для построения зоны рассеяния ЦЭН промышленного объекта достаточно осуществить параллельный перенос осей координат, так чтобы начало новой системы совпало с величинами математических ожиданий a_x, a_y . Из найденного выражения (6-58) определяются значения полуосей эллипса, совпадающих по направлению с осями новой системы координат, и строится зона рассеяния координат ЦЭН. Местоположение главной понизительной или главной распределительной подстанции на генеральном плане выбирается в любой, наиболее удобной точке построенной зоны рассеяния ЦЭН. При проектировании систем электроснабжения, у которых наряду с крупной сосредоточенной нагрузкой имеется нагрузка, распределенная по всей территории предприятия, зоны рассеяния ЦЭН следует определять отдельно для сосредоточенной и распределенной нагрузки.

¹ Доверительной вероятностью того, что случайная точка (x, y) попадет в данный λ -эллипс, называется такое значение этой вероятности, которое считается достаточно близким к единице. Близость доверительной вероятности к единице означает, что попадание случайной точки (x, y) в λ -эллипс практически достоверно.

После определения зон рассеяния ЦЭН для сосредоточенных и распределенных потребителей находится общая зона рассеяния ЦЭН, если такое объединение целесообразно по технико-экономическим расчетам.

Кроме того, электрические нагрузки могут быть размещены по территории промышленного предприятия неравномерно, например, сосредоточены в двух или более местах. В этих случаях зоны рассеяния ЦЭН следует определять отдельно, разбив на генплане территорию предприятия на части с отдельными сосредоточенными нагрузками. На таких предприятиях для построения рациональной системы электроснабжения чаще всего сооружается не одна ГПП или ГРП, а две или несколько в зависимости от генплана предприятия и распределения нагрузки по его территории. Этот вопрос решается на основании технико-экономических расчетов.

При построении зоны рассеяния ЦЭН промышленного предприятия следует учитывать, что ЦЭН цеха представляет собой тоже эллипс рассеяния, создаваемый отдельными приемниками или группами приемников. Отсюда следует, что ЦЭН цеха посылает свои возмущения не из одной точки (условный ЦЭН), а из разных точек так, как будто ЦЭН цеха скользит по своему эллипсу рассеяния [Л. 6-18]. В связи с этим зона рассеяния ЦЭН предприятия, во-первых, увеличивается в размерах и, во-вторых, с учетом поворота осей эллипсов рассеяния цехов приближается к окружности. На рис. 6-10, а показано

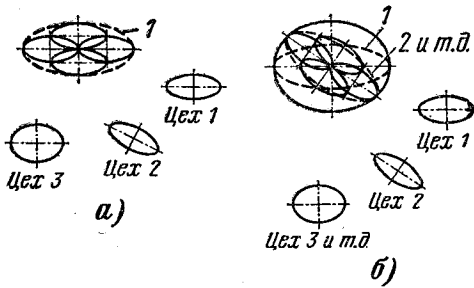


Рис. 6-10. Образование зоны рассеяния ЦЭН предприятия.

а — составляющая зона рассеяния ЦЭН предприятия от влияния цеха 1; б — часть зоны рассеяния ЦЭН предприятия, созданная влиянием цехов 1 и 2. Дальнейшее построение производится аналогично. 1 — эллипс рассеяния ЦЭН предприятия, получившийся от влияния цеха 1; 2 — то же от влияния цеха 2.

влияние электрических нагрузок первого цеха на создание зоны рассеяния ЦЭН предприятия. На рис. 6-10, б показано влияние электрической нагрузки второго цеха и т. д. Поворот осей производится в соответствии с выражениями (6-59) и (6-63).

6-7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОРИЕНТАЦИИ КООРДИНАТНЫХ ОСЕЙ, ОСЕЙ ЭЛЛИПСА РАССЕЯНИЯ И ПОСТРОЕНИЕ ЭЛЛИПСА

Выше было показано, что координаты ЦЭН (X_0, Y_0) можно в силу ряда причин рассматривать как случайные величины, подчиняющиеся нормальному закону распределения, причем было принято допущение о независимости этих координат. В связи с этим оси эллипса рассеяния строились параллельно осям координат. В общем случае координаты ЦЭН следует рассматривать как зависимые величины.

Известно, что для связанных случайных величин характерна вероятностная («стохастическая») зависимость, которая может быть более или менее тесной [Л. 6-6]. Эта зависимость определяется коэффициентом корреляции, причем последний характеризует степень тесноты линейной вероятностной связи. В теории вероятностей доказывается, что две независимые случайные величины всегда являются некоррелированными, однако из некоррелированности случайных величин не всегда следует их независимость.

Если известен ряд значений пары чисел (X_i, Y_i), то эмпирический, т. е. полученный на основании экспериментальных данных, коэффициент корреляции можно определить по следующей формуле [Л. 6-7]:

$$K_k = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - a_x)(Y_i - a_y)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - a_x)^2 \times \sum_{i=1}^n (Y_i - a_y)^2}} \quad (6-59)$$

где n — количество пар чисел статистической совокупности (X_i, Y_i); a_x, a_y — эмпирические математические ожидания, определяемые из выражения (6-48).

В общем случае коэффициент корреляции может иметь значения в пределах $-1 < K_k < 1$. (6-60)

Исходя из этих соображений, можно сказать, что оси эллипса рассеяния образуют с осями координат некоторый угол α , который определяется следующим образом:

$$\alpha = \arctg \frac{2K_k \sigma_x \sigma_y}{\sigma_x^2 - \sigma_y^2} \quad (6-61)$$

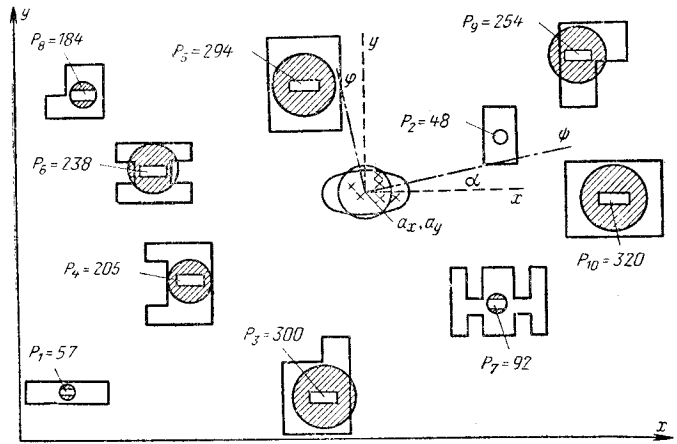


Рис. 6-11. Генеральный план предприятия с зоной рассеяния при некоррелированных величинах x и y с учетом корреляции (оси ψ и φ). Угол α дан для найденного коэффициента корреляции.

где σ_x^2, σ_y^2 — эмпирические дисперсии, определяемые из выражения (6-49).

Следовательно, для ориентации осей эллипса рассеяния необходимо по формуле (6-61) найти угол α , который составляют оси эллипса рассеяния с осью абсцисс произвольно взятой системы координат. Угол α может быть положительным или отрицательным в зависимости от выбранного положения осей координат; величина его находится в прямой зависимости от коэффициента корреляции.

Необходимо заметить, что коэффициент корреляции не изменяется при изменениях начала отсчета и масштаба измерения случайных величин. Обычно при выборе координатных осей стараются заранее сориентировать координатные оси так, чтобы они примерно совпали с осями симметрии эллипса рассеяния. В этом случае нормальный закон распределения будет определяться выражением (6-41), а его числовые характеристики формулами (6-48) — (6-50).

В тех случаях, когда это сделать заранее невозможно, для построения эллипса рассеяния начало координат необходимо перенести в точку a_x, a_y , а координатные оси повернуть на угол α , определяемый выражением (6-61). При этом нормальный закон распределения в новой системе координат ψ, φ будет иметь вид:

$$f(\psi, \varphi) = \frac{1}{2\pi\sigma_\psi\sigma_\varphi} e^{-\frac{\psi^2}{2\sigma_\psi^2} - \frac{\varphi^2}{2\sigma_\varphi^2}} \quad (6-62)$$

Величины σ_ψ и σ_φ выражаются через средние квадратичные отклонения в прежней системе координат формулами

$$\left. \begin{aligned} \sigma_\psi^2 &= \sigma_x^2 \cos^2 \alpha + K_K \sigma_x \sigma_y \sin 2\alpha + \\ &\quad + \sigma_y^2 \sin^2 \alpha; \\ \sigma_\varphi^2 &= \sigma_x^2 \sin^2 \alpha - K_K \sigma_x \sigma_y \sin 2\alpha + \\ &\quad + \sigma_y^2 \cos^2 \alpha. \end{aligned} \right\} \quad (6-63)$$

Полуоси эллипса определяются в этом случае следующим образом:

$$R_\psi = \frac{\sqrt{3}}{h_\psi}; \quad R_\varphi = \frac{\sqrt{3}}{h_\varphi},$$

где

$$h_\psi = \frac{1}{\sigma_\psi \sqrt{2}} \quad \text{и} \quad h_\varphi = \frac{1}{\sigma_\varphi \sqrt{2}} \quad (6-64)$$

Пример 6-6. Для промышленного предприятия, генплан которого приведен на рис. 6-11, построить зону рассеяния ЦЭН (рис. 6-12).

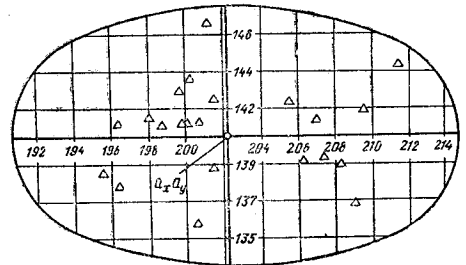


Рис. 6-12. Зона рассеяния центра электрических активных нагрузок одного из промышленных предприятий.

Исходные данные (координаты, м; мощности, кВт):

- $x_1 = 55; x_2 = 60; x_3 = 114; x_4 = 124;$
- $x_5 = 184; x_6 = 188; y_1 = 50; y_2 = 193;$
- $y_3 = 161; y_4 = 104; y_5 = 197; y_6 = 50;$
- $P_1 = 57; P_2 = 124; P_3 = 238; P_4 = 201;$
- $P_5 = 294; P_6 = 300; x_7 = 272; x_8 = 274;$
- $x_9 = 311; x_{10} = 326; y_7 = 90; y_8 = 169;$
- $y_9 = 208; y_{10} = 139; P_7 = 92; P_8 = 48;$
- $P_9 = 254; P_{10} = 225.$

Для сокращения объема примера суточные графики электрических нагрузок не приводятся.

1. Определяем координаты ЦЭН в соответствии с суточным графиком электрических нагрузок по формуле (6-29)

$$x_{01} = \frac{55 \cdot 57 + 60 \cdot 124 + 114 \cdot 238 + 124 \cdot 201 + \rightarrow \\ + 184 \cdot 294 + 188 \cdot 300 + 272 \cdot 92 + 274 \cdot 48 + \rightarrow \\ + 311 \cdot 254 + 326 \cdot 225}{1833} = 198,36;$$

$$y_{01} = \frac{50 \cdot 57 + 193 \cdot 124 + 161 \cdot 238 + 104 \cdot 201 + \rightarrow \\ + 197 \cdot 294 + 50 \cdot 300 + 90 \cdot 92 + 169 \cdot 48 + \rightarrow \\ + 208 \cdot 254 + 139 \cdot 225}{1833} = 141,53.$$

Остальные точки находятся аналогично.

2. Определяем параметры нормального закона распределения по выражениям (6-48) и (6-50):

$$a_x = 202,29; \quad h_x = 0,148; \\ a_y = 140,55; \quad h_y = 0,239; \\ \sigma_x^2 = 22,72; \quad \sigma_x = 4,76; \\ \sigma_y^2 = 8,74; \quad \sigma_y = 2,95.$$

3. Определяем полуоси эллипса рассеяния по формуле (6-57):

$$R_x = 11,6; \quad R_y = 7,2.$$

4. Прежде чем перейти к построению зоны рассеяния ЦЭН, необходимо определить коэффициент корреляции и угол α в соответствии с формулами (6-58) и (6-59):

$$K_k = \frac{57,87}{343,5} = 0,17; \\ \operatorname{tg} 2\alpha = \frac{2 \cdot 0,17 \cdot 4,76 \cdot 2,95}{22,72 - 8,74} = 0,34; \\ \alpha \approx 9^\circ.$$

5. Определяем параметры нормального закона распределения в новой системе координат по формулам (6-62), (6-63):

$$\sigma_\psi^2 = 22,72 \cdot 0,98^2 + 0,17 \cdot 4,76 \cdot 2,95 \cdot 0,30 + \\ + 8,74 \cdot 0,156^2 = 22,74; \\ \sigma_\psi^2 = 22,72 \cdot 0,156^2 - 0,17 \cdot 4,76 \cdot 2,95 \cdot 0,30 + \\ + 8,74 \cdot 0,98^2 = 8,12; \\ h_\psi = \frac{1}{2 \cdot 22,74} \approx 0,022; \quad h_\psi = \frac{1}{2 \cdot 8,12} \approx 0,062;$$

$$R_\psi = \frac{3}{0,147} \approx 20,4; \quad R_\psi = \frac{3}{0,247} \approx 12,1.$$

Таким образом, из приведенного расчета видно, что оси координат ориентированы так, что коэффициент корреляции и угол α получаются незначительными.

Величины R_ψ и R_ψ практически не меняются.

Для построения зоны рассеяния в данном случае достаточно перенести оси координат параллельно самим себе в точку a_x, a_y и по осям x и y отложить соответственно величины R_x и R_y . Для сравнения на рис. 6-11 нанесен эллипс рассеяния с учетом коэффициента корреляции.

6-8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОН УВЕЛИЧЕНИЯ ПРИВЕДЕННЫХ РАСЧЕТНЫХ ГОДОВЫХ ЗАТРАТ¹ ПРИ СМЕЩЕНИИ ПОДСТАНЦИИ ИЗ ЗОНЫ РАССЕЯНИЯ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Как показала практика проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий, расположить подстанцию в зоне рассеяния ЦЭН не всегда оказывается возможным по многим причинам. Так, например, зона рассеяния ЦЭН может попасть на территорию какого-либо цеха или другого производственного помещения, на линию железных дорог и т. д. Иногда расположить подстанцию в зоне рассеяния ЦЭН нельзя по техническим условиям производства, геологическим условиям, архитектурным и другим соображениям. Таким образом, определение зоны рассеяния ЦЭН не решает полностью вопроса о выборе местоположения ГПП или ГРП.

Исследования показали, что смещение подстанции из зоны рассеяния ЦЭН приводит к ухудшению технико-экономических показателей системы электроснабжения и является нежелательным. При невозможности расположения ГПП или ГРП в зоне рассеяния ЦЭН необходимо оценить, к чему приводит смещение, и на основании этого окончательно решить вопрос о местоположении подстанции.

С этой целью вся территория проектируемого объекта на генплане разбивается на отдельные зоны, которые можно назвать зонами увеличения расчетных годовых затрат. Если принять $h_x = h_y = h^*$, то эллипс преобразуется в доверительный круг, радиус которого определяется из выражения

¹ В литературе вместо термина «зоны увеличения приведенных расчетных годовых затрат» может встречаться термин «зоны погрешностей».

* Такое допущение справедливо в том случае, если погрешность замены не превышает 10%. В противном случае замена эллипса окружностью является недопустимой и зоны следует определять в виде эллипсов.

$$R = \frac{\sqrt{3}}{h}, \quad (6-65)$$

где

$$h = \frac{h_x + h_y}{2}. \quad (6-66)$$

Так как зона рассеяния ЦЭН представляет собой круг, то при определении зон удобнее их представить также в виде кругов с радиусами $R_1, R_2, R_3, \dots, R_n$. Это вполне оправдано. Как показали исследования, смещение подстанции на одно и то же расстояние в любом направлении при прочих одинаковых условиях дает практически одинаковое увеличение приведенных расчетных затрат.

Круг радиуса R_1 является кругом рассеяния координат ЦЭН и для него выполняется неравенство

$$0 \leq \Delta \leq 0,05$$

Для следующей зоны, ограниченной окружностями с радиусами R_1 и R_2 , выполняется неравенство

$$0,05 \leq \Delta \leq 0,10,$$

т. е. увеличение приведенных расчетных затрат в этой зоне не превышает 10%; в следующей зоне R_2, R_3 выполняется неравенство

$$0,10 \leq \Delta \leq 0,20$$

и т. д.

Продолжая анализ далее, получим для каждой зоны соответствующие неравенства, характеризующие пределы изменения приведенных расчетных затрат. Радиусы R являются функцией Δ . Анализ зависимости $R=f(\Delta)$ показал, что наиболее простым аналитическим выражением, соответствующим полученным данным исследования, является дробно-линейная функция вида

$$f(\Delta) = \frac{K\Delta}{1-\Delta}, \quad (6-67)$$

где $K > 1$ — коэффициент пропорциональности, характеризующий меру вогнутости кривой.

Коэффициент K определяется из условия, что при определении зоны рассеяния координат ЦЭН

$$R_1 = \frac{\sqrt{3}}{h}; \quad \Delta = 0,05,$$

откуда

$$K = 32,8 \frac{1}{h}; \quad (6-68)$$

$$R = \frac{32,8\Delta}{h(1-\Delta)}. \quad (6-69)$$

Пользуясь соотношением (6-69), получаем искомые значения радиусов зон. Полученные выражения (6-65) и (6-68) —

звоняют определить зону рассеяния координат ЦЭН и зоны увеличения приведенных расчетных годовых затрат. На рис. 6-11 зоны увеличения приведенных расчетных затрат для системы электроснабжения заданного промышленного объекта не даны.

Пример 6-7. Определение зон увеличения приведенных расчетных затрат промышленного предприятия, зона рассеяния которого определена в примере 6-6.

1. Определяем величину h из выражения (6-66):

$$h = \frac{0,148 + 0,239}{2} = 0,193.$$

2. Определяем радиус зон увеличения приведенных расчетных затрат соответственно для

$$0 \leq \Delta \leq 0,05$$

$$R_1 = \frac{32,8 \cdot 0,05}{0,193(1 - 0,05)} = 9;$$

$$0,05 \leq \Delta \leq 0,10$$

$$R_2 = \frac{32,8 \cdot 0,10}{0,193(1 - 0,10)} = 19;$$

$$0,10 \leq \Delta \leq 0,20$$

$$R_3 = \frac{32,8 \cdot 0,20}{0,193(1 - 0,20)} = 43;$$

$$0,20 \leq \Delta \leq 0,30$$

$$R_4 = \frac{32,8 \cdot 0,30}{0,193(1 - 0,30)} = 73;$$

$$0,30 \leq \Delta \leq 0,40$$

$$R_5 = \frac{32,8 \cdot 0,40}{0,193(1 - 0,40)} = 114$$

и т. д.

6-9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ГПП(ГРП) С УЧЕТОМ ДИНАМИКИ (РАЗВИТИЯ) СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий без учета перспективы роста электрических нагрузок приводит к тому, что уже вскоре после введения предприятия в эксплуатацию питающие и распределительные сети в определенной степени не отвечают изменившимся условиям. Многочисленные работы по анализу систем электроснабжения промышленных предприятий подтверждают это положение в полной мере. Принимать завышенные мощности трансформаторов, линий и другого электрооборудования с перспективой его использования через 10—15 лет нецелесообразно.

Необходимо отметить, что производить реконструкцию системы электроснабжения в условиях эксплуатации очень сложно,

а иногда почти невозможно. В то же время даже незначительное изменение (увеличение) потребляемой мощности приводит к тому, что условие экономической и технической целесообразности системы электроснабжения применительно к новому, повышенному потреблению мощности нарушается. Здесь уместно сказать, что обычно рационально реконструированная, новая система электроснабжения окупается, как правило, в 1—2 года.

Обычно главными затруднениями при реконструкции системы электроснабжения промышленных предприятий являются:

- 1) необходимость изменения положения ГПП (ГРП);
- 2) необходимость перехода на другое напряжение.

Здесь рассматривается один вопрос — положение ГПП (ГРП) на территории промышленного предприятия с учетом развития системы промышленного электроснабжения. Для построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия необходимо уже при проектировании учитывать ее возможное развитие. Для оптимального выбора местоположения ГПП или ГРП с учетом роста электрических нагрузок на генплан промышленного предприятия следует нанести:

- 1) зону рассеяния ЦЭН, соответствующую статическому состоянию системы электроснабжения промышленного предприятия;
- 2) зону рассеяния ЦЭН, соответствующую развитию предприятия на планируемый срок (обычно 15—20 лет) без учета изменения геометрии генплана предприятия (строительства новых цехов и освоения прилегающих к территории предприятия новых площадей);
- 3) зону рассеяния ЦЭН, соответствующую перспективному развитию предприятия и росту электрических нагрузок при условии изменения геометрии генплана предприятия.

Методика построения указанных зон рассеяния ЦЭН приведена в § 6-6.

Нанесение зон рассеяния ЦЭН на

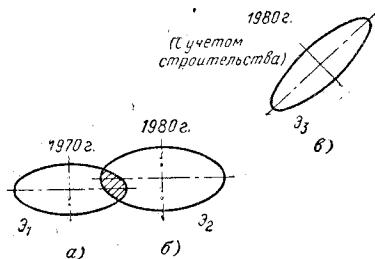


Рис. 6-13. Нанесение на генплан зон рассеяния. а — (эллипс \mathcal{E}_1) для положения, характеризующего электрические нагрузки на определенный период (1970 г.); б — зоны рассеяния (эллипс \mathcal{E}_2) с учетом роста потребления электрической энергии на определенное время (10—20 лет) без учета строительства; в — зоны рассеяния (эллипс \mathcal{E}_3) с учетом строительства новых цехов.

генплан проектируемого промышленного объекта позволяет не только определить местоположение ГПП (ГРП), но и наметить их количество. Чем больше расстояние между зонами рассеяния на генплане, тем больше вероятность экономической и технической целесообразности сооружения двух и более ГПП (ГРП).

Следует отметить, что изменение геометрии генплана промышленного предприятия может привести к изменению ориентации осей симметрии эллипса рассеяния, соответствующего динамике (росту) электрических нагрузок предприятия. Как видно из рис. 6-13, оси симметрии эллипса рассеяния ЦЭН \mathcal{E}_3 для уровня нагрузок 1980 г. (с учетом изменения геометрии генплана) образуют с осями симметрии эллипсов рассеяния ЦЭН для уровня нагрузок 1970 г. \mathcal{E}_1 и уровня нагрузок 1980 г. \mathcal{E}_2 (без учета изменения геометрии генплана) некоторый угол α . Это связано с изменившейся конфигурацией генплана, учитывающего намеченное строительство новых цехов.

На основании изложенного выше материала можно сделать следующие обобщающие выводы:

1. Распределение координат ЦЭН для объектов различных отраслей промышленности подчиняется нормальному закону.
2. Координаты ЦЭН испытывают рассеяние, которое будет различным для разных промышленных предприятий и для разных исходных условий.
3. Зона рассеяния ЦЭН в общем случае представляет собой эллипс, причем в зависимости от изменения исходных данных, генплана предприятия и т. п. соотношение полуосей эллипса может быть различным: $h_x \leq h_y$.
4. Наибольшее количество точек разброса группируется вокруг точки с координатами a_x, a_y ; количество точек, выходящих за пределы эллипса, составляет 2—5%.
5. Наиболее правильной постановкой задачи является определение местоположения ГПП (ГРП) с учетом динамики (развития) как отдельных цехов, так и всего промышленного предприятия.

6-10. ХАРАКТЕРНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Внешнее электроснабжение. а) Питание от энергосистемы без собственных электростанций. На рис. 6-14 приведены основные характерные схемы электроснабжения промышленных предприятий, питание которых производится только от энергосистем.

На рис. 6-14, а представлена схема радиального питания. Здесь напряжение сети внешнего электроснабжения совпадает с высшим напряжением сети на территории внутри предприятия (система внут-

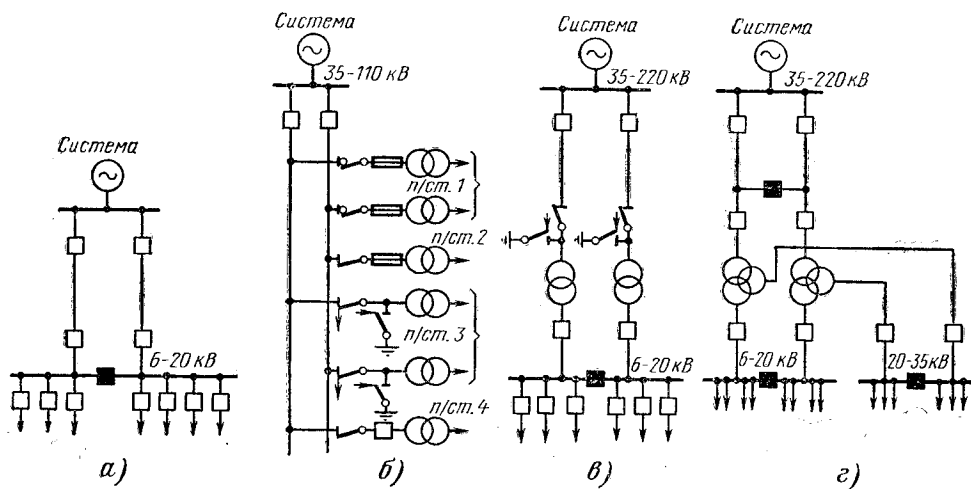


Рис. 6-14. Характерные схемы электроснабжения промышленных предприятий при питании их только от энергосистемы.

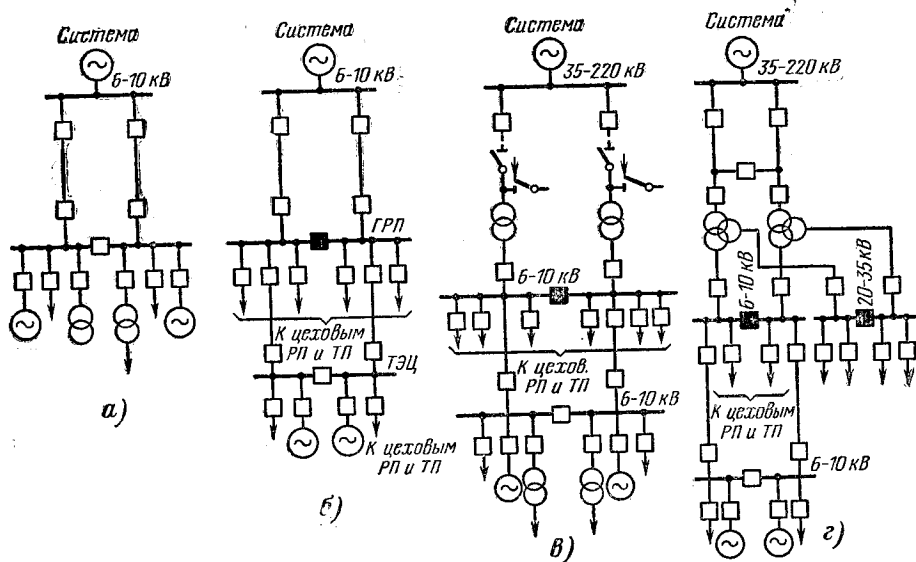


Рис. 6-15. Характерные схемы электроснабжения предприятий, питающихся от энергосистемы и собственных электростанций.

ренного электроснабжения), благодаря чему не требуется трансформация для предприятия в целом. Такие схемы электроснабжения характерны при питании прежде всего на напряжениях 6, 10 и 20 кВ.

На рис. 6-14, б приведена схема так называемого «глубокого ввода» 35—110 и редко 220 кВ, когда напряжение от энергосистемы без трансформации вводится по схеме двойной транзитной сквозной магистрали на внутреннюю территорию предприятия. В этой схеме при напряжении 35 кВ понижающие трансформаторы

устанавливаются непосредственно у зданий цехов и имеют низшее напряжение 0,69—0,4 кВ. Однако при напряжениях энергосистемы 110—220 кВ непосредственная трансформация на 0,69—0,4 кВ для цеховых сетей оказывается обычно нецелесообразной из-за сравнительно малой суммарной мощности потребителей отдельного цеха. В таких случаях может оказаться целесообразной промежуточная трансформация на напряжение 6—20 кВ на нескольких промежуточных понизительных подстанциях, каждая из которых должна питать свою группу цехов. В случае круп-

ных печных или специальных преобразовательных установок большой мощности может оказаться целесообразным трансформировать напряжение 110 или 220 кВ непосредственно на технологическое напряжение (обычно отличное от 0,69 или 0,4), устанавливая специальные для этого назначения понижающие трансформаторы непосредственно у зданий цехов.

На рис. 6-14, в приведена возможная схема электроснабжения промышленного предприятия с наличием трансформации, осуществляемой в месте перехода от схемы внешнего к схеме внутреннего электроснабжения. Схема характерна для предприятий значительной мощности и большой территории.

На рис. 6-14, г дана схема при условии трансформации на два напряжения, что характерно для мощных предприятий, а также в случае совместного питания предприятий, находящихся на значительном расстоянии друг от друга.

б) Питание от энергосистемы при наличии на промышленном предприятии собственной электростанции. На рис. 6-15 приведены характерные схемы электроснабжения промышленных предприятий при наличии на предприятии собственной электростанции. На рис. 6-15, а дана схема для случая, когда место расположения электростанции совпадает с центром электрических нагрузок предприятия и питание предприятия от энергосистемы осуществляется на генераторном напряжении. На рис. 6-15, б приведена схема для случая, когда электростанция находится в удалении от центра его электрических нагрузок, но питание от системы происходит на генераторном напряжении. На рис. 6-15, в представлена схема для случая, когда питание от системы осуществляется на повышенном напряжении и распределение электроэнергии по территории предприятия происходит на генераторном напряжении. Электростанция предприятия помещена вне центра электрических нагрузок. На рис. 6-15, г изображена схема, условия которой аналогичны схеме, представленной на рис. 6-15, в, но трансформация производится на два напряжения.

В схемах на рис. 6-14, в и г и 6-15, в и г для питания от системы на напряжениях 35—220 кВ могут применяться варианты, приведенные на рис. 6-16. Схема на рис. 6-16, а (без выключателей на стороне высшего напряжения) рекомендуется как более дешевая в исполнении и не менее надежная в эксплуатации, чем схема на рис. 6-16, б. Однако применение схемы на рис. 6-16, а возможно только для тех случаев, когда операция по включению и отключению трансформаторов не проводится ежедневно по причине соблюдения экономически целесообразного режима работы. Если отключение и включение трансформаторов происходят ежедневно, следует выбрать схему, представленную на рис. 6-16, б.

в) Питание только от собственной электростанции. Схема питания потребителей и приемников предприятия только от собственной электростанции приведена на рис. 6-17. Это имеет место весьма часто для предприятий, удаленных от сетей энергосистем, но по мере развития электрификации количество таких случаев будет все время уменьшаться.

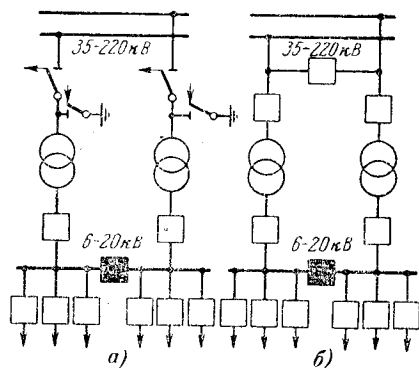


Рис. 6-16. Схемы присоединения трансформаторов ГПП к сети энергосистемы напряжением 35—220 кВ.

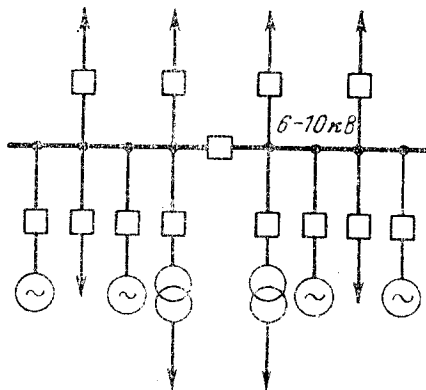


Рис. 6-17. Характерная схема электроснабжения при питании промышленного предприятия только от собственной электростанции, расположенной на его территории.

Внутреннее электроснабжение. Схемы электроснабжения, обеспечивающие питание предприятия на его территории, ввиду большой разветвленности, большого количества аппаратов должны обладать в значительно большей степени, чем схемы внешнего электроснабжения, дешевизной и надежностью одновременно. Это положение обеспечивается тем, что в зависимости от конкретных требований обеспечения приемников и потребителей применяются различные схемы питания.

а) Схемы радиального питания. Радиальными являются такие схемы, в которых электрическая энергия от центра питания (электростанция предприятия, подстанция или распределительный пункт) передается прямо к цеховой

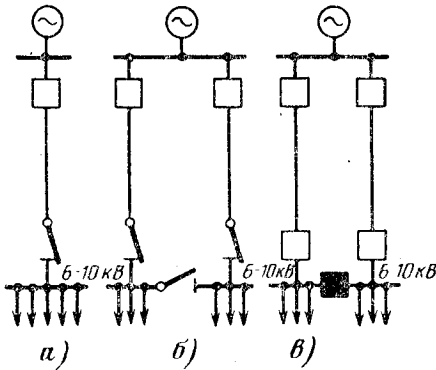


Рис. 6-18. Характерные радиальные схемы питания промышленного предприятия (схемы внутреннего электроснабжения).

подстанции, без ответвлений на пути для питания других потребителей. Из сказанного видно, что такие схемы должны обладать большим количеством отключающей аппаратуры и иметь значительное число питающих линий. Исходя из этого основного положения, характеризирующего схемы радиального питания, можно сделать вывод, что применять эти схемы следует только для питания достаточно мощных потребителей. На рис. 6-18 приведены характерные схемы радиального питания для систем как внешнего, так и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

Схема на рис. 6-18, а предназначена для питания потребителей третьей категории или потребителей второй категории с пониженной ответственностью, где допустим перерыв в электроснабжении на срок до 1—2 суток. Схема на рис. 6-19, б предназначена для потребителей второй категории, перерыв питания у которых может быть допущен в пределах не более 1—2 ч. Схема на рис. 6-18, в предназначена для электроснабжения потребителей первой категории, но такие схемы часто используются и для питания потребителей второй категории, перерыв в питании которых влечет за собой недоотпуск продукции, имеющей народнохозяйственное значение в масштабе страны, например выпуск подшипников.

б) Схемы магистрального питания. Магистральные схемы применяются в системе внутреннего электроснабжения предприятий в том случае, когда

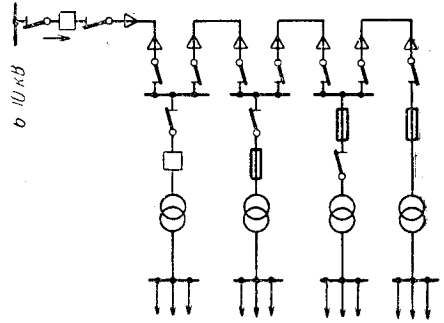


Рис. 6-19. Характерная магистральная схема питания промышленного предприятия в системе внутреннего электроснабжения.

потребителей достаточно много и радиальные схемы питания явно нецелесообразны. Обычно магистральные схемы обеспечивают присоединение пяти-шести подстанций с общей мощностью потребителей не более 5 000—6 000 кВ·А. На рис. 6-19 приведена типичная схема магистрального пи-

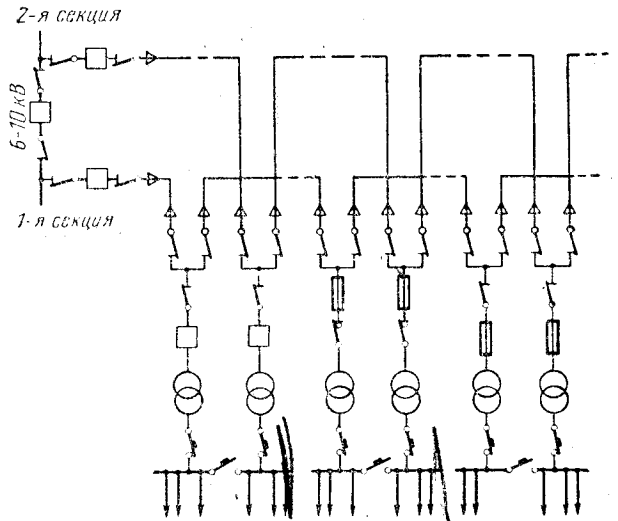


Рис. 6-20. Характерная схема питания сквозными двойными магистралями в системе внутреннего электроснабжения предприятия.

тания. Эти схемы характеризуются пониженной надежностью питания, но дают возможность уменьшить число высоковольтных отключающих аппаратов и более удачно скомпоновать потребителей для питания в группе по пять-шесть подстанций.

В тех случаях, когда необходимо со-

хранить преимущества магистральных схем и обеспечить высокую надежность питания, следует прибегать к так называемой системе двойных транзитных (сквозных) магистралей (рис. 6-20). В этой схеме при повреждении любой из питающих магистралей высшего напряжения, питание

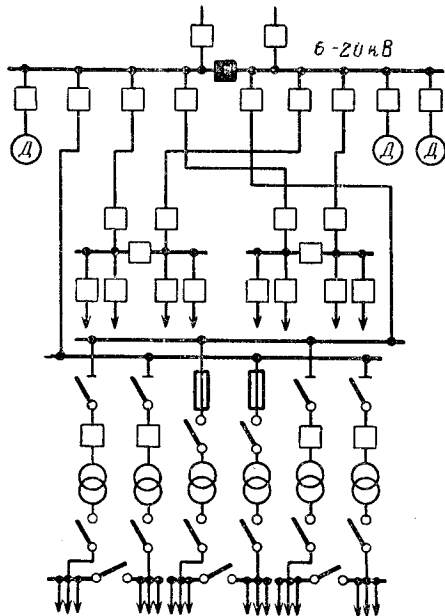


Рис. 6-21. Схема смешанного питания потребителей в системе внутреннего электроснабжения промышленного предприятия.

надежно обеспечивается по второй магистрали путем автоматического переключения потребителей на секцию шин низшего напряжения трансформатора, оставшегося в работе. Это переключение происходит со временем не более 0,1—0,2 с, что практически не успевает отразиться на электроснабжении потребителей.

в) Схемы смешанного питания. В практике проектирования и эксплуатации промышленных предприятий редко встречаются схемы, построенные только по радиальному или только магистральному принципу питания. Обычно крупные и ответственные потребители или приемники питаются по радиальной схеме. Средние и мелкие потребители группируются, их питание проектируется по магистральному принципу. Такое решение позволяет создать схему внутреннего электроснабжения с наилучшими технико-экономическими показателями. На рис. 6-21 приведена такая комбинированная схема.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 6-1. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1967.
- 6-2. Бутков А. Н. Определение центра электрических нагрузок при выборе местоположения источника электроэнергии. — «Электричество», 1957, № 6.
- 6-3. Чмугов А. П. Оптимальное размещение источника питания электроэнергией. — «Электричество», 1969, № 12.
- 6-4. Налимов В. В., Чернова Н. А. Статистические методы планирования экстремальных экспериментов. М., «Наука», 1965.
- 6-5. Каменева В. В. Определение зоны рассеяния центра электрических нагрузок. Изд. МЭИ, 1972.
- 6-6. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. М., «Наука», 1969.
- 6-7. Румшинский Л. З. Элементы теории вероятностей. М., «Наука», 1970.
- 6-8. Михайлов В. В., Эдельман В. И. Оценка надежности резервированных систем электроснабжения. — «Промышленная энергетика», 1968, № 10.
- 6-9. Веселов С. И., Михайлов В. В., Эдельман В. И. Методика определения ущерба потребителя от перерывов электроснабжения. — «Промышленная энергетика», 1967, № 12.
- 6-10. Гнеденко Б. В., Беляев Ю. К., Соловьев А. Д. Математические методы в теории надежности. М., «Наука», 1965.
- 6-11. Половко А. М. Основы теории надежности. М., «Наука», 1964.
- 6-12. Мельников Н. А., Розанов М. Н. Проектирование и эксплуатация электрических сетей и систем. Лекции. М., изд. ВЭИ, 1964.
- 6-13. Каменева В. В. Определение местоположения главных понизительных и распределительных подстанций промышленных предприятий. — «Электричество», М., 1970, № 9.
- 6-14. Муравьев В. П., Разгильдеев Г. И. Надежность электрооборудования в системах электроснабжения подземных разработок шахт. М., «Недра», 1970.
- 6-15. Справочник по надежности. Пер. с англ., в 3-х томах. М., «Мир», 1970.
- 6-16. Федосенко Р. Я. Надежность электроснабжения и электрические надежности нагрузок. М., «Энергия», 1967.
- 6-17. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1972.
- 6-18. Федоров А. А., Каменева В. В. Труды международной конференции по промышленной энергетике. Проблема VI, доклад 18, Киев, август 1972.

РАЗДЕЛ СЕДЬМОЙ

ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

7-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Правильный, технически и экономически обоснованный выбор числа и мощности трансформаторов для главных понизительных и цеховых подстанций промышленных предприятий имеет существенное значение для рационального построения схемы электроснабжения этих предприятий.

При выборе числа и мощности силовых трансформаторов пользуются данными годовых затрат по выражению (3-5), которые получают из капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов. Весьма важными, иногда решающими показателями при выборе числа и мощности трансформаторов являются также надежность питания, расход цветного металла и потребляемая трансформаторная мощность.

При выборе мощности основных трансформаторов в системе электроснабжения (не считая вспомогательных) следует стремиться к применению не более двух-трех стандартных мощностей. Это облегчает замену поврежденных трансформаторов и ведет к сокращению складского резерва трансформаторов. Весьма желательна установка трансформаторов одинаковой мощности. Однако такое решение не всегда выполнимо.

Большое удешевление подстанций 35 кВ и выше типа ГПП или ГРП достигается путем отказа от установки выключателей на стороне высшего напряжения. За исключением особых случаев все тупиковые подстанции можно проектировать без установки выключателей на стороне высшего напряжения (по схеме блока линия—трансформатор) с установкой короткозамыкателя на конце питающей линии.

В целях упрощения и удешевления для цеховых трансформаторов следует широко применять присоединение трансформаторов только через разъединители или присоединение по схемам: разъединитель—предохранитель, выключатель нагрузки—предохранитель.

Конструктивно цеховые трансформаторные подстанции следует выполнять в виде подстанций, пристроенных к стенам цехов. Основа помещения—каркас из стального профиля, расположенный на фундаменте, покрытый сверху тонкой листовой сталью, с боков—стальная сетка. Такое решение является наиболее дешевым, обеспечивающим быстрый монтаж (5—10 дней) и позволяет использовать полностью перегрузочную способность трансформаторов в послеаварийных режимах. Трансформаторы следует применять с изоляторами для наружной установки. При агрессивных наружных средах следует отдавать предпочтение комплектным подстанциям внутренней установки.

Выбор числа трансформаторов связан с режимом работы станции или подстанции. График нагрузки может быть таким, при котором по экономическим соображениям необходимо установить не один, а два трансформатора. Такие случаи, как правило, имеют место при плохом коэффициенте заполнения графика нагрузки (0,5 и ниже). В этом случае установка отключающих аппаратов необходима для оперативных действий (производящихся дежурным персоналом или происходящих автоматически) с силовыми трансформаторами при соблюдении экономически целесообразного режима их работы.

7-2. ВЫБОР ЧИСЛА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Главные понизительные подстанции и цеховые подстанции желательно выполнять с числом трансформаторов не более двух. Для потребителей третьей и частично второй категории возможно рассматривать вариант установки одного трансформатора с осуществлением резервного питания от соседней трансформаторной подстанции. В этом случае резервная подстанция является второй подстанцией и должна иметь запас мощности.

При выборе числа трансформаторов надо иметь в виду, что сооружение однотрансформаторных подстанций не всегда обеспечивает наименьшие затраты. Если по условиям резервирования питания потребителей необходима установка более чем одного трансформатора, то нужно стремиться к тому, чтобы число трансформаторов на подстанции не превышало двух.

Двухтрансформаторные подстанции экономически обычно более целесообразны, чем подстанции с одним или большим чис-

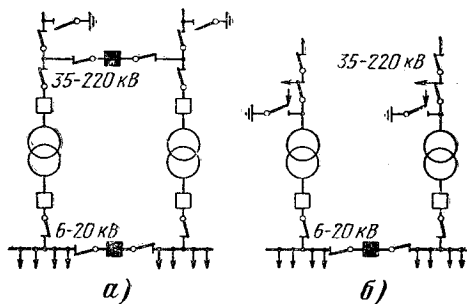


Рис. 7-1. Однолинейные схемы электрических соединений главных понизительных подстанций с двумя трансформаторами.

а — с выключателями на стороне высшего напряжения; б — без выключателей на стороне высшего напряжения.

лом трансформаторов. При сооружении двухтрансформаторных подстанций всегда желательно осуществлять наиболее простую схему электрических соединений со стороны высшего напряжения. Схема, приведенная на рис. 7-1, б, более предпочтительна вследствие ее простоты. Применение простых схем с числом выключателей, меньшим числа присоединений, особенно выгодно тогда, когда стоимость выключателя на стороне высшего напряжения соизмерима со стоимостью установки трансформатора.

Все остальные решения (подстанции с тремя и большим числом трансформаторов) являются обычно более дорогими. Однако они могут быть необходимы в тех случаях, когда приходится осуществлять подстанции для питания потребителей, требующих разных напряжений.

При проектировании подстанции необходимо учитывать требование резервирования, исходя из следующих основных положений.

Потребители первой категории должны иметь питание от двух независимых источников электроэнергии; при этом может быть обеспечено резервирование питания и всех других потребителей. При питании потребителей первой категории от одной подстанции для обеспечения надежности питания необходимо иметь минимум по одному трансформатору на каждой секции шин; при этом мощность трансформаторов должна быть выбрана так, чтобы при выходе из строя одного из них второй (с учетом допустимой перегрузки) обеспечивал питание всех потребителей первой категории.

Одновременно следует отметить, что на цеховых подстанциях с двумя трансформаторами рабочие секции шин низшего напряжения целесообразно держать в работе раздельно. При таком режиме ток к. з. уменьшается в два раза и облегчаются условия работы аппаратов напряжением до 1000 В. При отключении одного из работающих трансформаторов второй принимает на себя нагрузку отключившегося в результате включения секционного автомата. Ввод резервного питания для потребителей первой категории должен осуществляться автоматически.

Потребители второй категории должны быть обеспечены резервом, вводимым автоматически или действиями дежурного персонала. При питании от одной подстанции следует иметь два трансформатора или «складской» резервный трансформатор для нескольких подстанций, питающих потребителей второй категории, при условии, что замена трансформатора может быть произведена в течение нескольких часов. На время замены трансформатора может вводиться ограничение питания потребителей с учетом допустимой перегрузки оставшегося в работе трансформатора.

Потребители третьей категории могут получать питание от однотрансформаторной подстанции при наличии «складского» резервного трансформатора.

7-3. ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников.

При выборе мощности трансформаторов следует добиваться как экономически целесообразного режима работы, так и соответствующего обеспечения явного или неявного резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов, причем нагрузка трансформатора в нормальных условиях не должна (по нагреву) вызывать сокращения естественного срока его службы. Мощность трансформаторов должна обеспечивать потребную мощность в режиме работы после отключения поврежденного трансформатора в зависимости от требований, предъявляемых потребителями данной категории.

В Советском Союзе, как правило, все промышленные предприятия из года в год увеличивают свою производительность и расширяются, если не за счет строительства новых производственных площадей, то за счет более рационального использования существующих. Как в том, так и в другом случае потребная мощность предприятия растет. Поэтому целесообразно для учета увеличения потребляемой мощности предусматривать возможность увеличения мощности подстанций за счет замены трансформаторов более мощными, т. е. предусматривать возможность установки трансформаторов большей мощности на одну ступень. Например, если устанавливаются два трансформатора по 6300 кВ·А, то фундаменты и конструкции должны предусматривать возможность установки двух трансформаторов по 10 000 кВ·А без существенных переделок подстанции.

Надежность электроснабжения предприятия (разд. 6) достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов (второй в нормальном режиме работы может быть как отключен, так и включен). При этом соблюдается положение, при котором любой из оставшихся в работе трансформаторов (при аварии с другим) обеспечивает полную потребную мощность. Покрытие потребной мощности может осуществляться не только за счет использования номинальной мощности трансформаторов, но и за счет их перегрузочной способности (в целях уменьшения установленной мощности трансформаторов).

Номинальной мощностью трансформаторов называют мощность, на которую он может быть нагружен непрерывно в течение всего своего срока службы (~20 лет) при номинальных температурных условиях охлаждающей среды. Под этими условиями понимается согласно ГОСТ 14209-69 и ГОСТ 11677-65:

1) температуру охлаждающей среды, равную 20 °С;

2) превышение средней температуры масла над температурой охлаждающей среды:

а) для систем охлаждения М и Д = $=44^{\circ}\text{C}$;

б) для систем охлаждения ДЦ и Ц = $=36^{\circ}\text{C}$;

3) превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над средней температурой обмотки 13°C ;

4) отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого хода должно быть равно пятикратному (принимается наибольшее значение для обеспечения запаса по нагреву изоляции);

5) при изменении температуры изоляции на 6°C от среднего ее значения при номинальной нагрузке, равной 85°C , срок службы изоляции изменится вдвое (сокращается при повышении температуры или увеличивается при ее понижении);

6) во время переходных процессов в течение суток наибольшая температура верхних слоев масла не должна превышать 95°C и наиболее нагретой точки металла обмотки 140°C .

Здесь необходимо отметить, что это условие справедливо только для эквивалентной температуры окружающей среды, равной 20°C . При резком снижении этой температуры необходимо следить за нагрузкой трансформатора по контрольно-измерительным приборам и во всех случаях не допускать превышения нагрузки сверх 150% номинальной (см. ГОСТ 14209-69).

При повышении температуры охлаждающей среды над эквивалентной температурой для имеющегося графика нагрузки определяют повышенный износ изоляции в соответствии с кривой зависимости, приведенной на рис. 7-2, и решают вопрос о допустимости этого износа. Если повышенный

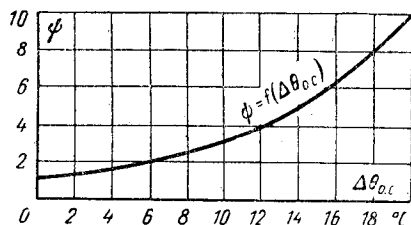


Рис. 7-2. Кривая для определения повышенного износа изоляции трансформатора по сравнению с нормальным износом в зависимости от повышения температуры охлаждающей среды.

φ — относительный, повышенный износ изоляции; $\Delta\theta_{о.с}$ — превышение температуры охлаждающей среды над температурой, соответствующей нормальному износу изоляции.

износ недопустим, то нагрузка на трансформатор должна быть соответственно уменьшена или выбран трансформатор большей мощности.

Пример 7-1. Трансформатор с системой охлаждения М и постоянной време-

ни нагрева масла $t=3,5$ ч работает при начальной нагрузке, равной 50% номинальной, и температуре охлаждающей среды $\theta_{о.с}=20^{\circ}\text{C}$.

В послеаварийном режиме трансформатор должен нести нагрузку 140% его номинальной мощности $5,5$ ч в течение суток. Эта нагрузка должна продолжаться 5 дней подряд.

Следует выяснить, насколько сократится срок службы трансформатора при работе в этих условиях. Находим, при какой температуре перегрузка на 40% в течение $5,5$ ч возможна для данного трансформатора без повышенного износа изоляции. При $K_n=0,5$ и $\theta_{о.с}=0^{\circ}\text{C}$ (ГОСТ 14209-69, чертеж 4, приложение 1, перегрузка возможна в течение $5,7$ ч, разность температур $20^{\circ}\text{C} - 0^{\circ}\text{C} = 20^{\circ}\text{C}$. В соответствии с рис. 7-2 относительный износ изоляции при температуре $\theta_{о.с}=20^{\circ}\text{C}$ равен $1,0$ вместо $1,0$ при $\theta_{о.с}=0^{\circ}\text{C}$. Отсюда следует, что за пять суток изоляция будет изношена так, словно трансформатор работал в номинальных условиях 50 дней, или срок его службы сократится, если считать срок службы 20 лет,

$$\text{на } \frac{50 \cdot 100}{20 \cdot 365} \approx 0,7\%.$$

ГОСТ 14209-69 предусматривает проверку допустимости действительного графика нагрузки для трансформатора, выбранного для обеспечения электроснабжения предприятия по методу, изложенному в нем (см. ГОСТ 14209-69, п. 4).

Для цеховых трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А, особенно старых выпусков, можно применять упрощенный способ определения величины требуемой номинальной мощности трансформатора.

Этим способом можно проверять мощность трансформаторов (типа ТМ) при установке его на открытом воздухе в том случае, если изменяющаяся температура окружающего воздуха $\theta_{о.с}$ не превышает $+35^{\circ}\text{C}$, среднегодовая температура равна $+5^{\circ}\text{C}$. При этих условиях превышение температуры обмоток не должно превосходить 70°C . Отсюда наибольшая допускаемая температура металла обмоток составляет $35+70=105^{\circ}\text{C}$. Эта температура имеет место только при $\theta_{о.с}=35^{\circ}\text{C}$ и если она совпадает с максимумом нагрузки трансформатора. Практически максимум нагрузки приходится на зимние месяцы (декабрь — январь), и $\theta_{о.с}$ в это время много ниже, чем $+35^{\circ}\text{C}$.

Если не принимать во внимание указанного выше обстоятельства, можно считать, что в данных температурных условиях температура верхних слоев масла (принимая перепад температур в изоляции равным 10°C) не должна превышать 95°C , которая допустима только при $\theta_{о.с}=35^{\circ}\text{C}$.

В зимнее время контроль за нагрузкой трансформатора должен вестись по измерительным приборам и нагрузка трансформатора в естественных условиях охлаждения не должна превышать 130%

его номинальной мощности. При форсировке охлаждения — 140%. Если трансформатор будет иметь температуру верхних слоев масла $+95^\circ\text{C}$ при температуре окружающего воздуха, например, -50°C , то он не проработает и 2–3 дней, ибо эти условия будут соответствовать нагреву металла обмоток приблизительно до 200°C .

Отсюда следует, что температура верхних слоев масла — показатель косвенный. Поэтому при $\theta_{о.с} < +35^\circ\text{C}$ необходимо следить за нагрузкой трансформатора по измерительным приборам.

В местностях, где среднегодовая температура отличается от $\theta_{с.г} = +5^\circ\text{C}$, номинальная мощность трансформатора или снижается с повышением температур $\theta_{о.с}$ и $\theta_{с.г}$, или повышается с понижением $\theta_{о.с}$ и $\theta_{с.г}$.

Номинальная мощность трансформатора определяется из выражения

$$S_{н.т} = S_{н.т.п} \left(1 + \frac{5 - \theta_{с.г}}{100} \right),$$

где $S_{н.т}$ — номинальная мощность трансформатора; $S_{н.т.п}$ — номинальная паспортная мощность трансформатора для условий $\theta_{с.г} = +5^\circ\text{C}$ и $\theta_{о.с} = +35^\circ\text{C}$.

В условиях, когда $\theta_{пред.о.с} > 35^\circ\text{C}$, номинальная мощность трансформатора дополнительно снижается на 1% на каждый градус повышения температуры окружающего воздуха в пределах $\theta_{пред.о.с} = +45^\circ\text{C}$. При дальнейшем повышении $\theta_{пред.о.с}$ обязательно применение форсированного воздушного или водяного охлаждения.

Выбор мощности трансформатора с учетом перегрузки. Мощность трансформатора целесообразно определять с учетом его перегрузочной способности. Если не принимать во внимание перегрузочную способность трансформатора, то можно без необходимости завысить его установленную мощность. Перегрузочная способность определяется в зависимости от графика нагрузки, питающей от устанавливаемых трансформаторов.

Перегрузка трансформатора допускается: а) послеаварийная и б) возможная систематически в условиях эксплуатации.

Перегрузка послеаварийная. В соответствии с ГОСТ 14209-69 для трансформаторов, имеющих системы охлаждения М, Д, ДЦ и Ц, можно допускать вне зависимости от длительности предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки кратковременную перегрузку в соответствии с кривой зависимости, представленной на рис. 7-3. Для сухих трансформаторов допустимая кратковременная перегрузка определяется по кривой зависимости (рис. 7-4).

В тех случаях, когда нагрузка трансформаторов (для систем охлаждения М, Д, ДЦ и Ц) до и послеаварийной перегрузки не превышала 0,93 от его паспорт-

ной мощности, его возможно перегружать в срок до 5 суток на 40%. Однако при этом продолжительность перегрузки в каждые сутки не должна превышать 6 ч (суммарная продолжительность перегрузки подряд или с разрывами). В этом случае следует применять все средства для форсирования охлаждения.

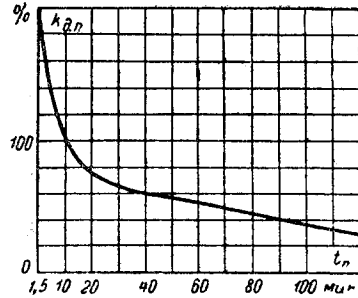


Рис. 7-3. Кривая для определения допустимой аварийной перегрузки трансформаторов $K_{дп}$ в зависимости от продолжительности этой перегрузки t_p , мин. Зависимость дана для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц.

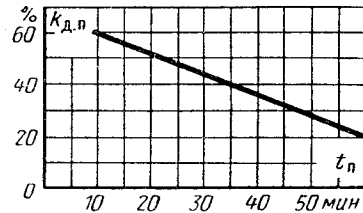


Рис. 7-4. Кривая для определения допустимых аварийных перегрузок $K_{дп}$ для сухих трансформаторов в зависимости от длительности перегрузки t_p , мин.

Перегрузка систематическая. Как было сказано выше, мощность трансформаторов целесообразно определять с учетом их перегрузочной способности. Систематическая перегрузочная способность трансформатора с масляным охлаждением типа ТМ, ТМД, ТДГ и других старых выпусков зависит от особенностей графика нагрузок, который характеризуется коэффициентом заполнения графика:

$$K_{з.г} = \frac{S_{ср}}{S_m}.$$

Имея величину продолжительности максимальной нагрузки $t_{п.м}$, по кривым (на рис. 7-5) определяют величину допустимой перегрузки, которой можно подвергать трансформатор ежедневно в часы максимума его нагрузки. Сухие трансформаторы можно перегружать в соответствии с кривыми зависимостей, приведенными на рис. 7-6.

Допустимую перегрузку трансформатора можно определить и по формуле $S_{доп} = S_{н.т}(1 - K_{з.г})0,3$, кВ·А, где $S_{доп}$ — допустимая дополнительная нагрузка трансформатора в часы максимальной нагрузки сверх номинальной паспортной

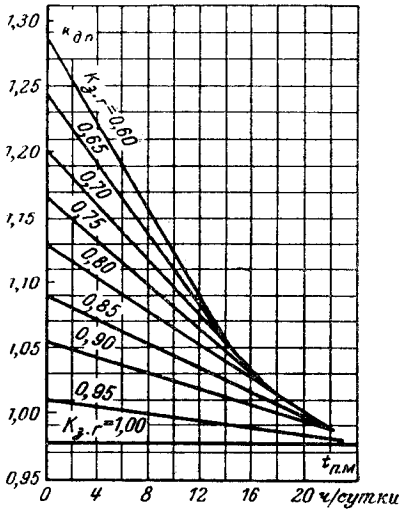


Рис. 7-5. Кривые кратностей допустимых перегрузок $K_{дп}$ силовых трансформаторов с масляным охлаждением в зависимости от коэффициента заполнения графика нагрузки $K_{з.г}$ и продолжительности максимума $t_{п.м}$.

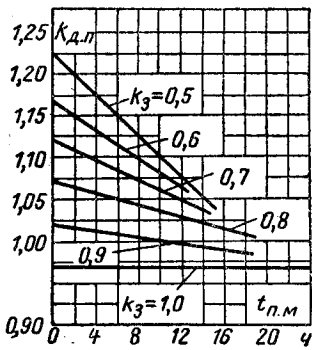


Рис. 7-6. Кривые кратности допустимых перегрузок $K_{д.п.}$ сухих силовых трансформаторов в зависимости от коэффициента заполнения графика $K_{з.г}$ и продолжительности максимума $t_{п.м}$.

мощности за счет неполного использования трансформатора в течение остального времени суток.

Кроме того, трансформатор может быть перегружен зимой за счет снижения его нагрузки в летнее время, т. е. когда нагрузка снижается вообще и естественный срок службы трансформатора увеличивается за счет снижения температуры

металла обмоток при летних нагрузках. В соответствии с этим допускается перегрузка в зимнее время на 1% на каждый процент недогрузки в летнее время, но всего за этот счет не более чем на 15%. Обе перегрузки допускается суммировать, но общая перегрузка не должна превышать 30%, или $S_{доп\Sigma} \leq 1,3 S_{н.т}$.

Более точно систематические перегрузки для трансформаторов с системой охлаждения М, Д, ДЦ и Ц можно определять в соответствии с указаниями ГОСТ 14209-65.

В приложении 1 к ГОСТ даны 36 чертежей, которые приведены ниже на рис. 7-7.

На этих чертежах приведены зависимости коэффициентов допустимой перегрузки трансформаторов ($K_{д.п} = K_2$) в функции от:

- 1) коэффициента нагрузки ($K_{п} = K_1$), имевшего место до периода времени, когда должна последовать перегрузка трансформатора;
- 2) длительности максимума перегрузки ($t_{п.м}$).

Графики построены для постоянных времени нагрева трансформаторов, равных 2,5 и 3,5 ч, и эквивалентной температуры охлаждающей среды от -10°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

Указания к пользованию графиками приведены в табл. 7-1.

Пример 7-2. Трансформатор с естественным масляным охлаждением работает с коэффициентом нагрузки $K_1 = 0,8$; после этого он в течение 2 ч нагружается на 135%, или $1,35 S_{н.т.л.}$. Определить, допустим ли такой режим работы?

Постоянная времени нагрева $\tau = 2,5$ ч, эквивалентная температура охлаждающей среды $\theta_{о.с.э} = 20^{\circ}\text{C}$. По графику рис. 7-7,7 (см. ГОСТ 14209-65, приложение 1, чертеж 7) $K_2 = 1,35$; следовательно, указанный режим работы трансформатора допустим.

При пользовании чертежами (1—36) рисунка 7-7, который взят из ГОСТ 14209-65, следует иметь в виду, что он содержит 36 чертежей и для них применена следующая система обозначений: например, чертеж 13 обозначается рис. 7-7, 13 и т. д.

Расчет параметров, требующихся по ГОСТ 14209-65 для определения систематической допустимой перегрузки трансформатора.

Определение постоянной времени трансформатора. Постоянная времени трансформатора τ определяется из выражения

$$\tau = \frac{C\theta_{м}}{\Delta P_{х.х} + \Delta P_{к.з}}, \text{ ч,}$$

где C — теплоемкость трансформатора, Вт·ч/ $^{\circ}\text{C}$; $\Delta P_{х.х}$ — потери холостого хода, Вт; $\Delta P_{к.з}$ — потери короткого замыкания, Вт; $\theta_{м}$ — превышение температуры верх-

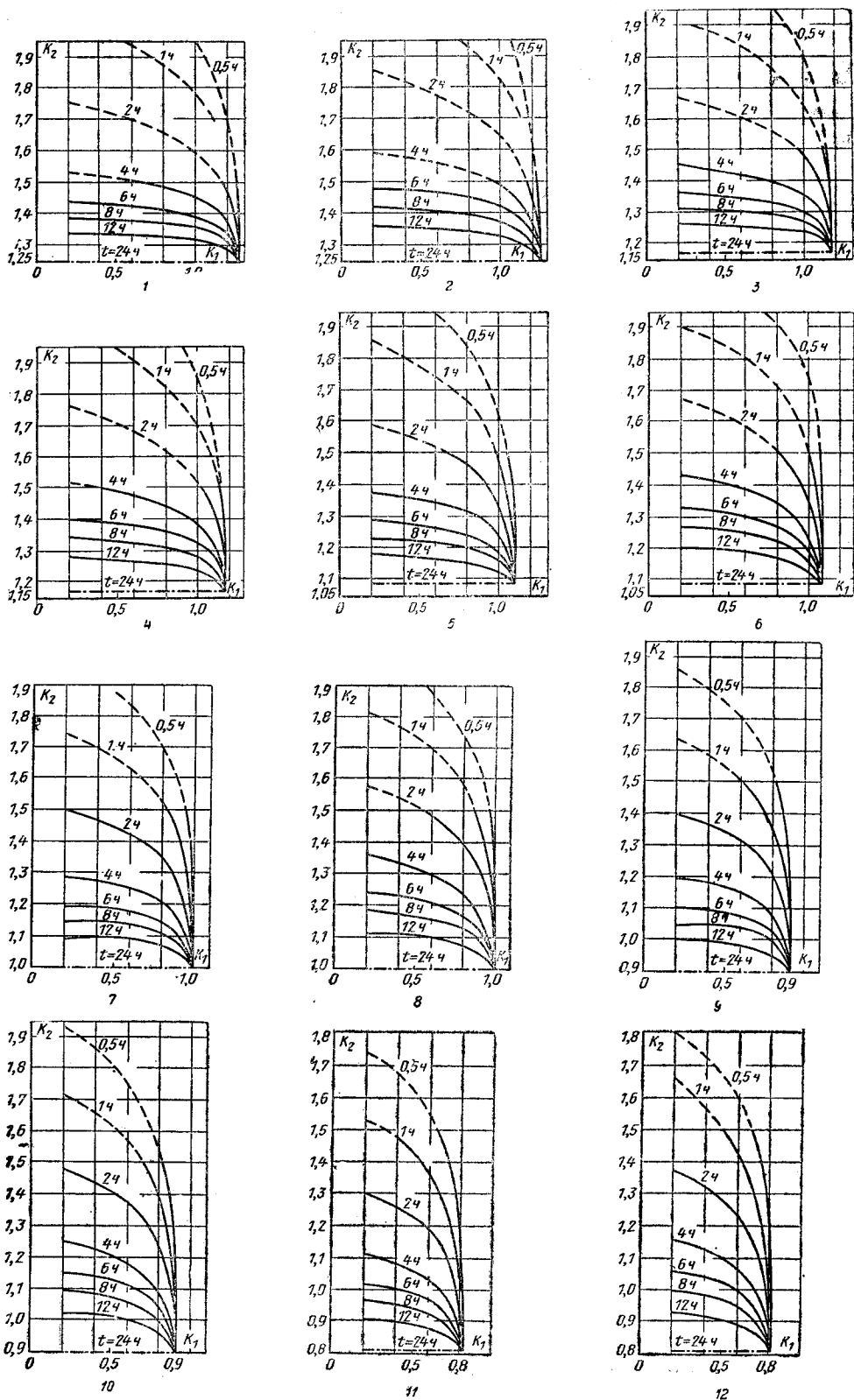
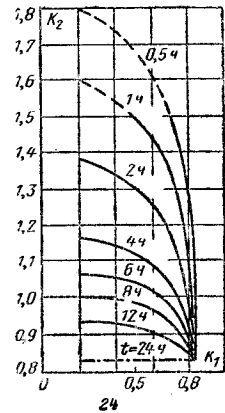
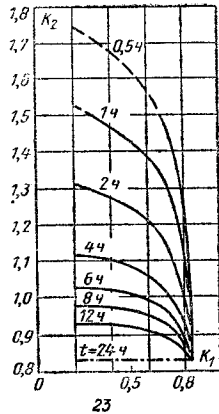
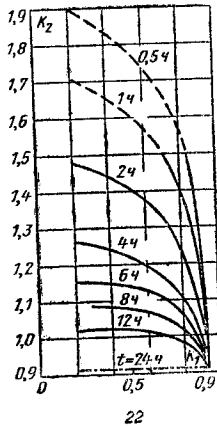
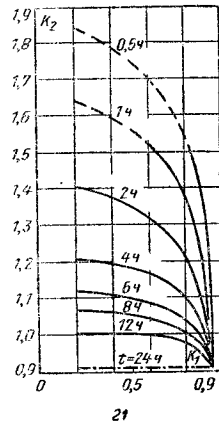
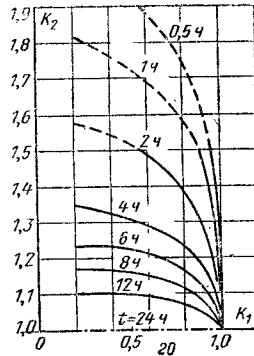
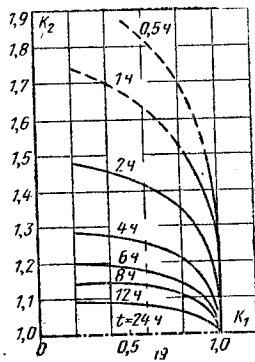
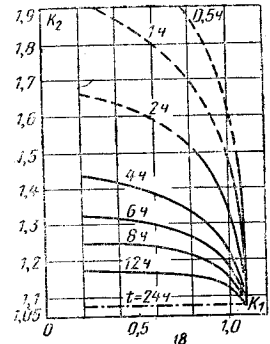
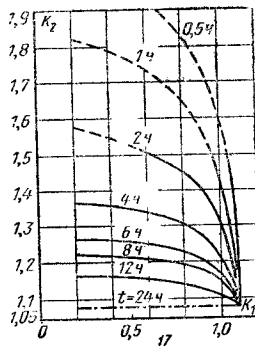
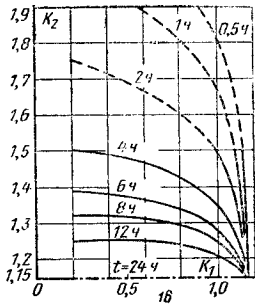
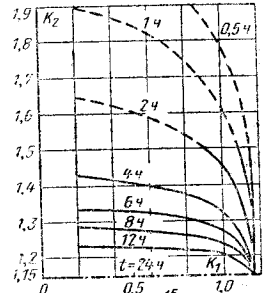
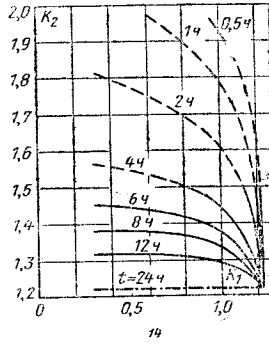
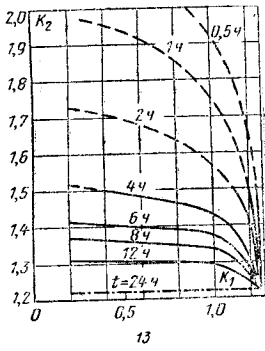


Рис. 7-7. Кривые зависимости коэффициента допустимой перегрузки $K_{дп}$ (K_2) силовых трансформаторов (исполнение М, Д, ДЦ и Ц) от продолжительности перегрузки $t_{п.п}$ и коэффициента нагрузки трансформатора $K_1 = (K_1)$ от предшествующей перегрузки. Для удобства и возможности ссылки и проверки чертежи занумерованы как в ГОСТ 14209-65.



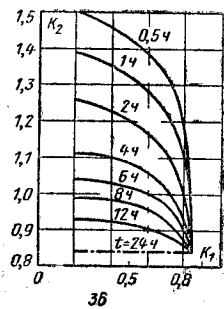
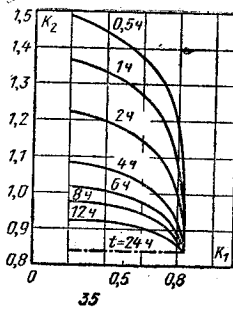
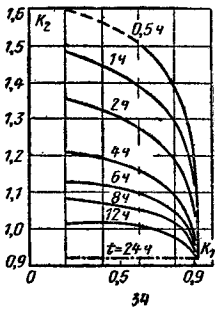
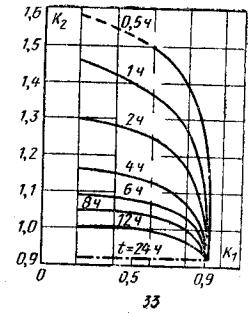
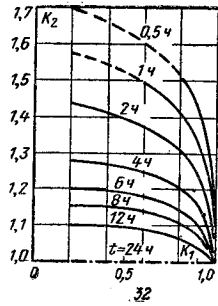
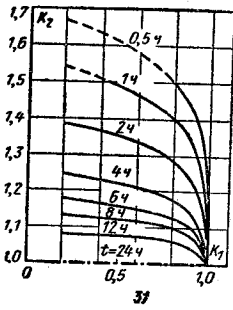
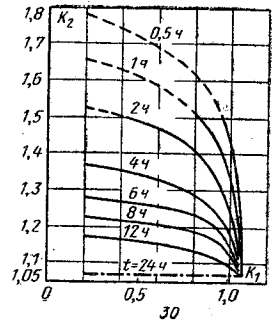
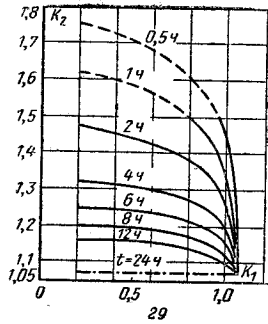
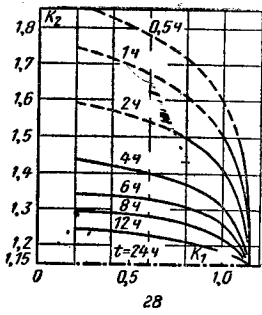
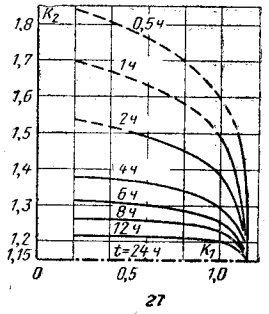
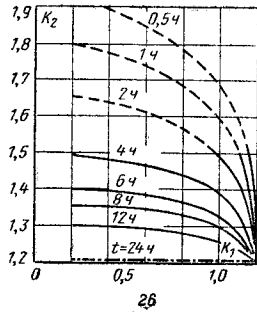
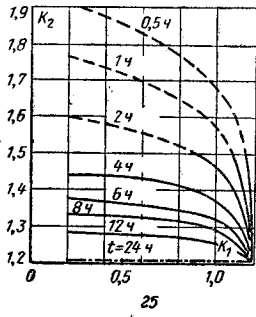


Таблица 7-1

Указания к пользованию графиками зависимости, приведенными на рисунках 7-7,1—36

Система охлаждения	Постоянная времени нагрева трансформатора, ч	Эквивалентная температура охлаждающей среды, °С						Мощность трансформатора, кВ·А
		-10	0	10	20	30	40	
		Номер графика ГОСТ 14209-69 (дана последняя цифра после запятой)						
М	2,5	1	3	5	7	9	11	1—1 000
	3,5	2	4	6	8	10	12	Свыше 1 000 до 63 000
Д	2,5	13	15	17	19	21	23	Свыше 63 000 до 32 000
	3,5	14	16	18	20	22	24	Свыше 32 000 до 63 000
ДЦ, Ц	2,5	25	27	29	31	33	35	От 100 000 до 125 000
	3,5	26	28	20	32	34	36	Свыше 125 000

Примечания: 1. Шкала мощностей трансформаторов указана только для определения ориентировочной постоянной времени нагрева.

2. При промежуточных, не кратных 10 °С температурах и промежуточных значениях длительности перегрузки коэффициент допустимой перегрузки и длительности ее определяют методом интерполяции. При значениях $K_2 = K_H > 1,5$ кривые графиков нанесены пунктиром. Эти участки кривых могут быть использованы только при разрешении завода-изготовителя.

них слоев масла над температурой охлаждающей среды, °С.

Теплоемкость для трансформаторов с обмотками из меди определяется из выражения $G_{мд} = 132 G_o + 108 G_{б.р} + 545 G_m + 133 G_{маг}$;

для трансформаторов с обмотками из алюминия $G_{ал} = 288 G_o + 108 G_{б.р} + 545 G_m + 133 G_{маг}$, где $G_{маг}$ — масса магнитопровода, т; G_m — масса масла, т; $G_{б.р}$ — масса бака с радиаторами, т; G_o — масса обмоток, т.

Определение эквивалентной температуры охлаждающей среды. Эквивалентная температура для определения допустимого режима нагрузки трансформатора для длительного периода работы его, когда температура охлаждающей среды существенно изменяется (например, в течение нескольких месяцев или в течение всего года), определяется по формуле

$$\theta_{охл.с} = 20 \lg \times \frac{\frac{\theta_{охл1}}{6} + 2 \frac{\theta_{охл2}}{6} + \dots + 2 \frac{\theta_{охлN}}{6}}{N}$$

где $\theta_{охл1}$; $\theta_{охл2}$; $\theta_{охл3}$; ...; $\theta_{охлN}$ — месячные эквивалентные температуры, °С, которые допускается принимать равными среднемесячным температурам; N — число месяцев.

Эквивалентные годовые, месячные температуры, а также эквивалентные летние (апрель — август) и осенне-зимние темпе-
12*

ратуры воздуха допускается определять приближенно по графикам зависимости эквивалентных температур от средних (рис. 7-8—7-10).

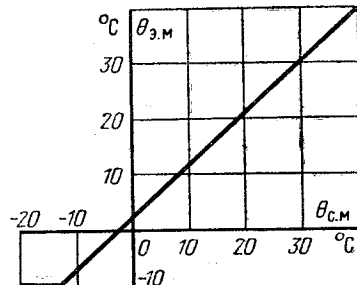


Рис. 7-8. График эквивалентных месячных температур $\theta_{э,м}$ в зависимости от среднемесячных температур $\theta_{с,м}$.

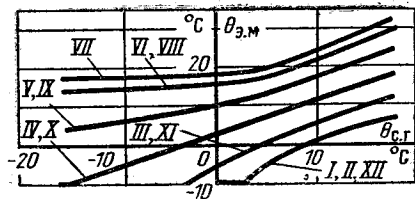


Рис. 7-9. График эквивалентных месячных температур $\theta_{э,м}$ в зависимости от среднегодовых температур $\theta_{с,г}$.

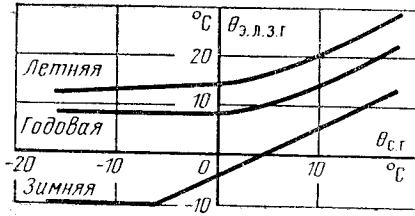


Рис. 7-10. График эквивалентных зимних, летних и годовых температур $\theta_{\text{э.л.з.г}}$ в зависимости от среднегодовых температур $\theta_{\text{с.г}}$.

Для упрощения и облегчения расчетов в ГОСТ 14209-69 приведены карты европейской и азиатской частей СССР с нанесением на них среднегодовых температур (рис. 7-11 и 7-12). Для выбора номиналь-

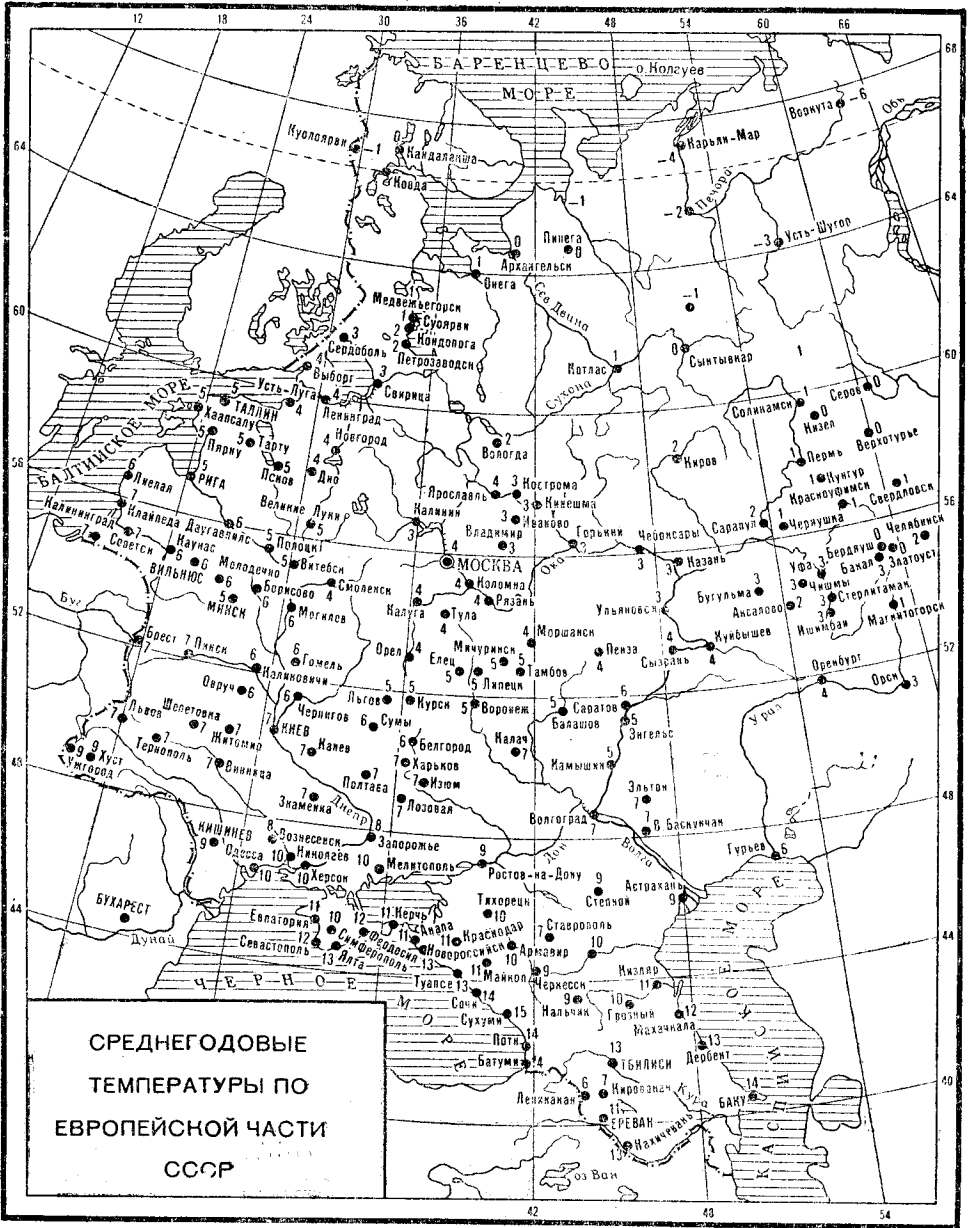


Рис. 7-11. Карта среднегодовых температур европейской части СССР.

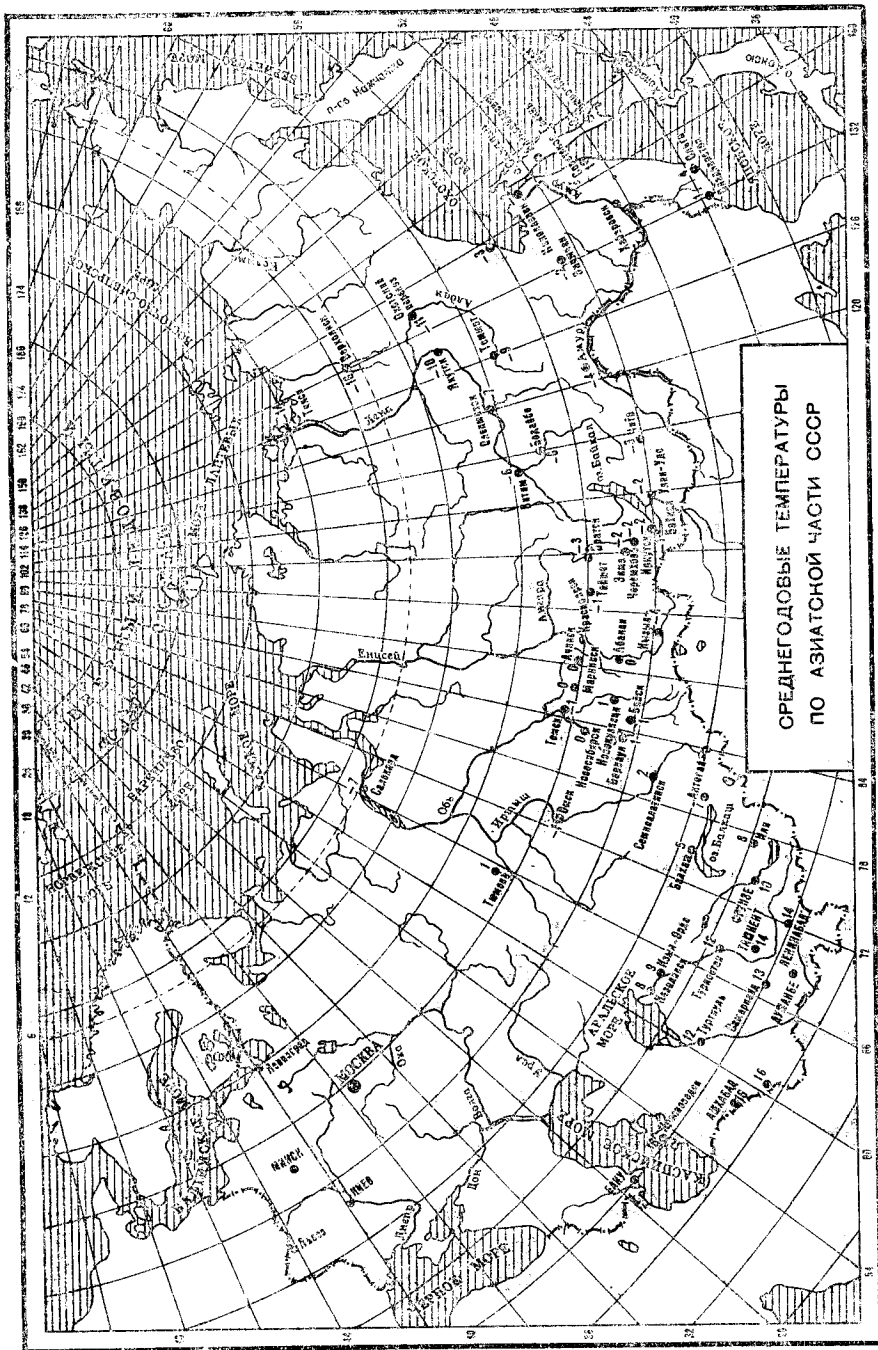


Рис. 7-12. Карта средних годовых температур азиатской части СССР.

ной мощности трансформатора по ГОСТ 14209-69 нагрузка его должна быть задана двухступенчатым прямоугольным графиком с начальной нагрузкой $I_{э.п} = K_n I_{ном}$ и перегрузкой $I_{э.п} = \kappa_{д.п} I_{ном}$ в течение времени T_p .

Здесь $I_{э.п}(K_1)$ — ток начальной нагрузки, А; $I_{э.п}(K_2)$ — ток перегрузки, А; K_n — коэффициент начальной нагрузки; $\kappa_{д.п}$ — коэффициент допустимой перегрузки; $I_{ном}$ — номинальный ток трансформатора, А.

По параметрам τ и $\theta_{охл}$ с учетом вида системы охлаждения трансформатора выбирают один из 36 графиков, помещенных на рис. 7-7. На этом графике строятся прямая по уравнению

$$K_n = \frac{I_{э.п}}{I_{э.п}} \kappa_{д.п}.$$

В точке пересечения кривой перегрузки (с заданной длительностью T_p) с указанной прямой определяют значения K_n и $\kappa_{д.п}$. Номинальный ток трансформатора определяют по формуле

$$I_{ном} = \frac{I_{э.п}}{K_n} \text{ или } I_{ном} = \frac{I_{э.п}}{\kappa_{д.п}}.$$

По номинальному току и напряжению находят нужную номинальную мощность трансформатора, кВ·А.

При проектировании и в условиях эксплуатации следует предусматривать экономически целесообразный режим работы трансформаторов. Сущность экономически целесообразного режима состоит в том, что при наличии на подстанции нескольких трансформаторов, могущих работать на общие шины, число включенных трансформаторов определяется условием, обеспечивающим минимум потерь мощности в этих трансформаторах при работе их по заданному графику нагрузки. При этом должны учитываться не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, которые возникают в системе электроснабжения по всей цепочке питания от генераторов электростанции до рассматриваемых трансформаторов из-за потребления трансформаторами реактивной мощности (см. рис. 15-1). Эти потери называются приведенными в отличие от потерь в самих трансформаторах, определяемых по выражению

$$\Delta P_T = \Delta P_{x,x} + \kappa_3^2 \Delta P_{к.з}$$

и подсчитываются согласно выражению

$$\Delta P_T' = \Delta P_{x,x}' + \kappa_3^2 \Delta P_{к.з}', \quad (7-1)$$

где $\Delta P_{x,x}' = \Delta P_{x,x} + \kappa_{и.п} \Delta Q_{x,x}$ — приведенные потери холостого хода трансформатора, учитывающие потери активной мощности как в самом трансформаторе, так и создаваемые им в элементах всей системы электроснабжения в зависимости от реак-

тивной мощности, потребляемой трансформатором; $\Delta P_{к.з}' = \Delta P_{к.з} + \kappa_{и.п} \Delta Q_{к.з}$ — приведенные потери короткого замыкания; $\Delta P_{x,x}$ — потери мощности холостого хода (в расчете их приближенно полагают равными потерям в стали трансформаторов); $\Delta P_{к.з}$ — потери мощности короткого замыкания (приближенно потери в меди обмоток трансформатора); $\kappa_{и.п}$ — коэффициент изменения потерь (разд. 15); $\kappa_3 = \frac{S_{нг}}{S_{н.т}}$ —

коэффициент загрузки; $S_{нг}$ — фактическая или расчетная нагрузка трансформатора; $S_{н.т}$ — номинальная мощность трансформатора; $\Delta Q_{x,x} = S_{н.т} \frac{I_{x,x}}{100}$ — реактивная мощность холостого хода трансформатора; $\Delta Q_{к.з} = S_{н.т} \frac{u_k}{100}$ — реактивная мощность, потребляемая трансформатором при номинальной паспортной нагрузке; $I_{x,x}$ — ток холостого хода трансформатора, %;

u_k — напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Вид кривых приведенных потерь мощности трансформаторов в зависимости от изменения нагрузки $S_{нг}$ показан на рис. 7-13.

Выражение (7-1) можно представить в иной форме:

$$\Delta P_T' = \Delta P_{x,x}' + \frac{\Delta P_{к.з}'}{S_{н.т}^2} S_{нг}^2.$$

Для упрощения дальнейшей записи обозначим:

$$\Delta P_{x,x}' = a \text{ и } \frac{\Delta P_{к.з}'}{S_{н.т}^2} = b. \quad (7-2)$$

Тогда

$$\Delta P_T' = a + b S_{нг}^2.$$

Это уравнение параболы, и поэтому на рис. 7-13 точки пересечения A , B и B , соответствующие нагрузкам S_1 ; S_2 ; S_3 , лежащие каждая одновременно на двух параболах (например, точка A), имеют координаты, удовлетворяющие совместному решению уравнений $\Delta P_{T1}' = a_1 + b_1 S_{нг}^2$ и $\Delta P_{T2}' = a_2 + b_2 S_{нг}^2$. В этих уравнениях индексы «1» и «2» соответствуют цифровым обозначениям кривых на рис. 7-13. В общем случае это может быть любая пара подобных кривых, причем каждая принадлежит соответствующему количеству параллельно включенных трансформаторов.

Для точки A справедливо равенство

$$\Delta P_{T1A}' = \Delta P_{T2A}'.$$

т. е.

$$a_1 + b_1 S_{нгA}^2 = a_2 + b_2 S_{нгA}^2.$$

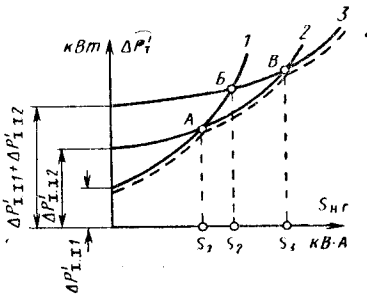


Рис. 7-13. Зависимость приведенных потерь активной мощности $\Delta P'_T$ в силовых трансформаторах 1 и 2 от изменений нагрузки.

1 и 2 — кривые потерь активной мощности в трансформаторах 1 и 2 при раздельной работе; 3 — кривая суммарных потерь активной мощности в трансформаторах 1 и 2 при параллельной работе; $\Delta P'_{x.1}$ и $\Delta P'_{x.2}$ — приведенные потери активной мощности холостого хода в трансформаторах 1 и 2.

откуда

$$S_{нгA} = \sqrt{\frac{a_2 - a_1}{b_1 - b_2}},$$

или, что равносильно,

$$S_{нгA} = \sqrt{\frac{a_1 - a_2}{b_2 - b_1}}. \quad (7-3)$$

Из выражения (7-3) для n трансформаторов одинаковой мощности получаем:

$$S_{нгA} = S_{н.т} \sqrt{n(n-1) \frac{\Delta P'_{x.x}}{\Delta P'_{к.з}}}. \quad (7-3a)$$

Точка А и соответствующая ей нагрузка $S_{нгA}$ могут быть найдены как графическим, так и аналитическим способами. Аналитический способ является более удобным, так как обычно в расчетах интересуются только точками А, В и С и соответствующими им нагрузками S_1 , S_2 и S_3 .

Выражением (7-3) пользуются

1) для установления экономически целесообразного режима работы двух параллельно работающих трансформаторов;

2) для решения вопроса об экономической целесообразности присоединения к группе трансформаторов дополнительно еще одного трансформатора.

Для группы трансформаторов величины a и b в общем виде определяются из выражений

$$a_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \Delta P'_{x.xi};$$

$$b_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P'_{к.зи}}{\left(\sum_{i=1}^n S_{н.ти}\right)^2},$$

где n — количество трансформаторов в группе; $i=1, 2, 3, \dots, n$ — порядковый номер трансформатора; Σ — индекс, означающий, что величины в данном случае являются общими для всей группы, состоящей из n трансформаторов.

Заметим, что задачу о целесообразности добавления к группе работающих трансформаторов еще одного трансформатора удобнее решать путем вычисления разности приведенных потерь ΔP_p после присоединения дополнительного трансформатора по формуле

$$\Delta P_p = \Delta P'_{\Sigma+1} - \Delta P'_{\Sigma} = a_{\Sigma+1} - a_{\Sigma} + (b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma}) S_{нг}^2$$

или

$$\Delta P_p = a_{n+1} + (b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma}) S_{нг}^2. \quad (7-4)$$

Здесь индекс Σ означает отношение величин b к группе, состоящей из n трансформаторов; индекс $\Sigma+1$ — к группе, состоящей из $n+1$ трансформаторов. Индекс $n+1$ означает отношение величины только к $(n+1)$ -му, т. е. добавляемому трансформатору.

Необходимо указать, что разность $(b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma})$ всегда отрицательна, в соответствии с чем величина ΔP_p может принимать либо положительные, либо отрицательные значения. Во втором случае присоединение дополнительного трансформатора будет целесообразным.

7-4. ПОДСЧЕТ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В СИЛОВЫХ ТРЕХОБОМОТЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

В системах электроснабжения нередко прибегают к установке трехобмоточных трансформаторов для обеспечения питания потребителей на разных напряжениях. Для выбора наиболее целесообразного решения приходится сопоставлять экономически два, три и более варианта, пользуясь формулой

$$З = C_3 + 0,15K.$$

Подсчет величины капиталовложений K не представляет трудностей, а определение стоимости годовых эксплуатационных расходов C_3 , в которую входят потери электроэнергии, осложняется тем, что в справочных материалах потери мощности в трехобмоточных трансформаторах даны суммарно на весь трансформатор при условии 100%-ной загрузки всех трех обмоток (высшего, среднего и низшего напряжений). В действительных условиях нагрузка обмоток трансформатора не имеет такого соотношения. Например, когда нагрузка обмоток высшего напряжения (примем ее питающей) равна 100%, тогда сумма нагрузок обмоток среднего и низшего напряжений должна быть равна то-

же 100% (НН — 30%, СН — 70% или НН — 40%, СН — 60% или другие подобные сочетания).

Таким образом, вследствие того, что до настоящего времени в каталожных данных потери в металле обмоток трехобмоточных трансформаторов приводятся для одновременной загрузки на 100% каждой обмотки, расчетные потери для трехобмоточных трансформаторов получаются не соответствующими действительным с ошибкой в сторону превышения. Как показано ниже, вследствие этого могут получаться ошибочные решения, особенно при экономическом сопоставлении трехобмоточного трансформатора с двумя двухобмоточными на соответствующие напряжения и мощность (см. пример 7-3).

Для правильного определения потерь мощности в трехобмоточных трансформаторах следует пользоваться выражением

$$\Delta P_{т.т} = \Delta P_{х.х} + \Delta P_{о.у} + \kappa_{зВН}^2 \Delta P_{к.зВН} + \kappa_{зСН}^2 \Delta P_{к.зСН} + \kappa_{зНН}^2 \Delta P_{к.зНН}, \quad (7-5)$$

где $\Delta P_{х.х}$ — потери мощности холостого хода трансформатора; $\Delta P_{о.у}$ — мощность охлаждающих устройств; $\Delta P_{к.зВН}$ — потери мощности в металле обмоток высшего напряжения при 100%-ной загрузке ее; $\kappa_{зВН}$ — коэффициент загрузки обмотки высшего напряжения; $\Delta P_{к.зСН}$ — потери мощности в металле обмотки среднего напряжения при 100%-ной загрузке ее; $\kappa_{зСН}$ — коэффициент загрузки обмотки среднего напряжения; $\Delta P_{к.зНН}$ — потери мощности в металле обмотки низшего напряжения при 100%-ной загрузке ее; $\kappa_{зНН}$ — коэффициент загрузки обмотки низшего напряжения.

В настоящее время величины потерь мощности в трехобмоточных трансформаторах даются по форме табл. 7-2. Вместо этой формы следует, пользуясь приведенными ниже формулами (7-7) — (7-9), составлять расчетные данные по форме табл. 7-3.

Только после составления этих данных можно правильно производить дальнейшие подсчеты потерь мощности электроэнергии и стоимости потерь. При этом уравнение (7-5) преобразовывают, как и для двухобмоточных трансформаторов, к виду, соответствующему учету потерь активной мощности от реактивной нагрузки трансформатора, а именно:

$$\Delta P'_{т.т} = \Delta P'_{х.х} + \Delta P_{о.у} + \kappa_{зВН}^2 \Delta P'_{к.зВН} + \kappa_{зСН}^2 \Delta P'_{к.зСН} + \kappa_{зНН}^2 \Delta P'_{к.зНН}. \quad (7-6)$$

Величина $\Delta P_{о.у}$ должна учитываться только для времени, когда нагрузка трансформатора имеет значение 70% номинальной мощности и более, т. е. тогда, когда по режиму работы трансформатора охлаждающие установки работают.

Так как в каталогах, заводских данных и других литературных источниках даются сведения о $\Delta P_{к.зВН}$, $\Delta P_{к.зСН}$ и $\Delta P_{к.зНН}$, то приводим методику их определения, основанную на том, что в исходных технических данных по трехобмоточным трансформаторам потери по мощности в металле обмоток задаются попарно:

$\Delta P_{к.зВН-НН}$ — потери мощности в обмотках высшего и низшего напряжений;
 $\Delta P_{к.зВН-СН}$ — то же в обмотках высшего и среднего напряжений;
 $\Delta P_{к.зСН-НН}$ — то же в обмотках среднего и низшего напряжений.

Таблица 7-2

Потери мощности в трехобмоточных трансформаторах, которые приводятся в настоящее время

$\Delta P_{х.х}$, кВт	$\Delta P_{к.з}$, кВт

Таблица 7-3

Потери мощности в трехобмоточных трансформаторах, которые следует подсчитать

$\Delta P_{х.х}$, кВт	$\Delta P_{о.у}$, кВт	Потери в металле обмоток $\Delta P_{к.з}$, кВт		
		ВН	СН	НН

Для определения потерь при нагрузке каждой обмотки на номинальную мощность трансформатора составляем уравнения:

$$\Delta P_{к.зВН-СН} = \Delta P_{к.зВН} + \Delta P_{к.зСН};$$

$$\Delta P_{к.зВН-НН} = \Delta P_{к.зВН} + \Delta P_{к.зНН};$$

$$\Delta P_{к.зСН-НН} = \Delta P_{к.зСН} + \Delta P_{к.зНН}.$$

Решая эти уравнения, получаем:

$$\Delta P_{к.зВН} = \frac{\Delta P_{к.зВН-СН} + \Delta P_{к.зВН-НН} - \Delta P_{к.зСН-НН}}{2}; \quad (7-7)$$

$$\Delta P_{к.зСН} = \frac{\Delta P_{к.зВН-СН} + \Delta P_{к.зСН-НН} - \Delta P_{к.зВН-НН}}{2}; \quad (7-8)$$

$$\Delta P_{к.з.НН} = \frac{\Delta P_{к.з.ВН-НН} + \Delta P_{к.з.СН-НН}}{2} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{-\Delta P_{к.з.ВН-СН}}{2} \quad (7-9)$$

Для использования в дальнейших расчетах величины в выражениях (7-7) — (7-9) должны быть с помощью $K_{и.п}$ пересчитаны в приведенные. Данные этих расчетов сводятся в табл. 7-3 в виде приведенных потерь. После определения потерь мощности следует определить потери электроэнергии в их стоимости.

Пример 7-3. Сравнить целесообразность установки двух двухобмоточных трансформаторов напряжением 110/35 и 110/6 кВ по 31,5 МВ·А ($2 \times 31,5 = 63$ МВ·А) с установкой одного трехобмоточного трансформатора. Обмотки принимаем в исполнении 100/100/100%. Нагрузку трансформаторов в обоих вариантах принимаем равной 50 МВ·А. Для упрощения расчета потери мощности принимаем фактическими, а не приведенными. Для уточнения и сопоставимости капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов по мощности при сравнении вариантов (63 МВ·А и 60 МВ·А) принимаем за основу мощность 63 МВ·А.

В этом случае коэффициент пересчета для сопоставимости вариантов будет равен:

$$K_{пересч} = \frac{63}{60} \approx 1,05.$$

Производим пересчет капиталовложений и эксплуатационных расходов при неточных исходных данных о трехобмоточных трансформаторах.

Данные потерь мощности трехобмоточного трансформатора 60 МВ·А:

$$\Delta P_{х.х.60} = 155 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{к.з.60} = 498 \text{ кВт}.$$

Определяем потери при нагрузке 50 МВ·А:

$$\Delta P_{т.т} = \Delta P_{х.х.т.т} + \kappa_3^2 \Delta P_{к.з.т.т} =$$

$$= 155 + (0,83)^2 \cdot 498 \approx 500 \text{ кВт},$$

$$\kappa_3 = \frac{50}{60} = 0,83.$$

При стоимости 1 кВт·ч, равной 0,01 руб., и числе часов работы трансформатора в год 8760 стоимость потерь составит:

$$C_{п.т.т} = 500 \cdot 8760 \cdot 0,01 = 43,8 \text{ тыс. руб/год}.$$

Амортизационные отчисления (при $K_{т.т} = 76$ тыс. руб.)

$$C_{а.т.т} \cdot K_{т.т} \varphi = 76 \cdot 0,1 = 7,6 \text{ тыс. руб/год}.$$

Общая величина годовых эксплуатационных расходов

$$C_{э.т.т} = C_{п.т.т} + C_{а.т.т} = 43,8 + 7,6 =$$

$$= 51,4 \text{ тыс. руб/год при } K_{т.т} = 76 \text{ тыс. руб}.$$

Приведенные к мощности 63 МВ·А данные трехобмоточного трансформатора:

$$C'_{э.т.т} = C_{э.т.т} K_{пересч} =$$

$$= 51,4 \cdot 1,05 = 54 \text{ тыс. руб/год};$$

Капиталовложения

$$K'_{т.т} = 76 \cdot 1,05 = 80 \text{ тыс. руб}.$$

Подсчет капиталовложений и эксплуатационных расходов при правильном учете потерь в трехобмоточном трансформаторе:

Капиталовложения $K'_{т.т} =$

$= 80$ тыс. руб. (из предыдущего расчета).

Эксплуатационные расходы

$$C_{а.т.т} =$$

$= 7,6$ тыс. руб/год (из предыдущего расчета).

Подсчитываем новую стоимость годовых потерь, предварительно определив новые (уточненные) потери мощности:

$$\Delta P_{т.т} = \Delta P_{х.х.т.т} + \Delta P_{о.у} + \kappa_{з.ВН}^2 \Delta P_{к.з.ВН} +$$

$$+ \kappa_{з.СН}^2 \Delta P_{к.з.СН} + \kappa_{з.НН}^2 \Delta P_{к.з.НН} =$$

$$= 155 + 12 + (0,83)^2 \cdot 231 + (0,41)^2 \cdot 90 +$$

$$+ (0,42)^2 \cdot 119 = 167 + 160 +$$

$$+ 15 + 21 = 363 \text{ кВт}.$$

Стоимость потерь $C_{п.т.т} = 363 \cdot 0,01 \times$

$\times 8760 = 31,8$ тыс. руб/год.

Полная стоимость эксплуатационных годовых расходов

$$C_{э.т.т} = C_{а.т.т} + C_{п.т.т} =$$

$$= 7,6 + 31,8 = 39,4 \text{ тыс. руб/год}.$$

Стоимость годовых эксплуатационных расходов, приведенная к мощности 63 МВ·А,

$$C'_{э.т.т} = 1,05 \cdot 39,4 = 41,4 \text{ тыс. руб/год}.$$

Производим подсчет капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов для двух двухобмоточных трансформаторов по 31,5 МВ·А.

Капиталовложения на 1 трансформатор 31,5 МВ·А: 1 трансформатор 31,5 МВ·А стоит 41,6 тыс. руб., 2 трансформатора стоят $2 \cdot 41,6 = 83,2$ тыс. руб.

Амортизационные отчисления

$$C_{а.2 \cdot 31,5} = 83,2 \cdot 0,1 = 8,3 \text{ тыс. руб/год}.$$

Стоимость потерь в одном трансформаторе 31,5 МВ·А

$$\Delta P_{31,5} = \Delta P_{х.х.31,5} + \Delta P_{о.у} + \kappa_3^2 \Delta P_{к.з.};$$

$$\Delta P_{31,5} = 86 + 5 + (0,83)^2 \cdot 260 = 229 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{2 \cdot 31,5} = 2 \cdot 229 = 458 \text{ кВт};$$

$$C_{п.2 \cdot 31,5} = 8760 \cdot 458 \cdot 0,1 = 40,6 \text{ тыс. руб/год};$$

$$C_{э.2 \cdot 31,5} = 8,3 + 40,6 \approx 49 \text{ тыс. руб/год}.$$

Сравниваем вариант установки двух двухобмоточных трансформаторов и одного трехобмоточного.

а) При ошибочном подсчете потерь в трехобмоточном трансформаторе

$$K_{2.31,5} = 83,2 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{63} = 80,0 \text{ тыс. руб.};$$

$$C_{э2.31,5} = 49 \text{ тыс. руб./год};$$

$$C_{э63т.т} = 54 \text{ тыс. руб./год};$$

$$T_{ок} = \frac{83,2 - 80}{54 - 49} = \frac{3,2}{5} = 0,6 \text{ года.}$$

Таким образом, при неточном подсчете потерь оказывается выгодно установить два двухобмоточных трансформатора.

б) При правильном подсчете потерь в трехобмоточном трансформаторе

$$K_{2.31,5} = 83,2 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{63т.т} = 80 \text{ тыс. руб.};$$

$$C'_{э2.31,5} = 49 \text{ тыс. руб./год};$$

$$C_{э63т.т} = 41,4 \text{ тыс. руб./год.}$$

Так как

$$K_{2.31,5} > K_{63т.т}$$

и

$$C_{э2.31,5} > C_{э63т.т},$$

то следует установить один трехобмоточный трансформатор, так как он имеет меньшие капитальные затраты и меньшие эксплуатационные расходы.

7-5. ПОДСЧЕТ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ

Для автотрансформаторов в каталогах указываются потери в металле обмоток из опытов к.з. на обмотках высшего и среднего напряжений $\Delta P_{к.зВН-СН}$ и $\Delta P_{к.зСН-НН}$, аналогично $\Delta P_{к.зВН-НН}$ и $\Delta P_{к.зСН-НН}$. При этом потери $\Delta P_{к.зВН-СН}$ в соответствии с условиями опытов к.з. относятся к номинальной мощности трансформатора $S_{н}$, а $\Delta P_{к.зВН-НН}$ и $\Delta P_{к.зСН-НН}$ к типовой мощности, равной $S_{тип} = \alpha S_{н}$, причем

$$\alpha = \frac{U_{ВН} - U_{СН}}{U_{ВН}},$$

где $U_{ВН}$ — высшее напряжение автотрансформатора; $U_{СН}$ — среднее его напряжение.

Потери мощности в каждой обмотке находятся по формулам

$$\Delta P_{к.зВН} = \frac{\Delta P_{к.зВН-СН} + \frac{\Delta P_{к.зВН-НН}}{\alpha^2}}{2} \rightarrow \frac{\Delta P_{к.зСН-НН}}{\alpha^2}; \quad (7-10)$$

$$\Delta P_{к.зСН} = \frac{\Delta P_{к.зВН-СН} + \frac{\Delta P_{к.зСН-НН}}{\alpha^2}}{2} \rightarrow \frac{\Delta P_{к.зВН-НН}}{\alpha^2}; \quad (7-11)$$

$$\Delta P_{к.зНН} = \frac{-\Delta P_{к.зВН-СН} + \frac{\Delta P_{к.зВН-НН}}{\alpha^2} + \frac{\Delta P_{к.зСН-НН}}{\alpha^2}}{2}. \quad (7-12)$$

Потери мощности $\Delta P_{к.зВН-НН}$ и $\Delta P_{к.зСН-НН}$, как указано выше, отнесены к типовой мощности автотрансформатора. Поэтому для приведения их к номинальной мощности их делят на α^2 . Полные потери мощности в металле автотрансформатора с учетом коэффициентов загрузки каждой из обмоток определяются для любого периода времени T из выражения

$$\Delta P_{к.з} = \kappa_{зВН}^2 \Delta P_{к.зВН} + \kappa_{зСН}^2 \Delta P_{к.зСН} + \kappa_{зНН}^2 \Delta P_{к.зНН}. \quad (7-13)$$

Полные годовые потери электроэнергии в автотрансформаторе $\Delta \mathcal{E}_a$ определяются по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_a = \Delta P_{к.з} T_{\Sigma} + \Sigma \left(\kappa_{зВН}^2 \Delta P_{к.зВН} + \kappa_{зСН}^2 \Delta P_{к.зСН} + \kappa_{зНН}^2 \Delta P_{к.зНН} \right) T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (7-14)$$

где T_{Σ} — время включения трансформатора под напряжением, ч/год; T — время включения трансформатора под нагрузкой, ч/год.

Методика использования приведенных здесь формул аналогична методике расчетов в случае применения трехобмоточных силовых трансформаторов.

7-6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА ПРИ НЕСИММЕТРИЧНОЙ НАГРУЗКЕ

В системе электроснабжения промышленных предприятий довольно часто встречается несимметричная нагрузка трансформаторов. При работе трансформатора в

таким режиме, если его мощность выбрана по максимально нагруженной фазе, будет иметь место соответствующее недоиспользование его. Совершенно очевидно, что трансформатор следует выбирать с учетом возможной перегрузки, чтобы более полноценно использовать его нагрузочную способность и сократить потребную трансформаторную мощность. Исследования этого вопроса, проведенные советскими инженерами [Л. 6-8], показали, что в таком режиме можно выбирать мощность трансформатора с учетом перегрузки, вследствие чего ток в наиболее нагруженной фазе может быть допущен выше номинального. Коэффициент перегрузки, допустимой в несимметричном режиме $K_{п.н.р}$, определяется из выражения

$$K_{п.н.р} = \frac{I_A}{I_{н.т}} = \frac{1,525}{\sqrt{1 + 0,45 \left[1 + \left(\frac{I_B}{I_A} \right)^2 + \left(\frac{I_C}{I_A} \right)^3 \right]}} \quad (7-15)$$

где I_A — ток наиболее нагруженной фазы; $I_{н.т}$ — номинальный ток трансформатора; I_B и I_C — ток в двух других фазах, нагруженных меньше фазы А.

Практическое использование выражения (7-15) см. ниже (примечания 7-6 и 7-7).

7.7. ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО ВОПРОСУ ВЫБОРА ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов (автотрансформаторов) для питания нагрузок промышленных предприятий производится на основании расчетов и обоснований по изложенной ниже общей схеме.

1. Определяется число трансформаторов на подстанции, исходя из обеспечения надежности питания с учетом категории потребителей.

2. Намечаются возможные варианты мощности выбираемых трансформаторов с учетом допустимой нагрузки их в нормальном режиме и допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

3. Определяется экономически целесообразное решение из намеченных вариантов, приемлемое для данных конкретных условий, по (7-2) — (7-4).

4. Учитывая возможность расширения или развития подстанции, решается вопрос о возможной установке более мощных трансформаторов на тех же фундаментах или предусматривается возможность расширения подстанции за счет увеличения числа трансформаторов.

Пример 7-4. Выбрать число и мощность трансформаторов ГПП машиностро-

ительного завода. Суточный график нагрузок наиболее загруженного дня этого завода и его годовой график нагрузок по продолжительности даны на рис. 7-14. Приемники электроэнергии 1-й категории на заводе потребляют мощность 10 МВ·А. Завод в будущем подлежит расширению.

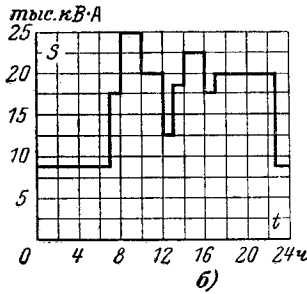
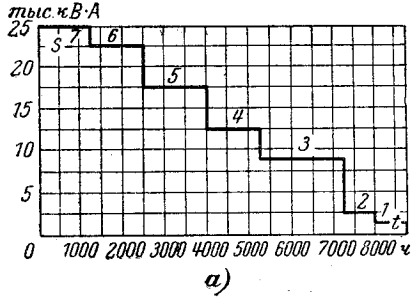


Рис. 7-14. Графики нагрузки машиностроительного завода.

а — годовой график по продолжительности использования мощности; б — суточный график нагрузки.

1. Выбираем число трансформаторов, установленных на ГПП завода. На заводе имеются потребители первой категории, поэтому на ГПП должны быть установлены два силовых трансформатора.

2. Намечаем два возможных варианта мощности трансформаторов ГПП завода с учетом допустимых перегрузок.

Из суточного графика нагрузок завода (рис. 7-14, б) имеем величину максимальной нагрузки за наиболее загруженный день $S_{макс} = 25$ МВ·А и продолжительность этой нагрузки за те же сутки $t_{п.м} = 2$ ч.

Определяем коэффициент заполнения графика нагрузки в наиболее загруженные сутки:

$$K_{з.г} = \frac{S_{ср}}{S_{макс}} = \frac{8,5 \cdot 7 + 17,5 \cdot 1 + 25 \cdot 2 + 20 \cdot 2 + 12,5 \cdot 1 + 8,5 \cdot 1 + 22,5 \cdot 2 + 17,5 \cdot 1 + 20 \cdot 6 + 85 \cdot 1}{24 \cdot 25} = 0,67.$$

По номограмме (см. рис. 7-5) при $K_{a,r}=0,67$ и $I_{п.м}=2$ ч определяем допустимую систематическую перегрузку трансформаторов в соответствии с суточным графиком нагрузки:

$$S'_{д.п} = 0,2S_{н.т.}$$

За счет неравномерности годового графика нагрузки (недогрузки в летние месяцы) может быть допущена дополнительная перегрузка трансформаторов в раз-
мере $S''_{д.п} = 15\%$ или $S''_{д.п} = 0,15 S_{н.т.}$

Определяем сумму допустимых перегрузок трансформаторов в нормальном режиме при максимальной нагрузке завода:

$$S_{д.п} = S'' + S' = 0,15S_{н.т.} + 0,20S_{н.т.} = 0,35S_{н.т.}$$

Так как допустимая перегрузка должна составлять не более 30%, принимаем $S_{д.п} = 0,3 S_{н.т.}$

Намечаем два варианта мощности трансформаторов.

Первый вариант: два трансформатора по 16 тыс. кВ·А ($2 S_{н.т.} = 2 \cdot 16 = 32$ МВ·А). В нормальном режиме трансформаторы будут с неполной загрузкой. Коэффициент загрузки их в часы максимума равен:

$$K_2 = \frac{S_m}{2S_{н.т.}} = \frac{25}{2 \cdot 16} = 0,78$$

Второй вариант: два трансформатора по 10 тыс. кВ·А ($2 S_{н.т.} = 2 \cdot 10 = 20$ МВ·А). С учетом нормальной перегрузки, определенной выше, оба трансформатора в нормальном режиме смогут пропустить всю потребляемую мощность во время максимальной нагрузки завода, поскольку допустимая максимальная мощность двух трансформаторов составит:

$$S_{м.т.} = 1,3 \cdot 2S_{н.т.} = 1,3 \cdot 2 \cdot 10 = 26 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

С точки зрения работы в нормальном режиме оба варианта приемлемы.

3. Проверяем возможность перегрузки намеченных трансформаторов при отключении одного из них.

Первый вариант. При отключении одного из трансформаторов 16 МВ·А оставшийся в работе сможет пропустить мощность, равную:

$$1,4S_{н.т.} = 1,4 \cdot 16 = 22,4 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

т. е. 90% всей потребляемой заводом мощности, что приемлемо. Коэффициент 1,4 учитывает допустимую предельную перегрузку трансформатора в послеаварийном режиме.

Второй вариант. При отключении одного из трансформаторов 10 МВ·А оставшийся в работе трансформатор сможет пропустить мощность, равную:

$$1,4 \cdot 10 = 14 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Учитывая, что в этом режиме питание потребителей первой категории не наруша-

ется, а потребители второй и третьей категорий допускают перерыв в питании на некоторое время, считаем второй вариант также приемлемым.

4. Определяем экономически целесообразный режим работы трансформаторов. Технические данные трансформаторов 35/6 кВ [Л. 7-8]:

Первый вариант. $S_{н.т.} = 16$ МВ·А; $\Delta P_{х.х} = 21$ кВт; $\Delta P_{к.з} = 85$ кВт; $I_{х.х} = 0,85\%$; $u_k = 10,5\%$; $K_{16} = 13,05$ тыс. руб.

Второй вариант. $S_{н.т.} = 10$ МВ·А; $\Delta P_{х.х} = 18$ кВт; $\Delta P_{к.з} = 60$ кВт; $I_{х.х} = 0,9\%$; $u_k = 10,5\%$; $K_{10} = 10,45$ тыс. руб.

Определяем потери мощности и энергии в трансформаторах за год при работе их в экономически целесообразном режиме. Принимаем при расчетах $\kappa_{н.п} = 0,05$ кВт/квар (задан энергосистемой для данного завода в соответствии с его местоположением).

Первый вариант

$$\begin{aligned} \Delta Q_{х.х} &= S_{н.т.} \frac{I_{х.х}\%}{100} = \\ &= 16000 \cdot \frac{0,85\%}{100} = 136 \text{ квар}; \end{aligned}$$

$$\Delta Q_{к.з} = S_{н.т.} \cdot \frac{u_k\%}{100} =$$

$$= 16000 \frac{10,5}{100} = 1680 \text{ квар};$$

$$\begin{aligned} \Delta P'_{х.х} &= \Delta P_{х.х} + \kappa_{н.п} \Delta Q_{х.х} = \\ &= 21 + 0,05 \cdot 136 = 28 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta P'_{к.з} &= \Delta P_{к.з} + \kappa_{н.п} \Delta Q_{к.з} = \\ &= 85 + 0,05 \cdot 1680 = 169 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Приведенные потери мощности в одном трансформаторе

$$\begin{aligned} \Delta P'_{16} &= \Delta P'_{х.х} + K_2^2 \Delta P'_{к.з} = \\ &= 28 + K_2^2 \cdot 169, \text{ кВт}. \end{aligned}$$

В двух параллельно работающих трансформаторах

$$\begin{aligned} \Delta P'_{2 \cdot 16} &= 2\Delta P'_{х.х} + 2K_{30,5}^2 \Delta P'_{к.з} = \\ &= 56 + K_{30,5}^2 \cdot 2 \cdot 169 = 56 + K_{30,5}^2 \cdot 338 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

Здесь $K_{30,5}$ — новый коэффициент загрузки за счет разделения нагрузки полам между двумя одинаковыми трансформаторами.

Второй вариант

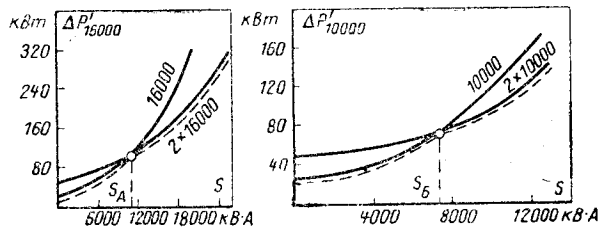
$$\Delta Q_{х.х} = 10000 \frac{0,9}{100} = 90 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{к.з} = 10000 \frac{10,5}{100} = 1050 \text{ квар};$$

$$\Delta P'_{х.х} = 18 + 0,05 \cdot 90 = 22 \text{ кВт};$$

Рис. 7-15. Кривые зависимости приведенных потерь в одном и двух трансформаторах.

а — для двух трансформаторов по 16 МВ·А; б — для двух трансформаторов по 10 МВ·А.



а)

б)

$$\Delta P'_{к.з} = 60 + 0,05 \cdot 1050 = 112 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{10} = 22 + K_3^2 \cdot 112 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{2 \cdot 10} = 44 + K_{3,0,5}^2 \cdot 224 \text{ кВт}.$$

Находим нагрузку, при которой необходимо переходить на работу с двумя трансформаторами.

1) Для трансформатора 16 000 кВ·А (первый вариант)

$$S_A = S_{н.т} \sqrt{n(n-1) \frac{\Delta P_{х.х}}{\Delta P_{к.з}}} =$$

$$= 16 \sqrt{2 \cdot \frac{21}{85}} \approx 12,0 \text{ МВ·А}.$$

2) Для трансформаторов 10 000 кВ·А (второй вариант)

$$S_B = 10 \sqrt{2 \cdot \frac{18}{60}} \approx 8,0 \text{ МВ·А}.$$

На рис. 7-15 показано графическое определение величин S_A и S_B . Совпадение результатов расчета получается достаточно удовлетворительным. Расчеты по определению годовых потерь мощности и энергии сведены в табл. 7-4 для первого варианта и в табл. 7-5 для второго. Технико-экономическое сопоставление вариантов установки трансформаторов приводится ниже:

Первый вариант. Капитальные затраты $K_1 = 2K_{16} = 2 \cdot 13,05 = 26,1$ тыс. руб. Годовые эксплуатационные расходы: Амортизация $C_{a16} = \phi K_1 = 0,1 \cdot 26,1 = 2,6$ тыс. руб/год.

Стоимость потерь при $C_0 = 0,02$ руб/кВт·ч

$$C_{п16} = C_0 \Delta \mathcal{E}_{a16} = 0,02 \cdot 1185000 \approx$$

$$\approx 23,7 \text{ тыс. руб/год}.$$

Суммарные годовые расходы:

$$C_{\Sigma 16} = C_{a16} + C_{п16} = 2,6 + 23,7 =$$

$$= 26,3 \text{ тыс. руб/год}.$$

Второй вариант. Капитальные затраты $K_2 = 2K_{10} = 2 \cdot 10,45 = 20,9$ тыс. руб.

Годовые эксплуатационные и амортизационные расходы:

$$C_{a2} = \phi K_2 = 0,1 \cdot 20,9 \approx 2,1 \text{ тыс. руб/год}.$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_{п2} = C_0 \Delta \mathcal{E}_{a.г} = 1615000 \cdot 0,02 =$$

$$= 32,3 \text{ тыс. руб/год}.$$

Суммарные годовые эксплуатационные расходы:

$$C_{\Sigma.г} = 2,1 + 32,3 = 34,4 \text{ тыс. руб/год}.$$

Определяем срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \frac{26,1 - 20,9}{34,3 - 26,3} \approx$$

$$\approx 0,65 \text{ года}.$$

Срок окупаемости значительно меньше нормативного $T_n = 7-8$ лет, поэтому первый вариант по экономическим соображениям является более рациональным. Учитывая заданные условия о будущем расширении завода, окончательно останавливаемся на варианте установки двух трансформаторов по 16 МВ·А.

Пример 7-5. Определить число и мощность трансформаторов, питающих завод черной металлургии. Расчетная мощность завода 22 МВ·А.

График равномерный, его коэффициент заполнения практически равен единице. В будущем завод будет расширяться.

1. Определяем число трансформаторов на ГПП завода. Нагрузки завода относятся к первой категории по требованиям надежности электроснабжения, поэтому на ГПП должны быть установлены два трансформатора.

2. Намечаем два варианта мощности трансформатора.

Первый вариант. Два трансформатора по 16 МВ·А каждый. Загрузка трансформаторов в нормальном режиме составит:

$$K_{з.н.р} = \frac{22}{2 \cdot 16} = \frac{22}{32} = 0,69.$$

Второй вариант. Два трансформатора по 25 МВ·А. Загрузка составит:

$$K_{з.н.р} = \frac{22}{2 \cdot 25} = \frac{22}{50} = 0,44.$$

3. Проверяем возможность работы намеченных трансформаторов при отключении одного из них.

Первый вариант. При отключении одного из трансформаторов 16 тыс. кВ·А

Таблица 7-4

Потери электрической энергии в трансформаторах 2×16 МВ·А

№ ступени нагрузки	Нагрузка, кВ·А	κ_3	$\kappa_3 \cdot 0,5$	Продолжительность ступени нагрузки, ч/год	Потери мощности в трансформаторах, кВт	Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч/год
1	1 250	0,078	—	760	28,0	21 900
2	2 500	0,156	—	750	32,0	23 900
3	8 750	0,547	—	2000	78,5	157 000
4	12 500	—	0,39	1250	113,0	141 000
5	17 500	—	0,547	1500	157,0	236 000
6	22 500	—	0,703	1250	223,0	278 000
7	25 000	—	9,782	1250	262,0	327 000
Всего за год $\Delta \mathcal{E}_{a16} = 1\,185\,000$ кВт·ч.						

Таблица 7-5

Потери электрической энергии в трансформаторах 2×10 МВ·А

№ ступени нагрузки	Нагрузка, кВ·А	κ_3	$\kappa_3 \cdot 0,5$	Продолжительность ступени нагрузки, ч/год	Потери мощности в трансформаторах, кВт	Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч/год
1	1 250	0,125	—	760	24,2	18 400
2	2 500	0,25	—	750	29,5	22 100
3	8 750	—	0,438	2000	88,2	176 000
4	12 500	—	0,625	1250	132,0	165 000
5	17 500	—	0,875	1500	217,0	326 000
6	22 500	—	1,125	1250	329,0	412 000
7	25 000	—	1,25	1250	396,0	495 000
Всего за год $\Delta \mathcal{E}_{a10} = 1\,615\,000$ кВт·ч.						

оставшийся в работе трансформатор с учетом допустимой 40%-ной аварийной перегрузки сможет пропустить $1,4 S_{н.т} = 1,4 \cdot 16 \approx 22,4$ МВ·А, т. е. всю потребляемую заводом мощность.

Второй вариант При отключении одного из трансформаторов 25 МВ·А оставшийся в работе трансформатор сможет пропустить без перегрузки всю потребляемую мощность:

$$S_{н.т} = 25 > 22 \text{ МВ·А.}$$

3. Определяем годовые потери мощности и энергии в трансформаторе.

Первый вариант. $S_{н.т} = 16$ МВ·А, напряжение 35/6 кВ; $\Delta P_{х.х} = 21$ кВт; $\Delta P_{к.з} = 90$ кВт; $I_{х.х} = 0,75\%$; $u_k = 8\%$; $K_{16} = 13,05$ [Л. 7-8].

Принимаем $\kappa_{и.л} = 0,05$ кВт/квар; $\Delta Q_{х.х} = 16\,000 \cdot \frac{0,75}{100} = 120$ квар; $\Delta Q_{к.з} =$

$$= 16\,000 \cdot \frac{8}{100} = 1\,280 \text{ квар; } \Delta P'_{х.х} = 21 + 0,05 \times 120 = 27 \text{ кВт; } \Delta P'_{к.з} = 90 + 0,05 \cdot 1\,280 = 154 \text{ кВт; } \Delta P'_{2.16} = 54 + 308 \kappa_{30,5}^2 \text{ кВт.}$$

При круглосуточной работе завода с нагрузкой 22 МВ·А потери мощности и энергии в обоих трансформаторах составят:

$$\Delta P'_{16} = 54 + 308 (0,69)^2 = 54 + 224 = 201,8 \text{ кВт.}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{п16} = 201,8 \cdot 8\,760 \approx 244\,000 \text{ кВт·ч.}$$

Второй вариант. $S_{н.т} = 25$ тыс. кВ·А, напряжение 35/6 кВ; $\Delta P_{х.х} = 29$ кВт; $\Delta P_{к.з} = 125$ кВт; $I_{х.х} = 0,7\%$; $u_k = 8\%$; $K_{25} = 17,2$ тыс. руб. [Л. 7-8]; $\Delta Q_{х.х} =$

$$= 25\,000 \cdot \frac{0,7}{100} = 175 \text{ квар; } \Delta Q_{к.з} = 25\,000 \cdot \frac{8}{100} =$$

$$= 2\,000 \text{ квар; } \Delta P'_{х.х} = 29 + 0,05 \times 175 = 37,8 \text{ кВт; } \Delta P'_{к.з} = 125 + 0,05 \cdot 2\,000 = 225 \text{ кВт; } \Delta P'_{2.25} = 2 \cdot 37,8 + (0,44)^2 \times 2 \cdot 225 = 162,5 \text{ кВт; } \mathcal{E}_{п25} = 162,5 \cdot 8\,760 = 1\,422\,000 \text{ кВт·ч.}$$

4. Проводим технико-экономическое сопоставление намеченных вариантов.

Первый вариант

$$K_1 = 2 \cdot 13,05 = 26,1 \text{ тыс. руб.};$$

$$C_{a1} = 4K_1 = 0,1 \cdot 26,1 = 2,6 \text{ тыс. руб/год};$$

$$C_{п1} = 0,02 \cdot 175 \cdot 2\,000 = 35,04 \text{ тыс. руб/год};$$

$$C_{\Sigma 1} = 2,6 + 35,0 = 37,6 \text{ тыс. руб/год.}$$

Второй вариант.

$$K_2 = 2 \cdot 17,2 = 34,4 \text{ тыс. руб.};$$

$$C_{a2} = 0,1 \cdot 34,4 = 3,44 \text{ тыс. руб/год};$$

$$C_{п2} = 0,02 \cdot 1\,422\,000 = 28,4 \text{ тыс. руб/год};$$

$$C_{э2} = 3,4 + 28,4 = 31,8 \text{ тыс. руб/год};$$

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} = \frac{34,4 - 26,1}{37,6 - 31,9} = \frac{8,3}{5,7} = 1,4 \text{ года.}$$

Учитывая предполагаемое расширение завода, выбираем вариант с двумя трансформаторами по 25 МВ·А.

Пример 7-6. Несимметричный режим работы трансформатора. Дан трехфазный трансформатор с соединением обмоток звезда — треугольник. Нагрузка на стороне треугольника двухфазная (междуфазная). При этом на стороне звезды нагрузка будет:

$$I_B = I_C = 0,5I_A;$$

тогда

$$I_A = I_{н.т.} \frac{1,525}{\sqrt{1 + 0,45[1 + (0,5)^2 + (0,5)^2]}} = 1,18I_{н.т.}$$

Пример 7-7. Дан трансформатор с соединением обмоток звезда — звезда. Нагрузка на стороне низшего напряжения присоединена между фазами А и В; сле-

довательно, на стороне высшего напряжения получаем:

$$I_C = 0; \quad I_A = I_B.$$

Отсюда

$$I_A = I_{н.т.} \frac{1,525}{\sqrt{1 + 0,45(1 + 1)}} = 1,1I_{н.т.}$$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 7-1. ГОСТ 14209-69.
- 7-2. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1972.
- 7-3. Залышкин М. Д. Выбор трансформаторов в энергетических системах. М., Госэнергоиздат, 1960.
- 7-4. Петров Г. Н. Электрические машины, ч. 1. Трансформаторы. М., Госэнергоиздат, 1956.
- 7-5. Полевой В. А. Схемы замещения трансформаторов с расщепленными обмотками. — «Электричество», 1949, № 10.
- 7-6. Костенко М. П. и Пиотровский Л. М. Электрические машины. М., Госэнергоиздат, 1958.
- 7-7. Справочник энергетика промышленных предприятий, под ред. Федорова А. А., Сербиновского Г. В. и Большама Я. М. М., Госэнергоиздат, т. 1, 1962 г.
- 7-8. Федоров А. А. Электроснабжение промышленных предприятий. М., Госэнергоиздат, 1961.

РАЗДЕЛ ВОСЬМОЙ

ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЙ

8-1. ПОСТАНОВКА ВОПРОСА

Комплекс главных вопросов при проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия наряду с выбором общей схемы питания и определением целесообразной мощности силовых трансформаторов включает в себя выбор рациональных напряжений для схемы, поскольку их величинами определяются параметры линий электропередачи и выбираемого электрооборудования подстанций и сетей, а следовательно, размеры капиталовложений, расход цветного металла, величина потерь электроэнергии и эксплуатационные расходы [Л. 8-1 и 8-8].

Необходимые для осуществления электропередачи от источников питания к приемникам электрической энергии капитальные затраты K зависят от передаваемой мощности S , расстояния l между источником питания и местом потребления или распределения. Величина капитальных затрат на сооружение системы электроснабжения выражается суммой

$$K = K_{л} + K_{об} + K_{д.в.}, \quad (8-1)$$

где $K_{л}$ — капитальные затраты на сооружение воздушных и кабельных линий ($K_{л} = K_{л0}l$); $K_{л0}$ — стоимость сооружения 1 км линии; l — длина линии; $K_{об}$ — капитальные затраты на установку оборудования (выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, измерительные трансформаторы, реакторы, шины, разрядники, силовые трансформаторы и т. п.); $K_{д.в.}$ — дополнительные капитальные вложения в источники электроэнергии на покрытие потерь мощности в системах электроснабжения.

Эксплуатационные расходы

$$C_{э} = C_{п} + C_{а} + C_{оп} \quad (8-2)$$

складываются из стоимости потерь электрической энергии $C_{п}$, стоимости амортизационных отчислений $C_{а}$ и стоимости содержания эксплуатационного персонала $C_{оп}$.

Капитальные затраты в общем случае изменяются по кривой $K=f(U)$ и имеют свой минимум при определенном значении напряжения, которое можно назвать рациональным напряжением по капитальным затратам и обозначить $U_{рац.к}$. На рис. 8-1, а величина $U_{рац.к}$ равна $U_{А}$. Кривые зави-

симости $K=f(U)$ построены при условии, что расчетная мощность S_p и длина линий l постоянны, а также при неизменяющейся схеме питания.

В свою очередь эксплуатационные расходы изменяются (при соблюдении условий $S_p = \text{пост.}$; $l = \text{пост.}$ и при постоянной схеме питания) тоже по некоторой кривой зависимости $C_э = f(U)$ и имеют свой минимум

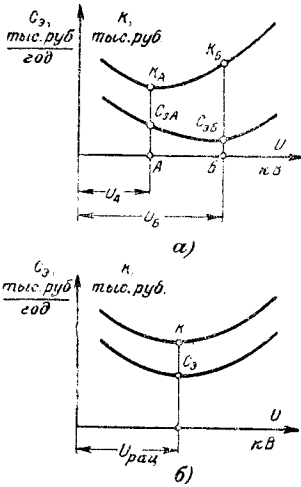


Рис. 8-1. Кривые зависимостей капитальных затрат и эксплуатационных расходов от величины напряжения.

ежегодных эксплуатационных расходов при напряжении, которое можно назвать рациональным напряжением по эксплуатационным расходам. Обозначим это напряжение $U_{рац.э}$. На рис. 8-1, а величина $U_{рац.э}$ равна U_B .

Как правило, точка *Б* должна находиться правее точки *А*, т. е. обычно выше, чем $U_{рац.к}$. На рис. 8-1, а $U_{рац.к} = U_A$.

При использовании стандартных напряжений 6, 10, 20, 35, 110 кВ может иметь место $U_{рац.к} \approx U_{рац.э}$ (рис. 8-1, б). Такие случаи в практике иногда имеют место.

Если пользоваться данными капитальных затрат и ежегодных эксплуатационных расходов, то определение величины рационального напряжения данной системы электроснабжения при рассмотрении двух вариантов производится по формуле (3-1). Когда число вариантов больше двух, для производства расчетов удобнее пользоваться формулой ежегодных затрат (3-5)

$$Z = C_э + 0,15K.$$

В этом случае можно получить величину рационального напряжения более простым путем. На рис. 8-2 представлена кривая зависимости ежегодных затрат в функции величины напряжения. Эту кривую зависимости можно описать несколькими методами, используя интерполяционные поли-

номы. В зависимости от постановки вопроса для практических вычислений можно использовать полиномы Ньютона, Лагранжа, Бесселя, Стирлинга и др. В нашем случае удобно воспользоваться методикой Ньютона или Лагранжа (интерполяционный полином Ньютона и Лагранжа см. разд. 1 и 3).

Следует отметить, что вопросу нахождения величины нестандартного рационального напряжения аналитическим путем за рубежом уделяют большое внимание. В зарубежной практике предложены следующие выражения для величины нестандартного рационального напряжения.

Г. Д. Р. Инженер Вейкерт предложил определять величину нестандартного рационального напряжения по формуле

$$U = 3\sqrt{S} + 0,5l, \text{ кВ}, \quad (8-3)$$

где S — передаваемая мощность, тыс. кВ·А; l — расстояние, км.

С. Ш. А. В американской практике применяется формула Стилла

$$U = 4,34\sqrt{l + 16P}, \text{ кВ}, \quad (8-4)$$

где P — передаваемая мощность, тыс. кВт; l — расстояние, км.

Формула Стилла была преобразована С. Н. Никогосовым и приведена к более удобному виду:

$$U = 16\sqrt[4]{Pl}, \text{ кВ}. \quad (8-5)$$

Ш. в. и. По справочникам шведских инженеров

$$U = 17\sqrt{\frac{l}{16} + P}, \text{ кВ}, \quad (8-6)$$

где P — передаваемая мощность, тыс. кВт; l — расстояние, км.

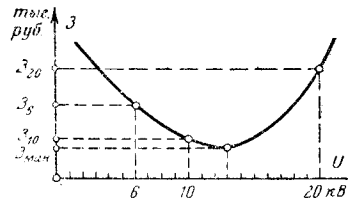


Рис. 8-2. Кривая зависимости годовых затрат от величины напряжения.

Заметим, что формулы (8-4) и (8-6) практически совпадают.

Изложенные решения все же не дают удовлетворительного результата и не могут быть приняты в нашей практике, так как они не учитывают других факторов, влияющих на величину рационального напряжения, кроме S и l или P и l .

8-2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ АНАЛИТИЧЕСКИМ РАСЧЕТОМ

При решении задачи о величине рационального напряжения в общем случае следует предварительно определить величину нестандартного напряжения, при котором имели бы место минимальные затраты (рис. 8-2). Зная такое напряжение, можно вернее выбрать целесообразное стандартное напряжение применительно к каждому конкретному случаю. Расчеты по определению величины нестандартного рационального напряжения, безусловно, необходимы, ибо по опыту таких расчетов, выполненных автором, экономический эффект при правильном решении этого вопроса весьма значителен.

Для нахождения величины рационального нестандартного напряжения предлагается методика, основанная на том, что, используя результаты определения затрат при стандартных напряжениях, с одной стороны, и математические интерполяционные теории — с другой, можно составить уравнение для кривой зависимости $Z=f(U)$ (рис. 8-2).

Найдя первую производную этого уравнения и приравняв ее нулю, можно найти теоретический минимум затрат и соответствующее ему нестандартное рациональное напряжение. Интерполяционные методы приведены в разд. I и 3.

а) *Применение интерполяционной теории Ньютона для определения рационального напряжения.* Любая зависимость двух взаимно связанных величин, если известны координаты n точек, может быть выражена аналитически с определенной степенью точности интерполяционной формулой Ньютона для равностоящих промежутков, представляющей собой степенную функцию $(n - 1)$ -го порядка:

$$Y = Y_1 + A_1(X - X_1) + B(X - X_1)(X - X_2) + C(X - X_1)(X - X_2) \times (X - X_3) + \dots + N(X - X_1)(X - X_2) \dots (X - X_n). \tag{8-7}$$

Это уравнение представляет собой кривую, проходящую через точки (X_1, Y_1) (X_2, Y_2) (X_3, Y_3) и т. д. В нашем случае (нахождение величины рационального напряжения) это уравнение должно соответствовать кривой, проходящей через координаты, выражающие капитальные затраты K , эксплуатационные расходы C_0 или годовые затраты Z при различных стандартных напряжениях, в частности $U_1=6$ кВ; $U_2=10$ кВ; $U_3=20$ кВ; $U_4=35$ кВ; $U_5=110$ кВ.

В общем случае это уравнение записывается в соответствии с выражением (8-7) в следующем виде (если желательно определить величину рационального напряжения по пяти стандартным напряжениям):

$$Z = Z_1 + A(U - U_1) + B(U - U_1)(U - U_2) + C(U - U_1)(U - U_2)(U - U_3) + D(U - U_1)(U - U_2)(U - U_3)(U - U_4). \tag{8-8}$$

Эта формула применяется при выборе величины рационального напряжения для системы электроснабжения, когда рассматриваются варианты с величинами стандартных напряжений, с равными интервалами, например 6, 20, 35 кВ. Так как шкала стандартных напряжений является неравномерной, то обычно пользоваться этой формулой можно при сравнении не более трех вариантов. Ниже приводится методика определения величины рационального напряжения по трем стандартным напряжениям.

Рассмотрим случай, когда кривая годовых затрат проходит через три точки: $Z_1, U_1; Z_2, U_2; Z_3, U_3$.

Для приведенных величин затрат и соответствующих им напряжений уравнение годовых затрат в соответствии с выражением (8-8) записывается в следующем виде:

$$Z = Z_1 + A_1(U - U_1) + B_1(U - U_1) \times (U - U_2). \tag{8-9}$$

Для нахождения коэффициентов A_1 и B_1 составляем табл. (8-1). Пользуясь табл. 8-1, находим из нее коэффициенты A_1 и B_1 :

Таблица 8-1

Коэффициенты к полиному Ньютона для выбора напряжения по трем точкам

Z	U	ΔZ	ΔU	A	ΔA	$\Delta'U$	B
Z_1	U_1	$\Delta Z_1 = Z_2 - Z_1$	$\Delta U_1 = U_2 - U_1$	$A_1 = \frac{\Delta Z_1}{\Delta U_1}$	$\Delta A_1 = A_2 - A_1$	$\Delta'U_1 = U_3 - U_1$	$B_1 = \frac{\Delta A_1}{\Delta'U_1}$
Z_2	U_2		$\Delta U_2 = U_3 - U_2$	$A_2 = \frac{\Delta Z_2}{\Delta U_2}$			
Z_3	U_3						

$$A_1 = \frac{\Delta Z_1}{\Delta U_1} \text{ и } B_1 = \frac{A_2 - A_1}{U_2 - U_1} = \frac{\Delta Z_2 \Delta U_1 - \Delta Z_1 \Delta U_2}{\Delta U_1 \Delta U_2 \Delta' U_1} \quad (8-10)$$

$$Z = Z_1 + A_1 (U - U_1) + B_1 [U^2 - U(U_1 + U_2)] + U_1 U_2 \quad (8-11)$$

Для нахождения величины рационального напряжения по годовым затратам дифференцируем (8-11):

$$\frac{dZ}{dU} = A_1 + 2B_1 U - B_1 (U_1 + U_2)$$

Приравняв правую часть этого равенства нулю и решив его относительно напряжения, получим:

$$2B_1 U_{\text{рац}} = B_1 (U_1 + U_2) - A_1,$$

откуда

$$U_{\text{рац}} = \frac{U_1 + U_2}{2} - \frac{A_1}{2B_1}$$

Подставив вместо коэффициентов A_1 и B_1 их значения из табл. 8-1, получим:

$$U_{\text{рац}} = \frac{U_1 + U_2}{2} - \frac{\Delta Z_1}{2\Delta U_1} \times \frac{\Delta U_1 \Delta U_2 \Delta' U_1}{\Delta Z_2 \Delta U_1 - \Delta Z_1 \Delta U_2}$$

Произведя дальнейшие преобразования, получим:

$$U_{\text{рац}} = \frac{U_1 + U_2}{2} - \frac{\Delta' U_1}{2 \left(\frac{\Delta Z_2 \Delta U_1}{\Delta Z_1 \Delta U_2} - 1 \right)}$$

Обозначив

$$\alpha = \frac{\Delta Z_2 \Delta U_1}{\Delta Z_1 \Delta U_2} - 1,$$

получим:

$$U_{\text{рац}} = \frac{U_1 + U_2}{2} - \frac{\Delta' U_1}{2\alpha} \quad (8-12)$$

6) *Применение интерполяционной теоремы Лагранжа для определения рационального напряжения.* В тех случаях, когда при выборе величины рационального напряжения нельзя ограничиться рассмотрением трех вариантов, а интервалы между стандартными напряжениями являются неодинаковыми, определение величины нестандартного рационального напряжения осуществляется с использованием интерполяционной формулы Лагранжа. Эта формула в общем виде может быть записана следующим образом:

$$F(x) = F_0(x) Y_0 + F_1(x) Y_1 + \dots + F_n(x) Y_n \quad (8-13)$$

Коэффициенты выражения (8-13) определяются следующими формулами:

$$\left. \begin{aligned} F_0(x) &= \frac{(x-x_1)(x-x_2)\dots(x-x_n)}{(x_0-x_1)(x_0-x_2)\dots(x_0-x_n)} \\ F_1(x) &= \frac{(x-x_0)(x-x_2)\dots(x-x_n)}{(x_1-x_0)(x_1-x_2)\dots(x_1-x_n)} \\ &\dots \dots \dots \\ F_n(x) &= \frac{(x-x_0)(x-x_1)\dots(x-x_{n-1})}{(x_n-x_0)(x_n-x_1)\dots(x_n-x_{n-1})} \end{aligned} \right\} (8-14)$$

Степень многочлена определяется эмпирически. Это уравнение представляет собой кривую, проходящую через точки $x_0, y_0; x_1, y_1; x_2, y_2; \dots; x_n, y_n$.

Используя этот метод для определения величины рационального напряжения, необходимо связать аналитической зависимостью величины стандартных напряжений и величины приведенных годовых затрат $U_1, Z_1, U_2, Z_2, \dots, U_n, Z_n$, где U_1, U_2, \dots, U_n — величины стандартных напряжений; Z_1, Z_2, \dots, Z_n — приведенные годовые затраты, соответствующие этим напряжениям.

По этим исходным данным по аналогии с (8-13) может быть составлено уравнение

$$F(U) = F_1(U) Z_1 + F_2(U) Z_2 + \dots + F_n(U) Z_n, \quad (8-15)$$

где

$$\left. \begin{aligned} F_1(U) &= \frac{(U-U_2)(U-U_3)\dots(U-U_n)}{(U_1-U_2)(U_1-U_3)\dots(U_1-U_n)} \\ F_2(U) &= \frac{(U-U_1)(U-U_3)\dots(U-U_n)}{(U_2-U_1)(U_2-U_3)\dots(U_2-U_n)} \\ &\dots \dots \dots \\ F_n(U) &= \frac{(U-U_1)(U-U_2)\dots(U-U_{n-1})}{(U_n-U_1)(U_n-U_2)\dots(U_n-U_{n-1})} \end{aligned} \right\} (8-16)$$

Уравнение (8-15) показывает общую зависимость между величинами U и Z для любого числа вариантов электроснабжения. Из практики проектирования систем электроснабжения известно, что наибольшее количество вариантов, которые рассматриваются при выборе рационального напряжения, равно 5.

1. Определение рационального напряжения по пяти точкам. Для пяти точек $U_1, Z_1; U_2, Z_2; U_3, Z_3; U_4, Z_4; U_5, Z_5$ уравнение Лагранжа записывается в виде

$$F(U) = F_1(U) Z_1 + F_2(U) Z_2 + F_3(U) Z_3 + F_4(U) Z_4 + F_5(U) Z_5 \quad (8-17)$$

Коэффициенты $F_1(U)$, $F_2(U)$, $F_3(U)$, $F_4(U)$, $F_5(U)$ определяются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} F_1(U) &= \frac{1}{A} (U - U_2)(U - U_3) \times \\ &\quad \times (U - U_4)(U - U_5); \\ F_2(U) &= \frac{1}{B} (U - U_1)(U - U_3) \times \\ &\quad \times (U - U_4)(U - U_5); \\ F_3(U) &= \frac{1}{Q} (U - U_1)(U - U_2) \times \\ &\quad \times (U - U_4)(U - U_5); \\ F_4(U) &= \frac{1}{D} (U - U_1)(U - U_2) \times \\ &\quad \times (U - U_3)(U - U_5); \\ F_5(U) &= \frac{1}{E} (U - U_1)(U - U_2) \times \\ &\quad \times (U - U_3)(U - U_4). \end{aligned} \right\} (8-18)$$

$$\left. \begin{aligned} A &= (U_1 - U_2)(U_1 - U_3)(U_1 - \\ &\quad - U_4)(U_1 - U_5); \\ B &= (U_2 - U_1)(U_2 - U_3)(U_2 - \\ &\quad - U_4)(U_2 - U_5); \\ Q &= (U_3 - U_1)(U_3 - U_2)(U_3 - \\ &\quad - U_4)(U_3 - U_5); \\ D &= (U_4 - U_1)(U_4 - U_2)(U_4 - \\ &\quad - U_3)(U_4 - U_5); \\ E &= (U_5 - U_1)(U_5 - U_2)(U_5 - \\ &\quad - U_3)(U_5 - U_4). \end{aligned} \right\} (8-19)$$

Продифференцировав выражение (8-17) по напряжению, приравняв производную нулю и произведя соответствующие преобразования, получим уравнение

$$\alpha U^3 + \beta U^2 + \gamma U + \delta = 0, \quad (8-20)$$

где

$$\begin{aligned} \alpha &= 4 \left[\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q} + \frac{3_4}{D} + \frac{3_5}{E} \right]; \\ \beta &= -3 \left[\frac{3_1}{A} (U_2 + U_3 + U_4 + U_5) + \right. \\ &\quad + \frac{3_2}{B} (U_1 + U_3 + U_4 + U_5) + \frac{3_3}{Q} (U_1 + \\ &\quad + U_2 + U_4 + U_5) + \frac{3_4}{D} (U_1 + U_2 + U_3 + \\ &\quad + U_5) + \left. \frac{3_5}{E} (U_1 + U_2 + U_3 + U_4) \right]; \\ \gamma &= 2 \left(\frac{3_1}{A} (U_2 U_3 + U_2 U_4 + U_2 U_5 + \right. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &\quad + U_3 U_4 + U_3 U_5 + U_4 U_5) + \frac{3_2}{B} (U_1 U_3 + \\ &\quad + U_1 U_4 + U_1 U_5 + U_3 U_4 + U_3 U_5 + U_4 U_5) + \\ &\quad + \frac{3_3}{Q} (U_1 U_2 + U_1 U_4 + U_1 U_5 + U_2 U_4 + \\ &\quad + U_2 U_5 + U_4 U_5) + \frac{3_4}{D} (U_1 U_2 + U_1 U_3 + \\ &\quad + U_1 U_5 + U_2 U_3 + U_2 U_5 + U_3 U_5) + \\ &\quad + \left. \frac{3_5}{E} (U_1 U_2 + U_1 U_3 + U_1 U_4 + U_2 U_3 + \right. \\ &\quad \left. + U_2 U_4 + U_3 U_4) \right]; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \delta &= - \left[\frac{3_1}{A} (U_2 U_3 U_4 + U_2 U_3 U_5 + U_2 U_4 U_5 + \right. \\ &\quad + U_3 U_4 U_5) + \frac{3_2}{B} (U_1 U_3 U_4 + U_1 U_3 U_5 + \\ &\quad + U_1 U_4 U_5 + U_3 U_4 U_5) + \frac{3_3}{Q} (U_1 U_2 U_4 + \\ &\quad + U_1 U_2 U_5 + U_1 U_3 U_5 + \\ &\quad + \frac{3_4}{D} (U_1 U_2 U_3 + U_1 U_2 U_5 + U_1 U_3 U_5 + \\ &\quad + U_2 U_3 U_5) + \left. \frac{3_5}{E} (U_1 U_2 U_3 + U_1 U_2 U_4 + \right. \\ &\quad \left. U_1 U_3 U_4 + U_2 U_3 U_4) \right]. \quad (8-21) \end{aligned}$$

Подсчитав по формуле (8-21) коэффициенты α , β , γ , δ и решив это уравнение относительно U , получим величину рационального напряжения по приведенным годовым затратам $U_{\text{рац}}$.

Определение коэффициентов уравнения и решение кубического уравнения являются довольно трудоемким процессом. Лучше всего эти вычисления производить на счетно-вычислительных машинах, программы для которых составлены в МЭИ.

2. Определение рационального напряжения по четырем точкам. Для определения величины рационального напряжения часто бывает достаточно рассмотреть четыре варианта электроснабжения. Уравнение для определения величины рационального напряжения получается квадратичным, и его решение не представляет затруднений.

Уравнение Лагранжа для четырех точек, заданных координатами $U_1, 3_1; U_2, 3_2; U_3, 3_3; U_4, 3_4$, записывается в виде

$$\begin{aligned} F(U) &= F_1(U) 3_1 + F_2(U) 3_2 + \\ &\quad + F_3(U) 3_3 + F_4(U) 3_4, \quad (8-22) \end{aligned}$$

где

$$\left. \begin{aligned} F_1(U) &= \frac{1}{A} (U-U_2)(U-U_3)(U-U_4); \\ F_2(U) &= \frac{1}{B} (U-U_1)(U-U_3)(U-U_4); \\ F_3(U) &= \frac{1}{Q} (U-U_1)(U-U_2)(U-U_4); \\ F_4(U) &= \frac{1}{D} (U-U_1)(U-U_2)(U-U_3). \end{aligned} \right\} (8-23)$$

$$\left. \begin{aligned} A &= (U_1 - U_2)(U_1 - U_3)(U_1 - U_4); \\ B &= (U_2 - U_1)(U_2 - U_3)(U_2 - U_4); \\ Q &= (U_3 - U_1)(U_3 - U_2)(U_3 - U_4); \\ D &= (U_4 - U_1)(U_4 - U_2)(U_4 - U_3). \end{aligned} \right\} (8-24)$$

Продифференцировав уравнение (8-22), приравняв производную нулю и произведя соответствующие преобразования, получим:

$$\alpha U^2 + \beta U + \gamma = 0, \quad (8-25)$$

где

$$\alpha = 3 \left[\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q} + \frac{3_4}{D} \right];$$

$$\beta = -2 \left[\frac{3_1}{A} (U_2 + U_3 + U_4) + \right.$$

$$\left. + \frac{3_2}{B} (U_1 + U_2 + U_4) + \frac{3_3}{Q} (U_1 + U_2 + U_4) + \right.$$

$$\left. + \frac{3_4}{D} (U_1 + U_2 + U_3) \right];$$

$$\gamma = \frac{3_1}{A} (U_2 U_3 + U_2 U_4 + U_3 U_4) +$$

$$+ \frac{3_2}{B} (U_1 U_3 + U_1 U_4 + U_3 U_4) +$$

$$+ \frac{3_3}{Q} (U_1 U_2 + U_1 U_4 + U_2 U_4) +$$

$$+ \frac{3_4}{D} (U_1 U_2 + U_1 U_3 + U_2 U_3). \quad (8-26)$$

3. Определение рационального напряжения по трем точкам. В практике проектирования и эксплуатации обычно не встречается случаев, когда для определения величины рационального напряжения необходимо сравнивать варианты систем электроснабжения на большом количестве напряжений, например 6, 10, 20, 35, 110 кВ. Для выбора величины рационального напряжения достаточно ограничиться тремя напряжениями или в очень редких случаях четырьмя, например 6, 10, 20 или 10, 20, 35 кВ и т. д. Вопрос о том, какие напряжения выбрать для сравнения, решается с помощью цифрограмм или номограмм (см. § 8-3).

При рассмотрении вариантов электроснабжения на трех напряжениях определение величины рационального напряжения значительно упрощается. Для вывода аналитического выражения для определения величины рационального напряжения по приведенным годовым затратам по трем точкам, т. е. трем координатам в декартовой системе координат $U_1, 3_1; U_2, 3_2; U_3, 3_3$, уравнение Лагранжа записывается в виде

$$F(U) = F_1(U) 3_1 + F_2(U) 3_2 + F_3(U) 3_3, \quad (8-27)$$

где

$$\left. \begin{aligned} F_1(U) &= \frac{1}{A} (U - U_2)(U - U_3); \\ F_2(U) &= \frac{1}{B} (U - U_1)(U - U_3); \\ F_3(U) &= \frac{1}{Q} (U - U_1)(U - U_2). \end{aligned} \right\} (8-28)$$

$$\left. \begin{aligned} A &= (U_1 - U_2)(U_1 - U_3); \\ B &= (U_2 - U_1)(U_2 - U_3); \\ Q &= (U_3 - U_1)(U_3 - U_2). \end{aligned} \right\} (8-29)$$

После преобразований уравнение (8-27) запишется в виде

$$F(U) = \frac{3_1}{A} [U^2 - U(U_2 + U_3) + U_2 U_3] +$$

$$+ \frac{3_2}{B} [U^2 - U(U_1 + U_3) + U_1 U_3] +$$

$$+ \frac{3_3}{Q} [U^2 - U(U_1 + U_2) + U_2 U_3]. \quad (8-30)$$

Для нахождения величины рационального напряжения по приведенным годовым затратам дифференцируем уравнение (8-30) по напряжению и приравняем его нулю:

$$\frac{dF(U)}{dU} = \frac{3_1}{A} [2U - (U_2 + U_3)] +$$

$$+ \frac{3_2}{B} [2U - (U_1 + U_3)] +$$

$$+ \frac{3_3}{Q} [2U - (U_1 + U_2)] = 0, \quad (8-31)$$

откуда

$$U_{\text{рац}} =$$

$$\frac{\frac{3_1}{A} (U_2 - U_3) + \frac{3_2}{B} (U_1 + U_3) + \frac{3_3}{Q} (U_1 + U_2)}{2 \left[\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q} \right]} \quad (8-32)$$

Обозначив

$$\left. \begin{aligned} \alpha &= 2 \left[\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q} \right]; \\ \beta &= \frac{3_1}{A} (U_2 + U_3) + \frac{3_2}{B} (U_1 + \\ &+ U_3) + \frac{3_3}{Q} (U_1 + U_2), \end{aligned} \right\} (8-33)$$

получим

$$U_{\text{рац}} = \frac{\beta}{\alpha}. \quad (8-34)$$

Выражения (8-20), (8-25) и (8-34) дают возможность определить величину нестандартного рационального напряжения с учетом всех факторов, влияющих на величину напряжения, по точкам стандартного напряжения с неравными интервалами. Наличие цифrogramм и номограмм [см. § 8-3] позволяет правильно выбрать величину стандартного рационального напряжения не только при проектировании систем электроснабжения, но и с учетом изменения, которые будут происходить в системе в дальнейшем.

Пример 8-1. Определение величины годовых приведенных затрат. Исходные данные для расчета: расчетная мощность предприятия 5000 кВ·А; расстояние от пункта питания до места потребления электрической энергии 0,9 км; линии питания воздушные; питание потребителей осуществляется через две линии; в начале и в конце линий установлены выключатели при наличии на приемной подстанции секционного выключателя; стоимость электрической энергии 0,011 руб/кВт·ч; трансформация в конце питающей линии отсутствует.

Рассматривается случай, когда питание можно производить на напряжении 6, 10, 20, 35 и 110 кВ. Для сокращения объема расчетов подробно рассматривается определение годовых затрат только на напряжении 10 кВ. Годовые затраты на остальных напряжениях приводятся только цифрами окончательных результатов подсчета. При определении годовых эксплуатационных расходов в соответствии с материалами гл. 3 их величина для каждого года равна:

$$C_{\text{эл}} = C_p + C_{\text{к.р}} + C_m + C'_3,$$

или

$$C_{\text{эл}} = C_a + C_m + C'_3.$$

Амортизационные расходы на реновацию C_p в расчетах ниже не учитываются, поскольку срок службы системы электроснабжения принимается не менее 30 лет (воздушные линии на бетонных пасынках обеспечивают данный срок эксплуатации).

Годовые расходы C'_3 на эксплуатацию, включающие в себя расходы на текущий ремонт, заработную плату, общепроизводственные расходы, принимаются для эксплу-

атации одинаковыми и исключаются из расчетов как не влияющие на выбор напряжения в вариантах 6, 10, 20, 35 и 110 кВ. Годовые расходы C_m принимаются равными стоимости потерь электрической энергии в линиях $C_{\text{п}}$. Годовые расходы на капитальный ремонт $C_{\text{к.р}}$ принимаются равными амортизационным отчислениям C_a . Для воздушных линий амортизационные отчисления принимаются равными 6%, для подстанций 10%. Следовательно, $C'_3 = C_{\text{п}} + C_a$.

В соответствии с изложенным выше годовые затраты принимаем по выражению

$$Z = C_3 + 0,15K.$$

Определим затраты при напряжении 10 кВ.

1. Капиталовложения. $K_{\Sigma} = K_{\text{л}10} + K_{\text{а.а}10}$, где $K_{\text{л}10}$ — стоимость сооружения воздушных линий 10 кВ (линии на деревянных опорах); $K_{\text{а.а}10}$ — стоимость электрической аппаратуры напряжением 10 кВ. Все капиталовложения определяем по укрупненным технико-экономическим показателям (разд. 26).

Определим $K_{\text{л}10}$. Для определения капиталовложений по сооружению двух цепей линии 10 кВ необходимо знать сечение проводов линий. Выбор сечения проводов производим из расчета обеспечения питания предприятия по одной линии в случае повреждения и отключения другой. Принимаем допустимую перегрузку линии в аварийном режиме равной 1,3; тогда сечение линии должно соответствовать пропускаемой мощности: $S_{\text{л}} = S_p = 5000 : 1,3 = 3860$ кВ·А.

Принимаем две цепи линии 10 кВ с проводами А (3×70). Для данного сечения линии ее пропускная способность в нормальном режиме работы равна 4600 кВ·А. При полной загрузке потери $P_{\text{л}} = 116$ кВт/км. Стоимость линии 1,56 тыс. руб/км. Принимая допустимые потери напряжения в аварийном режиме в размере 10%, получаем допустимую длину передачи. Определение производим упрощенным методом:

$$\begin{aligned} l_{\text{доп}} &= l_{\Delta U} \Delta U_{\text{доп}} \frac{S_{\text{доп}}}{S_{\text{авар}}} = \\ &= 0,49 \cdot 10 \frac{4600}{5000} \approx 4 \text{ км}, \end{aligned}$$

что больше действительного расстояния, равного 0,9 км, более чем в 4 раза. Проверка воздушных линий на термическую устойчивость к токам к. з. не производится. Механическая прочность и минимальные потери на коронирование на напряжении 10 кВ при сечении 70 мм² обеспечены. Таким образом, по техническим условиям выбираем две линии 3×70 на деревянных опорах с железобетонными пасынками.

Выбор экономического сечения линий производим упрощенным способом на осно-

вани ПУЭ, по экономической плотности тока. Для нашего случая $j=1$ А/мм².

Определим экономическое сечение:

$$s_{j_2} = \frac{S_p}{2\sqrt{3}U_n j_2} = \frac{5 \cdot 10^3}{2 \cdot 1,73 \cdot 10 \cdot 1} = 144 \text{ мм}^2.$$

Хотя по техническим условиям было бы достаточно передавать заданную мощность по двум линиям с проводами А(3×70) мм², но по экономическим соображениям требуется увеличить сечение этих линий до 120 мм², поэтому окончательно останавливаемся на выборе двух линий с проводами А(3×120) мм² на деревянных опорах с данными

$$K_{\text{И.к.м}} = 1,94 \text{ тыс. руб.}; K_{\Sigma} = 2 \cdot 0,9 \cdot 1,94 = 3,48 \text{ тыс. руб.}$$

Определим $K_{a,10}$. Расчетное напряжение $U_p=10$ кВ. Расчетный ток равен:

$$I_p = \frac{S_n}{1,3\sqrt{3}U_n} = \frac{5000}{1,3 \cdot 1,73 \cdot 10} \approx 220 \text{ А.}$$

Задаваясь условием, что отключающая способность выключателя должна лежать в пределах до 350 тыс. кВ·А, выбираем выключатель типа ВМГ-10 в комплектном исполнении (КРУ) с приводом ПС-10 стоимостью 1,57 тыс. руб. (разд. 26).

Капиталовложения в электрическую аппаратуру составляют: $K_{a,10} = 5K_{\text{в}} = 5 \cdot 1,57 = 7,85$ тыс. руб.

Итого капиталовложения в систему электроснабжения 10 кВ $K_{\Sigma 10} = K_{\text{л}10} + K_{a,10} = 3,48 + 7,85 \approx 11,33$ тыс. руб.

2. Эксплуатационные расходы определяются по формуле:

$$C_2 = C_{\text{н}} + C_{\text{а.}}$$

Определим потери мощности и энергии в линиях 10 кВ сечением А(3×120) на 1 км. При полной загрузке потери $\Delta P_{\text{н.к.м}} = 136$ кВт. Номинальная нагрузка линии $S_n = 6,5$ тыс. кВ·А, расчетная нагрузка $S_p = 2,5$ тыс. кВ·А, при этом $K_3 = 2,5/6,5 \approx 0,38$.

Определим расчетные потери мощности в двух линиях:

$$\Delta P_p = 2I_p \Delta P_{\text{н.к.м}} K_3^2 = 2 \cdot 0,9 \cdot 136 (0,38)^2 \approx 39,2 \text{ кВт.}$$

Задавись числом часов работы, определим расход электроэнергии на потери при $t_{\text{пот}} = 5000$ ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{a10} = \Delta P_p t_{\text{пот}} = 39,2 \cdot 5000 = 195000 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Стоимость потерь составит:

$$C_{\text{п}10} = \Delta \mathcal{E}_{a10} C_{10} = 195000 \cdot 0,11 \cdot 10^3 = 2,1 \text{ тыс. руб.}$$

Определим годовые амортизационные расходы. Амортизационные отчисления по линиям

принимаем 6%, по подстанции 10%. Следовательно,

$$C_{a,10} = K_{\text{л}10} \varphi_{\text{л}} = 3,48 \cdot 0,06 = 0,208 \text{ тыс. руб/год.}$$

$$C_{a,10} = K_{a,10} \varphi_{\text{п.с}} = 7,85 \cdot 0,1 = 0,785 \text{ тыс. руб/год.}$$

$$C_{a10} = C_{a,10} + C_{a,10} = 0,208 + 0,785 = 0,993 \text{ тыс. руб/год.}$$

В разд. 9 приведена более точная методика определения экономически целесообразного сечения провода.

Суммарные эксплуатационные расходы $C_{\Sigma 10} = C_{\text{п}10} + C_{a10} = 2,1 + 0,993 = 3,093$ тыс. руб/год.

В итоге при осуществлении передачи электрической энергии на напряжение 10 кВ получим: $K_{\Sigma 10} = 11,33$ тыс. руб.; $C_{\Sigma 10} = 3,093$ тыс. руб/год.

Годовые затраты по варианту 10 кВ $Z_{10} = C_{\Sigma 10} + 0,15 K_{\Sigma 10} = 3,093 + 0,15 \cdot 11,33 \approx 4,67$ тыс. руб/год.

Подсчитав аналогичным образом годовые затраты на напряжения 6, 20, 35 и 110 кВ, получим:

$$Z_6 = 6,35; Z_{10} = 4,67; Z_{20} = 4,32;$$

$$Z_{35} = 6,76; Z_{110} = 15,2 \text{ тыс. руб.}$$

Пример 8-2. Определение величины рационального напряжения по пяти, четырем и трем стандартным напряжениям и соответствующим им значениям годовых приведенных затрат с применением метода Лагранжа.

$$U_1 = 6 \text{ кВ}, Z_1 = 6,35 \text{ тыс. руб.};$$

$$U_2 = 10 \text{ кВ}, Z_2 = 4,67 \text{ тыс. руб.};$$

$$U_3 = 20 \text{ кВ}, Z_3 = 4,39 \text{ тыс. руб.};$$

$$U_4 = 35 \text{ кВ}, Z_4 = 6,76 \text{ тыс. руб.};$$

$$U_5 = 110 \text{ кВ}, Z_5 = 15,2 \text{ тыс. руб.}$$

1. Определение величины рационального напряжения по пяти точкам. В соответствии с выражением (8-20) запишем уравнение

$$\alpha U^3 + \beta U^2 + \gamma U + \delta = 0.$$

Коэффициенты $\alpha, \beta, \gamma, \delta$ определяем из уравнения (8-2):

$$\alpha = 4 \left[\frac{6,35}{168896} + \frac{4,67}{(-10000)} + \frac{4,39}{189000} + \frac{6,76}{(-815625)} + \frac{15,2}{70200000} \right] = 0,0000227;$$

$$\beta = -3 \left[\frac{6,35}{168896} (10 + 20 + 35 + 110) - \frac{4,67}{10000} (6 + 20 + 35 + 110) + \frac{4,39}{189000} (6 + 10 + 35 + 110) - \right.$$

$$\begin{aligned}
 & - \frac{6,76}{815\,625} (6 + 10 + 20 + 110) + \\
 & + \frac{15,2}{70\,200\,000} (6 + 10 + 20 + 35) \Big] = \\
 & = -0,0032; \\
 \gamma & = 2 \left[\frac{6,35}{168\,869} (10 \cdot 20 + 10 \cdot 35 + 10 \cdot 110 + \right. \\
 & \quad \left. + 20 \cdot 35 + 20 \cdot 110 + 35 \cdot 110) - \right. \\
 & - \frac{4,65}{100\,000} (6 \cdot 20 + 6 \cdot 35 + 6 \cdot 110 + 20 \cdot 35 + \\
 & \quad + 20 \cdot 110 + 35 \cdot 110) + \frac{4,39}{189\,000} (6 \cdot 10 + \\
 & \quad + 6 \cdot 35 + 6 \cdot 110 + 10 \cdot 35 + 10 \cdot 110 + \\
 & \quad + 35 \cdot 110) - \frac{6,76}{815\,625} (6 \cdot 10 + 6 \cdot 20 + \\
 & \quad + 6 \cdot 110 + 10 \cdot 20 + 10 \cdot 110 + 20 \cdot 110) + \\
 & \quad \left. + \frac{15,2}{70\,200\,000} (6 \cdot 10 + 6 \cdot 20 + 6 \cdot 35 + \right. \\
 & \quad \left. + 10 \cdot 20 + 10 \cdot 35 + 20 \cdot 35) \Big] = 0,122; \\
 \delta & = - \left[\frac{6,35}{168\,869} (10 \cdot 20 \cdot 35 + 10 \cdot 20 \cdot 110 + \right. \\
 & \quad \left. + 6 \cdot 35 \cdot 110 + 20 \cdot 35 \cdot 110) - \right. \\
 & - \frac{4,67}{100\,000} (6 \cdot 20 \cdot 35 + 6 \cdot 20 \cdot 110 + \\
 & \quad + 6 \cdot 35 \cdot 110 + 20 \cdot 35 \cdot 110) + \\
 & \quad + \frac{4,39}{189\,000} (6 \cdot 10 \cdot 35 + 6 \cdot 10 \cdot 110 + \\
 & \quad + 6 \cdot 35 \cdot 110 + 10 \cdot 35 \cdot 110) - \\
 & - \frac{6,76}{815\,625} (6 \cdot 10 \cdot 20 + 6 \cdot 10 \cdot 110 + \\
 & \quad + 6 \cdot 20 \cdot 110 + 10 \cdot 20 \cdot 110) + \\
 & \quad \left. + \frac{15,2}{70\,200\,000} (6 \cdot 10 \cdot 20 + 6 \cdot 10 \cdot 35 + \right. \\
 & \quad \left. + 6 \cdot 20 \cdot 35 + 10 \cdot 20 \cdot 35) \Big] = -1,20.
 \end{aligned}$$

Величины A, B, Q, D, E определяются из выражения (8-19):

$$\begin{aligned}
 A & = (6-10)(6-20)(6-35)(6-110) = 168\,896; \\
 B & = (10-6)(10-20)(10-35)(10-110) = \\
 & = -100\,000; \\
 Q & = (20-6)(20-10)(20-35)(20- \\
 & \quad -110) = 189\,000; \\
 D & = (35-6)(35-10)(35-20)(35- \\
 & \quad -110) = -815\,625; \\
 E & = (110-6)(110-10)(110-20)(110- \\
 & \quad -35) = 70\,200\,000.
 \end{aligned}$$

Подставив значения коэффициентов $\alpha, \beta, \gamma, \delta$ в выражение (8-20), получим: $0,0000227 U^3 - 0,0032 U^2 + 0,122 U - 1,2 = 0$.

Решив полученное уравнение относительно U , получим:

$$\begin{aligned}
 U_1 & = 15,4 \text{ кВ}; U_2 = 38,7 \text{ кВ}; \\
 U_3 & = 38,2 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Теперь найденные значения U_1, U_2, U_3 надо было бы подставить в выражение для затрат и выбрать $U_{\text{рац}}$, для которого затраты минимальны. Однако в данном примере преимущество напряжения $U = 15,4$ кВ является очевидным.

2. Определение величины рационального напряжения по четырем точкам. В соответствии с выражением (8-25) запишем уравнение

$$\alpha U^2 + \beta U + \gamma = 0.$$

Коэффициенты α, β, γ определяем из уравнения (8-26):

$$\begin{aligned}
 \alpha & = 3 \left[\frac{6,35}{-1\,624} + \frac{4,67}{1\,000} + \frac{4,39}{-2\,100} + \right. \\
 & \quad \left. + \frac{6,76}{10\,875} \right] = -0,0021;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \beta & = -2 \left[\frac{6,35}{-1\,624} (10 + 20 + 35) + \right. \\
 & \quad + \frac{4,67}{1\,000} (6 + 20 + 35) + \\
 & \quad + \frac{4,39}{-2\,100} (6 + 10 + 35) + \\
 & \quad \left. + \frac{6,35}{10\,875} (6 + 10 + 20) \right] = 0,108;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \gamma & = - \frac{6,35}{1\,624} (10 \cdot 20 + 10 \cdot 35 + 20 \cdot 35) + \\
 & \quad + \frac{4,67}{1\,000} (6 \cdot 20 + 6 \cdot 35 + 20 \cdot 35) - \\
 & \quad - \frac{4,39}{2\,100} \cdot (6 \cdot 10 + 6 \cdot 35 + 10 \cdot 35) + \\
 & \quad + \frac{6,35}{10\,875} (6 \cdot 10 + 6 \cdot 20 + 10 \cdot 20) = -1,11.
 \end{aligned}$$

Величины A, B, Q, D определяются из выражения (8-24):

$$\begin{aligned}
 A & = (6-10)(6-20)(6-35) = -1\,624; \\
 B & = (10-6)(10-20)(10-35) = 1\,000; \\
 Q & = (20-6)(20-10)(20-35) = -2\,100; \\
 D & = (35-6)(35-10)(35-20) = 10\,875.
 \end{aligned}$$

Подставив значения α, β, γ в выражение (8-25), получим;

$$\begin{aligned}
 -0,0021 U^2 + 0,108 U - 1,11 & = 0; \\
 U^2 - 51 U + 528 & = 0;
 \end{aligned}$$

$$U_{1,2} = 25,5 \pm \sqrt{25,5^2 - 528};$$

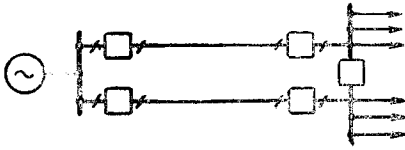


Рис. 8-3. Схема системы электроснабжения к примеру 8-1. Разъединители для упрощения показаны наклонной чертой.

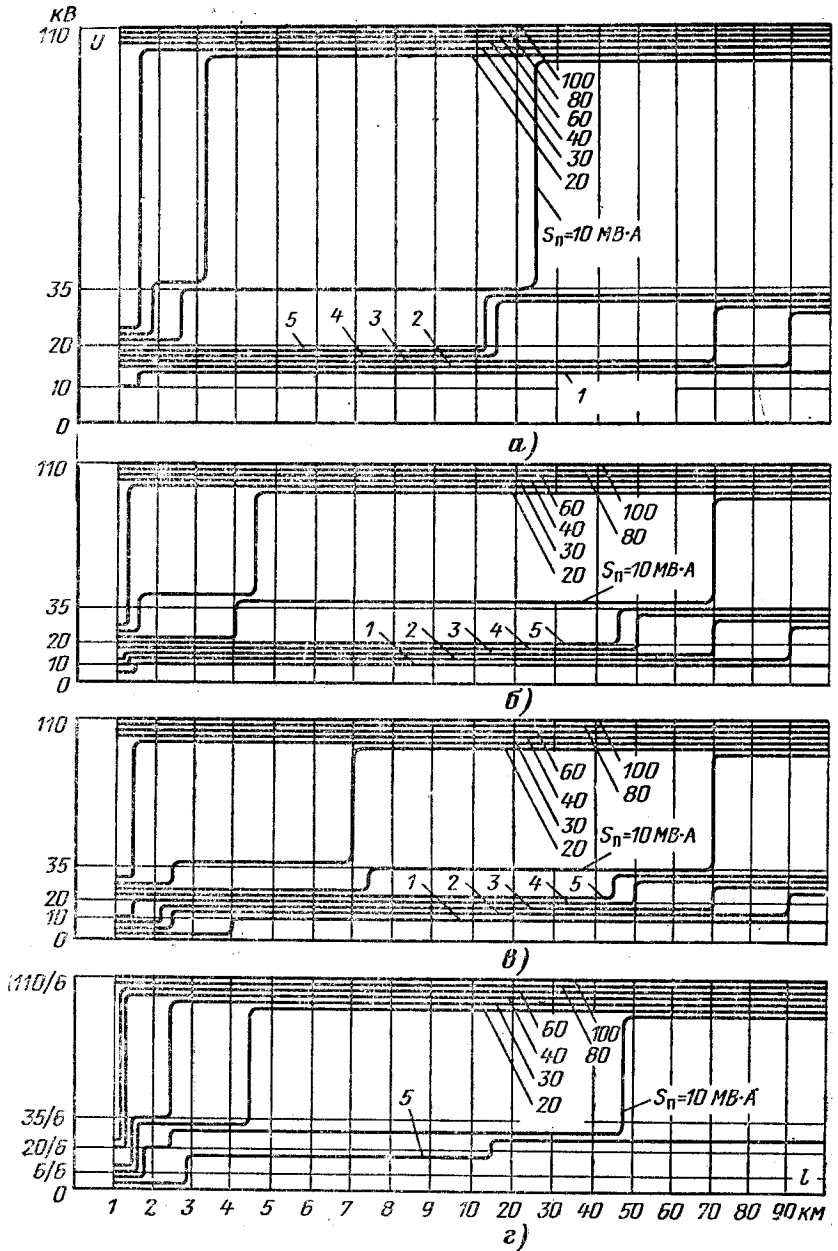


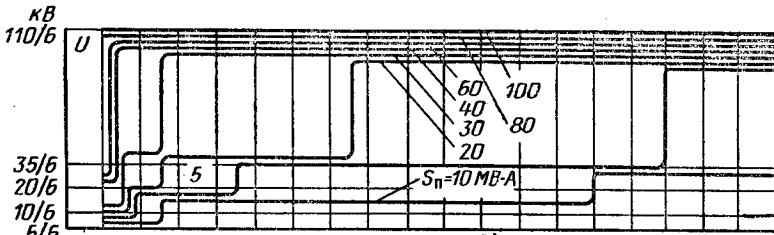
Рис. 8-4. Номограммы для приблизительного определения величины рационального взяемой мощности S_{Π} , длины питающих линий l , схемы питания, конструктивного вы-
 а, г, ж, з, и — $c_0 = 1,1$ коп/кВт·ч; б, д — $c_0 = 0,8$ коп/кВт·ч; в, е — $c_0 = 0,4$ коп/кВт·ч; а, е — с трансформацией на 6 кВ; ж — то же на 10 кВ; з — то же на 20 кВ; и — то же

$U_1 = 15,5 \text{ кВ};$

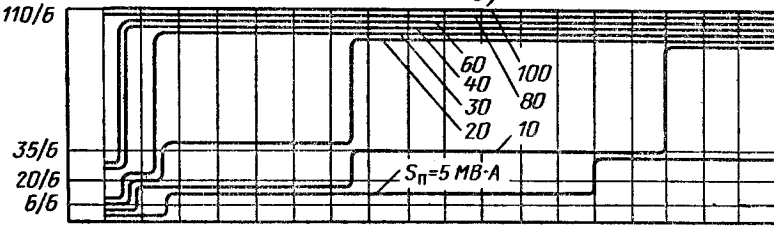
$U_2 = 35,5 \text{ кВ}$

Сопоставив затраты при 15,5 и 35,5 кВ, найдем, что $U_{\text{рац}} = 15,5 \text{ кВ}$.

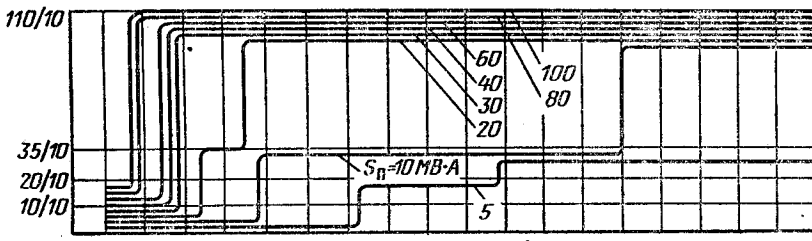
3. Определение величины рационального напряжения по трем точкам. В соответствии с выражением (8-32) запишем уравнение



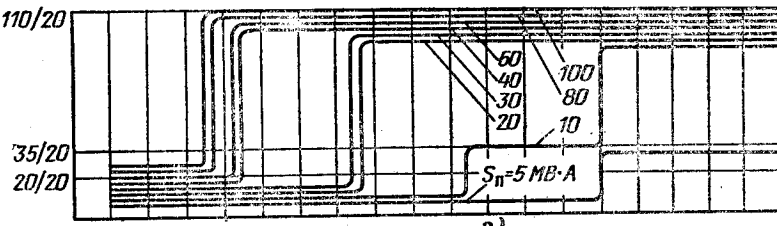
д)



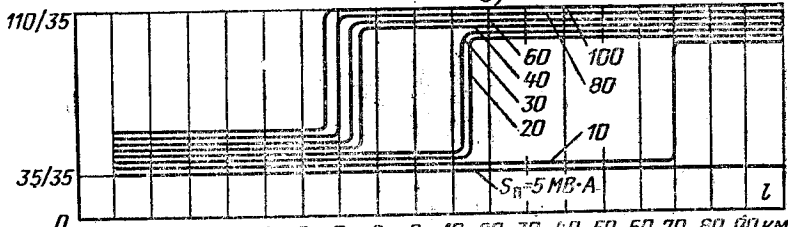
е)



ж)



з)



и)

напряжения электроснабжения промышленных предприятий в зависимости от выполнения линии и стоимости электрической энергии.

б, в — для выбора напряжения без трансформации в конце питающей линии; г, д, на 35 кВ.

$$U_{\text{рац}} = \frac{\frac{3_1}{A}(U_2 + U_3) + \frac{3_2}{B}(U_1 + U_3) + \frac{3_3}{Q}(U_1 + U_2)}{2 \left[\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q} \right]} =$$

$$= \frac{\frac{6,35}{56}(10 + 20) + \frac{4,67}{40}(6 + 20) + \frac{4,32}{140}(6 + 10)}{2 \left[\frac{6,35}{56} + \frac{4,67}{40} + \frac{4,32}{140} \right]} =$$

$$= \frac{0,859}{0,0549} = 15,6 \text{ кВ.}$$

Сравнивая расчеты по пяти (15,4 кВ), четырем (15,5 кВ) и трем точкам (15,6 кВ), видим, что результаты практически одинаковы. Из изложенного следует, что определение величины рационального напряжения, как правило, достаточно производить по трем точкам.

8.3. ПРИБЛИЖЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Опыт проектирования позволяет интуитивно оценивать ожидаемую величину рационального напряжения. Однако, как пока-

зывает практика расчетов, при таком способе решения вопроса ошибки весьма часты. В то же время трудоемкие расчеты по определению затрат для всей шкалы напряжений требуют большой дополнительной работы. Для экономии затрат труда на определение величины рационального напряжения были выполнены многочисленные расчеты, в которых нагрузка, потребляемая промышленными предприятиями, изменялась в пределах от 1 000 до 100 000 кВА, расстояние от источника питания до предприятия от 1 до 100 км, стоимость электрической энергии от 0,4 до 1,1 коп/кВт·ч. Схемы были даны для систем питания без трансформации (рис. 8-3) и с трансформацией напряжения. Линии принимались воздушные и кабельные. Из всех этих расчетов для сроков окупаемости от 6 до 12 лет были составлены приводимые ниже номограммы, которые позволяют быстро определять приближенную величину рационального напряжения (рис. 8-4).

Зная приблизительно величину стандартного рационального напряжения, можно взять для расчетов еще два ближайших стандартных напряжения (одно — выше, другое — ниже) и получить, таким образом, только те три точки, по которым необходимо определять точное значение нестандартного рационального напряжения. Это дает возможность значительно сократить расчеты.

Вместо номограмм, представленных на рис. 8-4, можно применять также цифрограммы. Пример цифрограммы при стоимости электрической энергии $C_0 = 1,1$ коп/кВт·ч для системы электроснабжения без трансформации в конце питающей линии приведен в табл. 8-2.

Таблица 8-2

Области ориентировочной величины рационального напряжения

S, тыс. кВ·А	Длина линии l, км											
	1	2	3	4	5	10	20	30	40	60	80	100
1 000	10	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
2 000	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
3 000	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
4 000	20	20	20	20	20	20	20	35	35	35	35	35
5 000	20	20	20	20	20	20	35	35	35	35	35	35
10 000	20	20	35	35	35	35	35	110	110	110	110	110
20 000	20	35	35	110	110	110	110	110	110	110	110	110
30 000	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
40 000	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
60 000	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
80 000	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
100 000	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110

8.4. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ РАВНОМЕРНО РАСПРЕДЕЛЕННОЙ НАГРУЗКЕ

В результате работы по определению величин рационального напряжения ряда промышленных предприятий с равномерной

нагрузкой по площади цехов, а также для ряда районов Москвы и других городов с различными коэффициентами застройки, разной этажностью установлено, что хотя эти показатели и влияют на выбор величины рационального напряжения, но решающим фактором в определении $U_{\text{рац}}$ являет-

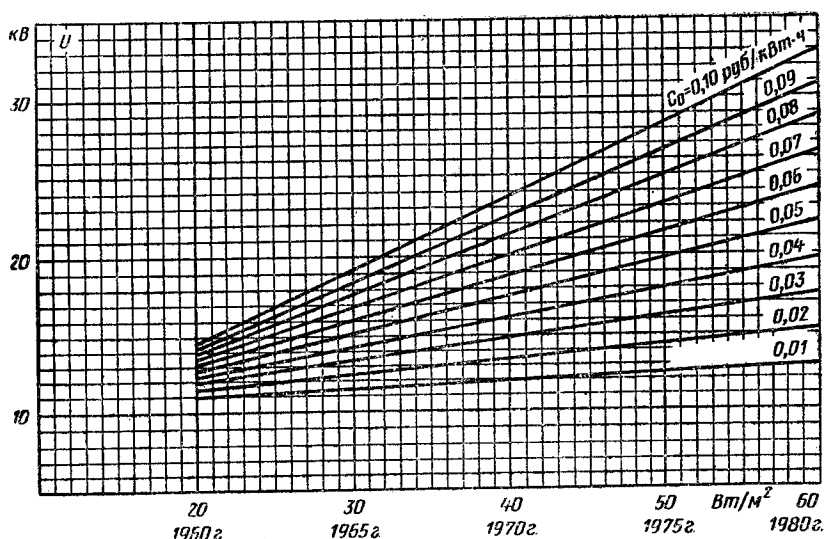


Рис. 8-5. Номограмма для приблизительного определения величины рационального напряжения в зависимости от удельной нагрузки на 1 м² площади или в перспективе от времени.

ся удельная нагрузка (кВт/м²) площади, занимаемой строениями.

На рис. 8-5 приведена номограмма, по которой можно определять величину рационального напряжения в зависимости от удельной нагрузки на 1 м² рассматриваемой поверхности и стоимости электрической энергии в пределах от 0,01 до 0,1 руб./кВт·ч. Для городов данная номограмма составлена для условий, когда коэффициент застройки лежит в пределах от 0,1 до 0,15. Учитывая, что рост нагрузки происходит во времени и может быть с успехом заменен плановыми перспективами во времени по годам, можно на номограмме удельную нагрузку заменить годом, когда ожидается эта нагрузка. На номограмме рис. 8-5 это для примера и сделано.

Пользуясь данными таких номограмм, можно решать вопрос о выборе рационального напряжения с учетом перспективы, что очень важно, так как электрические сети служат до перехода на новое напряжение примерно 20—30 лет.

Так, например, если принять какие-то конкретные условия, то при стоимости электрической энергии в 1960 г. $C_0 = 1$ коп./кВт·ч (удельная нагрузка 20 Вт/м²) рациональное напряжение составило 14,5 кВ. При ожидаемой (планируемой) нагрузке 40 Вт/м² в 1970 г. ожидаемая стоимость электроэнергии составит 0,8 коп./кВт·ч, тогда величина рационального напряжения будет равна 21 кВ; наконец, при нагрузке 60 Вт/м², планируемой в 1980 г., и ожидаемой стоимости электроэнергии 0,6 коп./кВт·ч

величина рационального напряжения составит 18,5 кВ. Таким образом, в данном конкретном случае оказывается, что в течение 20 лет величина рационального напряжения держится примерно почти на одном уровне.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 8-1. Федоров А. А. Выбор рациональных напряжений для систем электроснабжения промышленных предприятий. — «Промышленная энергетика», 1959, № 9.
- 8-2. Справочник энергетика промышленных предприятий под ред. Федорова А. А., Сербиновского Г. В. и Большама Я. М., т. 1, М., Госэнергоиздат, 1961.
- 8-3. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1967.
- 8-4. Каменева В. В. О методике выбора величины рационального напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий. — «Промышленная энергетика», 1970, № 7.
- 8-5. Вейкерт Ф. Установки высокого напряжения. Лейпциг, 1955.
- 8-6. Федоров А. А. Электроснабжение промышленных предприятий, М., Госэнергоиздат, 1961.
- 8-7. Электротехнический справочник под ред. Чиликина М. Г., т. II, М., Госэнергоиздат, 1955.
- 8-8. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1972.

РАЗДЕЛ ДЕВЯТЫЙ

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ

9-1. ПОСТАНОВКА ВОПРОСА

Сечения проводов и жил кабелей должны выбираться в зависимости от ряда факторов. Эти факторы разделяются на технические и экономические.

Технические факторы, влияющие на выбор сечения, следующие:

- 1) нагрев от длительного выделения тепла рабочим (расчетным) током;
- 2) нагрев от кратковременного выделения тепла током короткого замыкания;
- 3) потери (падение) напряжения в жилах кабеля или проводах воздушной линии от проходящего по ним тока в нормальном и аварийном режимах;
- 4) механическая прочность — устойчивость к механической нагрузке (собственный вес, гололед, ветер);
- 5) коронирование — фактор, зависящий от величины применяемого напряжения, сечения провода и окружающей среды.

Влияние и учет перечисленных факторов в воздушных и кабельных линиях неодинаковы.

В табл. 9-1 приведены особенности, присущие кабельным и воздушным линиям.

Таким образом, при выборе сечения провода или жилы кабеля по техническим условиям имеем:

- s_n — минимально допустимое сечение по нагреву;
- $s_{т.у}$ — минимально допустимое сечение по термической устойчивости к току короткого замыкания;
- s_m — минимально допустимое сечение по механической прочности;
- s_k — минимально допустимое сечение по условиям коронирования;
- $s_{\Delta U}$ — минимально допустимое сечение по потерям напряжения.

Из этих сечений только сечения s_m и s_k для кабелей получаются без расчетов, как стандартные сечения. Остальные сечения нестандартные, и по полученным из расчетов величинам нестандартного сечения следует выбирать стандартное сечение.

При выборе стандартного сечения возникает вопрос, выбрать ли ближайшее большее или ближайшее меньшее? Решается этот вопрос по-разному для различных положений.

1. При выборе сечения по термической устойчивости $s_{т.у}$ следует выбирать ближайшее меньшее сечение. Основанием для этого является повышенный процент ошибки, заложенный в самом методе расчета, в сторону превышения сечений от нагрева.

2. Выбор сечения по механической прочности s_m для кабелей решается просто. Кабели выпускаются с условием, что самое малое (начальное в таблице) сечение является механически устойчивым. Для воздуш-

ных линий следует выбирать ближайшее большее стандартное сечение.

3. При выборе сечения по условиям короны s_k для проводов воздушных линий следует принимать ближайшее большее сечение. Для кабелей этот вопрос решен заводами, выпускающими кабели на каждое стандартное напряжение.

4. При выборе сечения по потерям напряжения $s_{\Delta U}$ следует выбирать ближайшее большее сечение. Однако в некоторых случаях, когда расчетное сечение очень близко к стандартному, можно принять и меньшее. Например, получено расчетное сечение 36,5 мм², можно принять сечение 35 мм². Это решение производится на основании инженерного опыта и конкретных данных о достоверности электрических нагрузок, положенных в основу расчетов.

5. При выборе сечения по нагреву s_n следует брать ближайшее большее сечение.

Во всех случаях следует стремиться не повышать сечение без достаточных на то оснований.

6. После того как определено минимально допустимое сечение провода по техническим условиям s_t , производят сравнение его с экономически целесообразным сечением.

До сих пор выбор экономически целесообразного сечения по ПУЭ производят по так называемой экономической плотности тока в зависимости от металла провода и числа часов использования максимума нагрузки в соответствии с выражением

$$s_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (9-1)$$

где I_p — расчетный ток; j_3 — экономическая плотность тока.

Эта методика выбора экономического сечения не находится в соответствии с другим утвержденным положением об экономических соображениях при решении всех электротехнических вопросов, нуждающихся в экономической оценке. Это положение определяется выражением

$$Z = C_3 + 0,15K.$$

На самом деле, если рассмотреть условия передачи некоторой постоянной расчетной мощности или тока при постоянной длине, то она может быть осуществлена при помощи кабелей или воздушных линий разного сечения. При этом затраты будут явно изменяться и не может быть речи о каком-то постоянном экономически целесообразном сечении, определенном по выражению (9-1). На рис. 9-1 представлена такая кривая зависимости затрат от сечения при его изменении, например кривая 1. Здесь следует отметить, что эта кривая не учитывает изменения стоимости электроэнергии (подробнее см. [Л. 9-2]). Если

Таблица 9-1

Фактор	Особенности выбора сечения кабельных линий	Особенности выбора сечения воздушных линий
1. Нагрев рабочим (расчетным) током	<p>Температура нагрева жил кабеля, а следовательно, и ток ограничиваются допустимой температурой для изоляции кабеля и зависят от материала изоляции жил кабеля. Сечение кабеля выбирается по таблицам ПУЭ, которые учитывают температуру жилы кабеля.</p> <p>Выбираемое сечение обычно должно быть больше расчетного. По таблицам берут сечение, допускающее наибольший ток по сравнению с расчетным</p>	<p>Допустимая температура нагрева провода ограничена его механической прочностью. Сечение проводов выбирается по таблицам ПУЭ, которые учитывают допустимую температуру нагрева</p> <p>По таблицам берут сечение, допускающее наибольший ток по сравнению с расчетным</p>
2. Нагрев от кратковременного выделения тепла током короткого замыкания	<p>Температура нагрева определяется как величиной тока, так и временем его прохождения. Расчет ведется на количество тепла, выделяемое за определенный промежуток времени и вызывающее нагрев жилы кабеля. Сечение выбирается ближайшее меньшее по сравнению с расчетным</p>	<p>Температура провода от прохождения тока короткого замыкания ограничивается снижением механической прочности провода в связи с нагреванием его током короткого замыкания. Сечение выбирается ближайшее меньшее по сравнению с расчетным</p>
3. Потери напряжения в жилах кабеля или проводах воздушных линий	<p>Имеют одинаковое значение как для кабельных, так и для воздушных линий и различаются только за счет разных величин их индуктивного и емкостного сопротивлений</p>	
4. Механическая прочность, устойчивость к механической нагрузке	<p>Механическая прочность жил кабеля определяется механической нагрузкой на жилы и оболочку кабеля от полного собственного веса кабеля при его прокладке, протяжке и подвеске. Нагрузка учитывается при проектировании прокладки кабеля и определяет минимально допустимое сечение жил кабеля для изготовления его на каждом напряжении.</p> <p>По этой причине в справочных таблицах в ПУЭ на каждом напряжении сечение кабелей назначается с допустимого по механической прочности</p>	<p>Механическая прочность проводов рассчитывается при проектировании воздушных линий. Сечение проводов воздушных линий на механическую прочность выбирается в зависимости от собственной массы, а также от силы ветра и массы гололеда, возможных в данном географическом районе</p>
5. Коронирование	<p>Коронный разряд происходит в резко неоднородном поле и начинается у электрода с малым радиусом кривизны (жилы кабеля или провода) при напряженности поля, равной критической. Увеличение радиуса кривизны приводит к снижению напряженности поля и предотвращению коронирования</p> <p>Существование коронного разряда в изоляции кабелей недопустимо, поскольку оно приводит к разложению изоляции и в дальнейшем к пробоем ее. Исходя из указанного выше положения, сечение жил кабеля выбирают для случая полного отсутствия коронирования. По этой причине в одинаковых условиях минимально допустимое к применению сечение жил кабеля всегда будет выше, чем у воздушных линий. В таблицах ПУЭ минимальные сечения жил кабелей обеспечивают отсутствие коронирования</p>	<p>Существование коронного разряда около проводов воздушных линий изоляции ее не нарушает, но ведет к увеличению потерь электроэнергии на коронирование. Исходя из этого положения, выбор сечения проводов воздушной линии производят по условию отсутствия коронирования при хорошей погоде. При плохой погоде (дождь, туман) коронирование происходит и приводит к повышению потерь</p>
6. Экономически целесообразное сечение	<p>Должно выбираться по годовым затратам в соответствии с расчетом. При выборе сечения должно приниматься ближайшее меньшее стандартное по отношению к расчетному (нестандартному) сечению</p>	

учесть, что стоимость электрической энергии изменяется, то тогда зависимости $Z=f(s)$ примут вид, как показано на рис. 9-1 (кривые 1, 2, 3). На этом рисунке имеются два

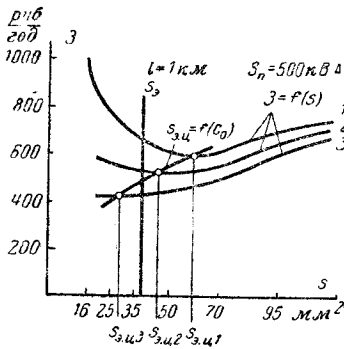


Рис. 9-1. Пример определения экономически целесообразного сечения проводов или жил кабелей в зависимости от стоимости электрической энергии и по экономической плотности тока.

Кривые $Z=f(s)$ построены: 1 — при $c_0 = 0,01$ руб/кВт·ч; 2 — при $c_0 = 0,005$ руб/кВт·ч; 3 — при $c_0 = 0,02$ руб/кВт·ч.

вида зависимостей: $Z=f(s)$ и $s_{э.э.} = f(C_0)$ — экономически целесообразное сечение $s_{э.э.}$ в зависимости от стоимости электроэнергии C_0 . Экономическое сечение, определенное по выражению (9-1), изображено на рис. 9-1 как прямая линия s_0 , параллельная оси ординат. Без особых пояснений вид-

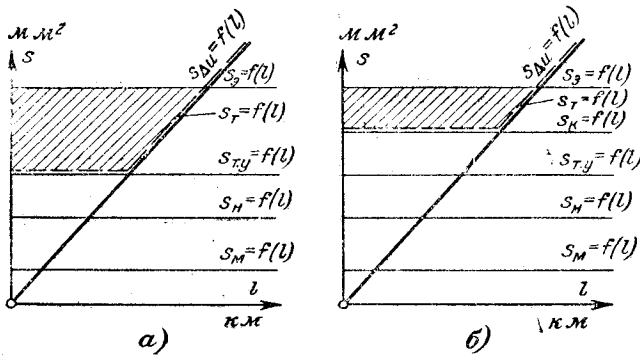


Рис. 9-2. Ограничивающие факторы, влияющие на выбор сечения проводов и жил кабелей.

а — на напряжении 10—20 кВ; б — то же 35 кВ и выше, когда необходимо считаться с явлением коронирования.

но, что сечение, определенное по выражению (9-1), не является экономическим и единственным достоинство такого метода определения только простота его, но не целесообразность. Ниже приведены обоснованные упрощенные методы определения экономически целесообразного сечения жил кабелей и проводов.

Приведенные рассуждения хорошо иллюстрируются рис. 9-2, на котором показана

ны все факторы, влияющие на выбор сечения проводов и жил кабелей.

Из сказанного можно сделать вывод, что выбор экономически целесообразного сечения дает возможность экономить электрическую энергию для относительно коротких линий, что в значительной мере относится к сетям промышленных предприятий.

9-2. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЖИЛ КАБЕЛЕЙ И ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ПО НАГРЕВУ РАСЧЕТНЫМ ТОКОМ

а) Выбор сечений жил кабелей. Для выбора сечений жил кабелей по нагреву определяется расчетный ток (см. гл. 2) и по таблицам [см. Л. 9-1], гл. 1 и 2) выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току. Если в расчете определена расчетная мощность, то выбор сечения производится по таблицам, имеющимся в справочниках.

Пример 9-1. Определен расчетный ток $I_p = 78$ А; известно, что кабель должен быть с алюминиевыми жилами и бумажной пропитанной изоляцией для прокладки в земле. Напряжение 10 кВ.

По табл. 1-3-12 [Л 9-1] находим для кабеля 10 кВ при сечении 16 мм² допустимый ток 75 А, для сечения 25 мм² — 90 А.

Выбираем сечение по нагреву $s_n = 25$ мм².

Однако здесь следует более подробно остановиться на вопросе о величине расчетного тока и пользования им при выборе сечений жил кабеля. Исследования, выполненные в Харькове в институте Гипротракторсельхозмаш и в Ленинградском отделении ГПИ ТПЭП инж. П. Н. Клейном, позволяют внести в определение сечений по нагреву расчетным током два дополнения.

1. В соответствии с расчетами харьковских инженеров института Гипротракторсельхозмаш установлено, что кабели высокого напряжения могут выбираться по расчетному току, равному среднему току. Это положение относится ко всем кабелям высокого напряжения систем внутреннего электрооборудования промышленных предприятий, кроме кабелей, питающих высоковольтные двигатели (отдельный или группу двигателей).

2. В Ленинградском отделении ГПИ Тяжпромэлектропроект произведены исследования, имеющие в своей основе примерно те же соображения, и даны практические рекомендации для выбора сечений кабелей с учетом постоянной времени нагрева. Найдено допустимое уменьшение расчетной

максимальной нагрузки в зависимости от ее продолжительности. Подсчитано возможное снижение расчетного тока максимальной нагрузки в зависимости от коэффициента максимума K_M при различных значениях ($t_{н.у}$) времени нагрева кабеля до температуры, равной 95% установившейся. Эти данные обобщены в серию кривых $I_M(\%) = f(K_M)$ для разных значений $t_{н.у}$, которые приведены на рис. 9-3.

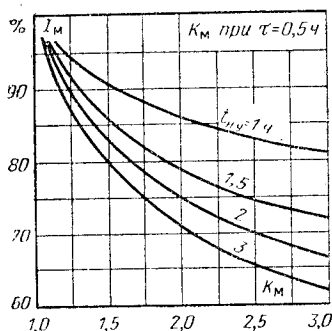


Рис. 9-3. Кривые зависимости значения максимальных токовых нагрузок (%) для различных $t_{н.у}$ в функции K_M .

Приведем пример пользования этим методом расчета [Л. 9-3]. Определить сечение кабеля марки ААГ при прокладке на открытом воздухе для линии 380 В по условиям нагрева со следующими данными:

$$t_{н.м} = 1,5 \text{ ч}; K_M = 2; S_M = 120 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$I_M = 183 \text{ А}.$$

Сечение кабеля: больше $3 \times 95 \text{ мм}^2$; $I_{доп} = 190 \text{ А}$; меньше $3 \times 70 \text{ мм}^2$; $I_{доп} = 155 \text{ А}$.

Проверяем возможность выбора кабеля сечением $3 \times 70 \text{ мм}^2$. По рис. 9-3 при $K=2$ по кривой $t_{н.у} = 1,5$ ч находим величину $I_M \approx 80\%$. Определяем расчетный ток: $I_p = 0,8 \cdot 183 \approx 143 \text{ А}$. Сечение кабеля $3 \times 70 \text{ мм}^2$ может быть принято.

Выводы. Во всех случаях выбора сечений кабелей необходимо тщательно анализировать и проверять полученные данные расчетных нагрузок и, где это возможно и целесообразно, учитывая изложенные выше дополнения, сокращать расход цветного металла на сооружаемые электрические сети.

Таблицы для выбора сечения кабелей с учетом специфических условий, вызывающих внесение поправок на число кабелей, прокладку в блоках и т. д., приведены в [Л. 9-1].

б) Выбор сечений проводов воздушных линий по нагреву расчетным током производится аналогично выбору сечений жил кабелей в соответствии с ПУЭ [Л. 9-1].

9-3. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ЖИЛ КАБЕЛЕЙ ПО НАГРЕВУ ТОКОМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора термически устойчивого сечения жил кабеля необходимо иметь значение установившегося тока короткого замыкания из соответствующего расчета и возможное время прохождения этого тока через кабель. Время определяется уставкой защиты, которая имеет наибольшее значение выдержки времени (если есть несколько видов защиты).

Определение сечения по термической устойчивости производится по формуле

$$S_{т.у.расч} = \alpha I_{\infty} \sqrt{t_{п}},$$

где α — расчетный коэффициент, определяемый ограничением допустимой температуры нагрева жил кабеля.

Значение расчетного коэффициента α и допустимые предельные температуры нагрева кабелей при прохождении по ним тока к. з. приведены в табл. 9-2.

Таблица 9-2

Материал жил кабеля	Коеф-фициент α	Допустимая температура, °С
Кабели с медными жилами напряжением до 10 кВ включительно	7	250
Кабели с алюминиевыми жилами напряжением до 10 кВ включительно	12	250

Примечание. При составлении этой таблицы было принято условие, что кабель до возникновения к. з. не имел температуры выше номинальной. Практические кабели работают всегда с некоторой недогрузкой (кроме аварийных режимов), и поэтому при выборе сечения кабеля по термической устойчивости следует выбирать ближайшее меньшее, а не большее стандартное сечение кабеля.

Конечную температуру, до которой нагреваются жилы кабеля, можно подсчитать, если это потребуется при расчетах. Для этой цели следует воспользоваться данными разд. 5.

Пример 9-2. Из расчета установившийся ток короткого замыкания равен $I_{\infty} = 6 \text{ кА}$; $I'' = 9 \text{ кА}$. Время действия защиты 1,5 с. Напряжение линии 10 кВ. Линия кабельная с алюминиевыми жилами. Кабель проложен в земле, $\alpha = 12$ (находим из табл. 9-2).

Величину $t_{п}$ находим по кривым зависимостей:

$$t_{п} = f(t); \beta'' = \frac{I''}{I_{\infty}} = 1,5;$$

$$\text{для } \beta'' = 1,5, t_{п} = 1,58.$$

Следовательно,

$$S_{т.у.расч} = 12 \cdot 6 \sqrt{1,58} \approx 90 \text{ мм}^2.$$

Следует выбрать, как термически устойчивое, стандартное сечение 70 мм^2 :

$$S_{т.у} = 70 \text{ мм}^2.$$

Кабели, защищенные плавкими токоограничивающими предохранителями, на термическую устойчивость к токам к. з. не проверяются, поскольку время срабатывания предохранителя мало (0,008 с) и выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до опасной температуры.

9-4. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЖИЛ КАБЕЛЕЙ И ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ПО ПОТЕРЯМ НАПРЯЖЕНИЯ

Приемники электрической энергии (двигатели, электрические печи, освещение, электролизные установки и т. п.) должны быть в условиях эксплуатации обеспечены качественной электрической энергией. Одним из двух главных показателей качества электрической энергии является величина подводимого к приемникам напряжения. Так как в проводах линии, подводящих к приемникам электрическую энергию, неизбежно происходят потери напряжения, то эти потери нормируются и не должны превышать определенных пределов. Для этой цели введены ограничения величины напряжения в начале линии — питающий конец (со стороны источников тока) и в конце ее (со стороны приемников электрической энергии) — приемный конец. Государственными стандартами установлено строгое соответствие между этими величинами. Так, например, на напряжении 400 В питающий конец — 400 В, приемный конец (приемники) — 380 В; потеря напряжения должны быть не более 20 В. Смысл этого требования заключается в том, что при снижении напряжения осветительные устройства снижают световой поток и снижается освещенность на рабочих поверхностях (ее величина прямо пропорциональна квадрату напряжения); двигатели снижают свой опрокидывающий вращающий момент, который у синхронных двигателей прямо пропорционален первой степени, а у асинхронных двигателей — квадрату оставшегося напряжения.

Поддержание напряжения на определенном уровне — достаточно сложная задача (подробнее см. разд. 16). Одним из средств, обеспечивающих стабильность напряжения у приемников электрической энергии, является выбор сечений проводов и жил кабелей по допустимым потерям напряжения.

Рассмотрим линию с сосредоточенной нагрузкой на конце (рис. 9-4). Векторная диаграмма для этого случая приведена на рис. 9-4, в.

Величина потерь напряжения в трехфазной линии переменного тока может быть приближенно определена из выражения

$$\Delta U = \sqrt{3} I_p (r \cos \varphi + x \sin \varphi), \quad (9-2)$$

где I_p — расчетный ток линии, А; r и x — активное и индуктивное сопротивления линии, Ом; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности в конце линии.

Если пренебречь индуктивным сопротивлением проводов линии (для случая, когда $x < \frac{1}{3} s$), то потери напряжения будут равны:

$$\Delta U = I_p r \cos \varphi,$$

где $r = l/\gamma s$.

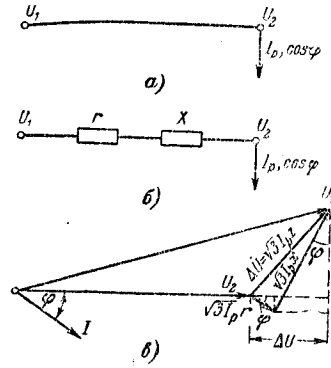


Рис. 9-4. Схема к расчету линии с сосредоточенной нагрузкой на конце.

а — принципиальная схема; б — схема замещения; в — векторная диаграмма.

Следовательно,

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} I_p l \cos \varphi}{\gamma s},$$

откуда

$$s = \frac{\sqrt{3} I_p l \cos \varphi}{\gamma \Delta U}. \quad (9-3)$$

Так как величина допустимых потерь напряжения известна, то сечение проводов линии легко определяется из выражения (9-3). Более подробно и для случаев сложной конфигурации сетей до 1000 В расчет изложен в разд. 12.

Следует, однако, иметь в виду, что данный упрощенный расчет может в предельных случаях давать погрешность до 20%, а поэтому он рекомендуется лишь для предварительных ориентировочных прикидок.

Для высоковольтных сетей, когда приходится учитывать не только индуктивность, но и емкость линий, применяются П-образные схемы.

По П-образной схеме (рис. 9-5) рассчитываются линии напряжением 35—220 кВ.

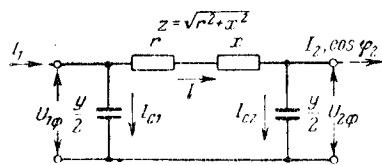


Рис. 9-5. Схема замещения для расчета линии по П-образной схеме.

В системах электроснабжения промышленных предприятий почти не встречаются линии электропередачи напряжением выше 220 кВ. Поэтому при определении проводимости

$$y = g + jb,$$

где g — активная проводимость линии, $1/\text{Ом}$; b — емкостная проводимость линии, $1/\text{Ом}$;

Активной составляющей проводимости линии g можно пренебречь, так как она определяется потерями на корону, которые в линиях напряжением по 220 кВ невелики. Поэтому в качестве проводимости линии электропередачи учитываем только ее емкость.

При выполнении расчетов по П-образной схеме можно считать всю емкость сосредоточенной по концам линии и определять проводимость y по формуле

$$\frac{y}{2} = \frac{b_0 l}{2}, \tag{9-4}$$

где l — длина кабельной или воздушной линии, км; b_0 — удельная емкостная проводимость кабельной или воздушной линии, $1/\text{Ом} \cdot \text{км}$.

Величину проводимости можно определять: для кабельной линии — по табл. П-4, для воздушной линии — по табл. П-2 [Л. 9-6].

Величина емкостного тока I_{C2} в конце линии равна:

$$I_{C2} = \frac{U}{2} = U_{2\phi} \frac{b_0 l}{2}. \tag{9-5}$$

Векторная диаграмма напряжений для П-образной схемы приведена на рис. 9-6.

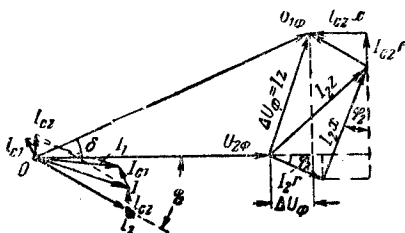


Рис. 9-6. Векторная диаграмма к расчету линии по П-образной схеме.

Величина потерь напряжения для П-образной схемы равна:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\phi} &= U_{1\phi} - U_{2\phi} = \\ &= \sqrt{(U_{2\phi} + I_2 r \cos \varphi_2 + I_2 x \sin \varphi_2 - \\ &\quad - I_{C2} x)^2 + (I_2 x \cos \varphi_2 - I_2 r \sin \varphi_2 + \\ &\quad + I_{C2} r)^2} U_{2\phi}. \end{aligned} \tag{9-6}$$

Из векторной диаграммы на рис. 9-6 видно, что наличие емкостных токов в ли-

нии уменьшает величину потерь напряжения от тока нагрузки.

Линии электропередачи на промышленных предприятиях напряжением выше 220 кВ и протяженностью больше 200 км почти не выполняются, поэтому для них можно пользоваться схемой замещения на рис. 9-4, б, так как возможная погрешность, как показывают примерные расчеты, составляет не более 1,5%.

9-5. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЖИЛ КАБЕЛЕЙ И ПРОВОДОВ ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ СООБРАЖЕНИЯМ

Как было сказано в § 9-1, выбор сечений проводов и жил кабелей по экономической плотности тока недостаточно обоснован и дает ошибочные результаты, а также находится в некотором противоречии с «Основными методическими положениями технико-экономических расчетов в энергетике» [Л. 3-2].

При передаче мощности S на расстоянии l при стоимости l кВт·ч электроэнергии C_0 и определенном напряжении U_0 капиталовложения K и эксплуатационные расходы C_3 будут различными в зависимости от сечения проводов и кабелей s , принимаемого для передачи электроэнергии. Меняя в приведенных выше условиях сечения проводов или кабелей, получаем соответствующие им затраты.

$$Z = C_3 + 0,15K.$$

В общем случае эта зависимость имеет вид, показанный на рис. 9-7. Как видно из рис. 9-7, минимальные затраты будут иметь место при сечении, соответствующем точке А. Сечение провода или жил кабеля, соответствующее этим затратам, и является экономически целесообразным сечением $s_{э.ц.}$. В общем случае это сечение будет нестандартным и может совпадать со стандартным только случайно.

После того как будет найдено экономически целесообразное нестандартное сечение провода или кабеля, можно решить вопрос и о величине стандартного сечения. Ниже излагается рекомендуемый порядок решения этой задачи.

Любая зависимость, в данном случае $Z = f(s)$, если известны координаты ее то-

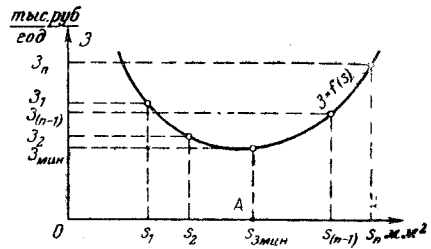


Рис. 9-7. Кривая зависимости затрат от изменения сечения провода (или жилы кабеля) для определения экономически целесообразного сечения.

чек, может быть выражена аналитически с определенным приближением по формуле Ньютона степенной функцией $(n-1)$ -го порядка:

$$y = y_1 + A_1(x - x_1) + B_1(x - x_1)(x - x_2) + C_1(x - x_1)(x - x_2)(x - x_3) + \dots \quad (9-6a)$$

В нашем случае это уравнение должно приближенно соответствовать кривой $Z = f(s)$, проходящей через точки, соответствующие определенным стандартным сечениям проводов или кабелей (16, 25, 35, 50, 70 мм² и т. д.).

В общем виде это уравнение может быть записано так:

$$Z = Z_1 + A_1(s - s_1) + B_1(s - s_1)(s - s_2) + C_1(s - s_1)(s - s_2)(s - s_3) + \dots \quad (9-7)$$

Каждому стандартному сечению при этом должна соответствовать определенная величина затрат: сечению s_1 затраты Z_1 , сечению s_2 — затраты Z_2 и т. д. Опыт решения таких уравнений показывает, что достаточно воспользоваться четырьмя или тремя точками (для смежных стандартных сечений).

Уравнение для определения $s_{э.ц}$ по четырем стандартным сечениям s_1, s_2, s_3 и s_4 будет иметь вид выражения (9-7). Перемножив разности при коэффициентах B_1 и C_1 , получим:

$$Z = Z_1 + A_1(s - s_1) + B_1[s^2 - s(s_1 + s_2) + s_1s_2] + C_1[s^3 - s^2(s_1 + s_2 + s_3) + s(s_1s_2 + s_1s_3 + s_2s_3) - s_1s_2s_3]. \quad (9-8)$$

Для определения величины экономически целесообразного сечения дифференцируем выражение (9-8) по сечению:

$$\frac{dZ}{ds} = A_1 + 2B_1s - B_1(s_1 + s_2) + 3C_1s^2 - 2C_1s(s_1 + s_2 + s_3) + C_1(s_1s_2 + s_1s_3 + s_2s_3). \quad (9-9)$$

Приравняв правую часть (9-9) нулю и произведя группировку, получим уравнение для экономически целесообразного сечения:

$$3C_1s_{э.ц}^2 + 2s_{э.ц} [B_1 - C_1(s_1 + s_2 + s_3)] + [A_1 - B_1(s_1 + s_2) + C_1(s_1s_2 + s_1s_3 + s_2s_3)] = 0. \quad (9-10)$$

Определяем коэффициенты A_1, B_1 и C_1 . Каждому значению сечения соответствует свое значение ежегодных затрат:

$$s_1 - Z_1; \quad s_2 - Z_2; \quad s_3 - Z_3 \text{ и } s_4 - Z_4.$$

Коэффициенты A вычисляются по выражениям

$$A_1 = \frac{\Delta Z_1}{\Delta s_1}; \quad A_2 = \frac{\Delta Z_2}{\Delta s_2}; \quad A_3 = \frac{\Delta Z_3}{\Delta s_3},$$

обоснование которых приведено в § 8-2.

Здесь

$$\begin{aligned} \Delta Z_1 &= Z_2 - Z_1; & \Delta s_1 &= s_2 - s_1; \\ \Delta Z_2 &= Z_3 - Z_2; & \Delta s_2 &= s_3 - s_2; \\ \Delta Z_3 &= Z_4 - Z_3; & \Delta s_3 &= s_4 - s_3. \end{aligned}$$

Далее

$$B_1 = \frac{\Delta A_1}{\Delta' s_1}; \quad B_2 = \frac{\Delta A_2}{\Delta' s_2},$$

где

$$\begin{aligned} \Delta A_1 &= A_2 - A_1 = \frac{\Delta Z_2}{\Delta s_2} - \frac{\Delta Z_1}{\Delta s_1} = \\ &= \frac{\Delta Z_2 \Delta s_1 - \Delta Z_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta A_2 &= A_3 - A_2 = \frac{\Delta Z_3}{\Delta s_3} - \frac{\Delta Z_2}{\Delta s_2} = \\ &= \frac{\Delta Z_3 \Delta s_2 - \Delta Z_2 \Delta s_3}{\Delta s_2 \Delta s_3}; \end{aligned}$$

$$\Delta' s_1 = s_3 - s_1; \quad \Delta' s_2 = s_4 - s_2.$$

Тогда

$$B_1 = \frac{\Delta A_1}{\Delta' s_1} = \frac{\Delta Z_2 \Delta s_1 - \Delta Z_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1}; \quad (9-11)$$

$$B_2 = \frac{\Delta A_2}{\Delta' s_2} = \frac{\Delta Z_3 \Delta s_2 - \Delta Z_2 \Delta s_3}{\Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2}; \quad (9-12)$$

$$C_1 = \frac{\Delta B_1}{\Delta'' s_1},$$

где

$$\begin{aligned} \Delta B_1 &= B_2 - B_1 = \frac{\Delta Z_3 \Delta s_2 - \Delta Z_2 \Delta s_3}{\Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2} - \\ &= \frac{\Delta Z_3 \Delta s_1 - \Delta Z_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1} = \frac{\Delta Z_3 \Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_1 \Delta' s_2} - \\ &= \frac{\Delta Z_2 \Delta s_1 \Delta s_3 \Delta' s_1 - \Delta Z_1 \Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_2 + \dots}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_1 \Delta' s_2} \rightarrow \\ &\rightarrow \frac{\Delta Z_3 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2} \end{aligned}$$

$$\Delta'' s_1 = s_4 - s_1.$$

Следовательно,

$$\begin{aligned} C_1 &= \frac{\Delta Z_3 \Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1 - \Delta Z_2 \Delta s_1 \Delta s_3 \times}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_1 \Delta' s_2 \Delta'' s_1} \times \\ &\rightarrow \frac{\Delta Z_3 \Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_1 \Delta' s_2 \Delta'' s_1} \times (\Delta' s_1 + \Delta' s_2) + \\ &+ \frac{\Delta Z_3 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2}. \quad (9-13) \end{aligned}$$

Подставляя значение коэффициентов A_1, B_1 и C_1 в выражение (9-10), получаем уравнение для экономически целесообразного сечения проводов или кабелей по сме-

годным затратам. В выражении (9-10) обозначим:

$$\begin{aligned} \alpha &= 3C_1. \\ \beta &= 2[B_1 - C_1(s_1 + s_2 + s_3)]; \\ \gamma &= [A_1 - B_1(s_1 + s_2) + C_1(s_1s_2 + s_1s_3 + \\ &\quad + s_2s_3)]. \end{aligned}$$

После приведенной выше подстановки получим уравнение для экономически целесообразного сечения проводов и кабелей по ежегодным затратам:

$$\alpha s_{э.ц}^2 + \beta s_{э.ц} + \gamma = 0. \quad (9-14)$$

Решая это уравнение относительно s , получаем величину сечения провода или кабеля, экономически целесообразного по ежегодным затратам. Так как формулы для определения коэффициентов A_1 , B_1 и C_1 в выражении (9-10) получаются довольно сложными и для своего нахождения требуют много времени, то для облегчения расчетов следует составить таблицы, из которых можно находить эти коэффициенты. Естественно, что наиболее удачное решение эта методика расчетов дает для линий, однопровитных по исполнению. В конкретном случае для систем электроснабжения промышленных предприятий решение задачи получается достаточно точным для линий напряжением до 35 кВ.

Нахождение величины экономически целесообразного сечения по трем стандартным сечениям (трех точкам) для практических расчетов часто можно ограничиваться тремя сечениями проводов или кабелей, из которых среднее дает по отношению к крайним меньшее значение затрат. В этом случае уравнение для ежегодных затрат получает вид:

$$Z = Z_1 + A(s - s_1) + B(s - s_1)(s - s_2).$$

Решив это уравнение, как и выше, получим:

$$s_{э.ц} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{A_1}{2B_1}, \quad (9-15)$$

где для первого сечения $A_1 = \frac{\Delta Z_1}{\Delta s_1}$; для вто-

рого сечения $A_2 = \frac{\Delta Z_2}{\Delta s_2}$;

$$\Delta Z_1 = Z_2 - Z_1; \quad \Delta s_1 = s_2 - s_1;$$

$$\Delta Z_2 = Z_3 - Z_2; \quad \Delta s_2 = s_3 - s_2;$$

$$B_1 = \frac{\Delta A_1}{\Delta' s_1};$$

$$\Delta A_1 = \frac{\Delta Z_2}{\Delta s_2} - \frac{\Delta Z_1}{\Delta s_1} = \frac{\Delta Z_2 \Delta s_1 - \Delta Z_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2};$$

$$\Delta' s_1 = s_3 - s_1;$$

$$B_1 = \frac{\Delta Z_2 \Delta s_1 - \Delta Z_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1}. \quad (9-16)$$

Подставив найденные выражения для A_1 и B_1 в (9-15), получим:

$$s_{э.ц} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{\Delta' s_1}{2\delta}; \quad (9-17)$$

$$\delta = \frac{\Delta Z_2}{\Delta Z_1} \frac{\Delta s_1}{\Delta s_2} - 1.$$

Приведем пример определения экономически целесообразного сечения проводов или кабелей.

Пример 9-4. Найти экономически целесообразное сечение кабеля с алюминиевыми жилами, питающего нагрузку $s = 500$ кВ·А. Напряжения сети 6 кВ; расстояние $l = 1$ км, стоимость электрической энергии $C_0 = 0,2; 0,5$ и 1 коп. за 1 кВт·ч.

В таблице допустимых (по нагреву) нагрузок кабелей 6 кВ с алюминиевыми жилами [Л. 9-1, §1-2] находим сечение кабеля 16 мм² с пропускной способностью 872 кВ·А. По табл. П-4-12 [Л. 4-2] находим потери мощности на 1 км линии в таком кабеле при полной нагрузке: $\Delta P_n = 42$ кВт/км.

Определяем коэффициент загрузки линии:

$$\kappa_3 = \frac{500}{872} = 0,57 \text{ и } \kappa_3^2 = 0,33.$$

Определяем потери при действительной нагрузке:

$$\Delta P_d = \Delta P_n \kappa_3^2 = 42 \cdot 0,33 = 13,85 \text{ кВт/км.}$$

Приняв время потерь $T_n = 5000$ ч, получим расход электроэнергии на потери: $\Delta \mathcal{E}_a = \Delta P_d T_n = 13,85 \cdot 5000 = 69300$ кВт·ч/год·км.

Стоимость потерь составит: $C_n = \Delta \mathcal{E}_a C_0 = 69300 \cdot 0,01 = 693$ руб/год·км.

Капиталовложения на сооружение линии (стоимость кабеля) по табл. П-4-12 [Л. 4-2] $K = 2000$ руб/км.

Стоимость ежегодных амортизационных отчислений $C_a = K\phi = 2000 \cdot 0,03 = 60$ руб/год·км.

Полагая стоимость расходов на содержание персонала и ремонт одинаковой при всех сечениях кабеля, определяем стоимость эксплуатационных годовых расходов из выражения

$$C_э = C_n + C_a = 693 + 60 = 753 \text{ руб/год·км.}$$

Общие годовые затраты по формуле (5-5) равны:

$$\begin{aligned} Z &= C_э + 0,15K = 753 + 0,15 \cdot 2000 = \\ &= 1053 \text{ руб/год·км.} \end{aligned}$$

Определяя величину затрат для сечений 16, 25, 35, 50, 70, 95 и 120 мм², находим величину минимальных затрат для сечения 70 мм² — 702 руб/год·км. Принимая одно сечение ближайшее меньшее (50 мм²), другое большее (95 мм²), определяем вели-

чину экономически целесообразного сечения по формуле

$$s_{э.ц} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{\Delta' s_1}{2s}$$

где

$$\delta = \frac{\Delta Z_2 \Delta s_1}{\Delta Z_1 \Delta s_2} - 1 = \frac{1,00}{-0,24} \cdot \frac{20}{25} - 1 = -3,34 - 1 = -4,34;$$

$$s_1 = 50 \text{ мм}^2; \quad Z_1 = 726 \text{ руб/год} \cdot \text{км};$$

$$s_2 = 70 \text{ мм}^2; \quad Z_2 = 702 \text{ руб/год} \cdot \text{км};$$

$$s_3 = 95 \text{ мм}^2; \quad Z_3 = 802 \text{ руб/год} \cdot \text{км};$$

$$\Delta Z_1 = Z_2 - Z_1 = -24 \text{ руб/год} \cdot \text{км};$$

$$\Delta s_1 = s_2 - s_1 = 20 \text{ мм}^2;$$

$$\Delta Z_2 = Z_3 - Z_2 = 100 \text{ руб/год} \cdot \text{км};$$

$$\Delta s_2 = s_3 - s_2 = 25 \text{ мм}^2;$$

$$\Delta' s_1 = s_3 - s_1 = 45 \text{ мм}^2;$$

$$s_{э.ц} = \frac{50+70}{2} - \frac{45}{-2,4,34} = 60 + 5,2 = 65,2 \text{ мм}^2.$$

Сечение, найденное по экономической плотности тока,

$$s_э = \frac{J_n}{j_э} = \frac{45,7}{1,2} = 38 \text{ мм}^2;$$

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} U} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 45,7 \text{ А};$$

$j_э = 1,2 \text{ А/мм}^2$ — для кабелей с алюминиевыми жилами, $l = 1 \text{ км}$; $S_n = 500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ (постоянно во всех случаях, не зависит от стоимости электроэнергии).

Находим $s_{э.ц}$ при стоимостях электроэнергии 0,005 и 0,002 руб. кВт/ч. Резуль-

Таблица 9-3

C_0 , руб/кВт·ч	s , мм ²	$\Delta P_{\text{н}}$, кВт/км	K_3	K_3^2	$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{\text{н}} K_3^2$, кВт/км	$\Delta \mathcal{E}_{\text{а}} = \Delta P_{\text{л}} \times 5000$, кВт·ч/год·км	$C_{\text{п}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{а}} C_0$, руб/год·км	K , тыс. руб./км	$C_{\text{а}}$, руб/год·км	$C_{\text{э}} = C_{\text{п}} + C_{\text{а}}$, руб/год·км	$\mathcal{E} = C + 0,15 K$, руб/год·км	$s_{э.ц}$, мм ²	$s_{э}$, мм ²
0,01	16	42	$\frac{500}{872} = 0,57$	0,33	13,85	69 300	693	2,0	60	753	1053	65,2	38
	25	47	$\frac{500}{1142} = 0,44$	0,19	8,9	44 500	445	2,18	65,4	510	837		
	35	48	$\frac{500}{1362} = 0,37$	0,14	6,7	33 500	335	2,43	73	408	773		
	50	51	$\frac{500}{1689} = 0,29$	0,09	4,6	23 000	230	2,75	83	313	726		
	70	55	$\frac{500}{2350} = 0,21$	0,05	2,75	13 750	138	3,13	94	232	702		
	95	56	$\frac{500}{2460} = 0,2$	0,04	2,24	11 200	112	3,83	115	227	802		
	120	61	$\frac{500}{2830} = 0,17$	0,03	1,83	9 140	91,4	4,32	130	221	871		
0,005	16	42	0,57	0,33	13,85	69 300	345	2,0	60	405	705	39,1	38
	25	47	0,44	0,19	8,9	44 500	295	2,18	65	283	615		
	35	48	0,37	0,14	6,7	33 500	168	2,43	73	241	606		
	50	51	0,29	0,09	4,6	23 000	115	2,75	83	198	611		
	70	55	0,21	0,05	2,75	13 750	69	3,13	94	163	633		
	95	56	0,2	0,04	2,24	11 200	55	3,83	115	171	746		
	120	61	0,17	0,03	1,83	9 140	45,7	4,32	130	176	826		
0,002	16	42	0,57	0,33	13,85	69 300	139	2,0	60	199	499	24,8	33
	25	47	0,44	0,19	8,9	44 500	89	2,18	65	154	481		
	35	48	0,37	0,14	6,7	33 500	67	2,43	73	140	505		
	50	51	0,29	0,09	4,6	23 000	46	2,75	83	129	542		
	70	55	0,21	0,05	2,75	13 750	28	3,13	94	122	592		
	95	56	0,2	0,04	2,24	11 200	22	3,83	115	137	712		
	120	61	0,17	0,03	1,83	9 140	18	4,32	130	148	798		

таты расчетов сведены в табл. 9-3. На рис. 9-1 приведены кривые зависимости $Z = f(s)$ и $s_{э.д} = f(C_0)$, которые характеризуют выбор экономически целесообразного сечения.

Выводы. Рекомендуемые ПУЭ экономические плотности тока не определяют действительного экономически целесообразного сечения проводов или жил кабеля, так как они не отражают влияния стоимости электрической энергии, в очень малой степени зависят от числа часов работы линии, не зависят от конкретной величины капитальных затрат на сооружение линии и других факторов, определяющих экономический эффект, тогда как изложенная в данной главе методика точно определяет величину экономически целесообразного сечения, поскольку в выражение $Z = C_0 + 0,15 K$ входят все основные факторы, влияющие на решение этого вопроса.

РАЗДЕЛ ДЕСЯТЫЙ

РЕЖИМ НЕЙТРАЛИ, ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННЫХ СООРУЖЕНИЙ И ЗДАНИЙ

А. РЕЖИМ НЕЙТРАЛИ

10-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Надежность работы электроустановок и систем электроснабжения в целом в значительной мере зависит от режима нейтрали источников и приемников трехфазного тока, обмотки которых соединены в звезду или зигзаг. Наиболее частым повреждением в системе электроснабжения (более двух третей всех повреждений) является однофазное замыкание на землю, случайное электрическое соединение находящихся под напряжением частей электроустановки с заземленными конструктивными частями или непосредственно с землей. Ток, проходящий через землю в месте замыкания, называется током однофазного замыкания на землю. В соответствии с классификацией ПУЭ [Л. 10-1] электроустановки напряжением выше 1000 В подразделяются на установки с большими токами замыкания на землю, в которых ток однофазного замыкания на землю превышает 500 А, и установки с малыми токами замыкания на землю, в которых ток однофазного замыкания на землю равен или менее 500 А.

Однофазное замыкание на землю нарушает симметрию электрической системы, при этом в зависимости от способа заземления нейтрали системы по-разному реагируют на однофазное замыкание на землю. Международной электротехнической комиссией (МЭК) рекомендована следующая классификация систем в зависимости от способа заземления нейтрали: система с изолированной нейтралью, т. е. нейтралью, нормально не соединенной с землей (рис.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

9-1. Правила устройств электроустановок. М., «Энергия», 1966.
 9-2. Федоров А. А. О выборе экономически целесообразного сечения проводов и кабелей. — «Промышленная энергетика», 1961, № 8.
 9-3. Клейн П. Н. Выбор кабелей с учетом постоянной времени нагрева, Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. М., «Энергия» 1965.
 9-4. Рябков А. Я. Электрические сети и системы. М., Госэнергоиздат, 1955.
 9-5. Чеботарев Е. В. Уточнение экономического расчета сечения проводов электрических сетей. — «Электрические станции», 1966, № 4.
 9-6. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. М., «Энергия», 1969.

10-1, а); резонансно заземленная система, т. е. система, заземленная через дугогася-

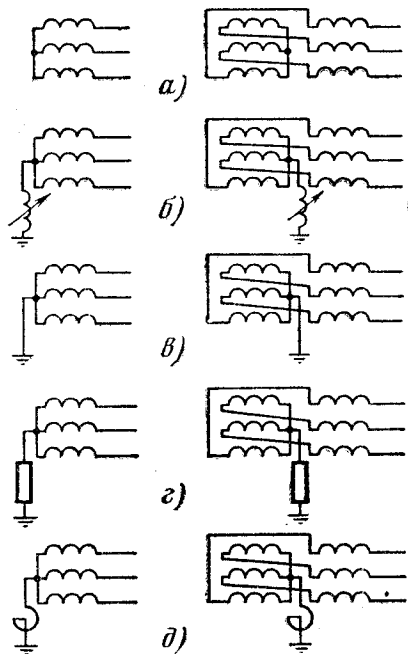


Рис. 10-1. Способы заземления нейтрали. а — изолированная нейтраль; б — нейтраль, заземленная через дугогасящую катушку; в — глухозаземленная нейтраль; г — нейтраль, заземленная через активное сопротивление; д — нейтраль, заземленная через реактор.

шую катушку (рис. 10-1, б); система с заземленной нейтралью (наглухо, через активное или реактивное сопротивление — соответственно рис. 10-1, в, г, д). Кроме того, при определении условий, которым должна удовлетворять изоляция электрооборудования и сетей, МЭК предложено различать: системы с эффективно заземленной нейтралью в данной точке; системы с неэффективно заземленной нейтралью.

В отличие от рекомендаций МЭК в СССР принята следующая классификация [Л. 10-1]: системы с изолированной нейтралью; системы с глухозаземленной нейтралью.

Изолированной нейтралью называется нейтраль, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная через аппараты, компенсирующие емкостный ток в сети (дугогасящие катушки), трансформаторы напряжения и другие аппараты, имеющие большое сопротивление (рис. 10-1, а, б). Глухозаземленной нейтралью называется нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление, например через трансформаторы тока и др. (рис. 10-1, в, г, д).

Выбор того или иного режима нейтрали электроустановок является результатом учета многих технико-экономических факторов конкретной системы электроснабжения. При выборе способа заземления нейтрали должны учитываться следующие требования: надежность работы сетей; бесперебойность электроснабжения приемников электроэнергии; экономичность системы; возможность устранения опасных перенапряжений; ограничение электромагнитного влияния на линии связи; безопасность системы; возможность дальнейшего развития системы без значительной реконструкции.

Для того чтобы определить, в какой степени тот или иной способ заземления нейтрали удовлетворяет указанным выше требованиям, выясним более подробно аварийные режимы при однофазном замыкании на землю (величины токов, характер протекания аварии и ее последствия) в системах с различными режимами нейтрали.

Предварительно рассмотрим нормальный режим работы трехфазной системы, которая может быть представлена схемой замещения (в общем случае — трехфазная четырехпроводная сеть напряжением до 1000 В). В трехфазной системе каждая единица длины сети обладает емкостью и сопротивлением изоляции по отношению к земле. В сетях напряжением выше 1000 В преобладает емкостная связь (емкостные сопротивления значительно превышают активные и индуктивные сопротивления). Распределенные вдоль линии емкости и сопротивления изоляции каждого провода относительно земли условно могут быть представлены в виде сосредоточенных эквивалентных емкостей C_a, C_b, C_c, C_0 и r_a, r_b, r_c, r_0 . Полные проводимости проводов трехфазной четырехпроводной системы относи-

тельно земли в комплексной форме могут быть представлены в виде

$$Y_a = g_a + j\omega C_a; \quad (10-1a)$$

$$Y_b = g_b + j\omega C_b; \quad (10-1б)$$

$$Y_c = g_c + j\omega C_c; \quad (10-1в)$$

$$Y_0 = g_0 + j\omega C_0, \quad (10-1г)$$

где g_a, g_b, g_c, g_0 — активные проводимости изоляции между фазными проводами (a, b, c) нулевым проводом (0) и землей, равные соответственно:

$$g_a = 1/r_a; \quad g_b = 1/r_b; \quad g_c = 1/r_c;$$

$$g_0 = 1/r_0.$$

Комплексная проводимость нулевой точки (0) трансформатора, генератора и т. п. относительно земли в зависимости от способа заземления нейтрали может учитывать: сопротивление заземляющего устройства r_3 ($Y_0 = 1/r_3$); сопротивление дугогасящей катушки $z = r_k + j\omega L_k$ ($Y_0 = 1/z_k = = 1/r_k + j\omega L_k$), где r_k и L_k — соответственно активное сопротивление и индуктивность катушки; активное сопротивление R_0 ($Y_0 = = 1/R_0$); реактивное индуктивное сопротивление L ($Y_0 = 1/j\omega L$) и т. д. В трехфазной трехпроводной системе с изолированной нейтралью $Y_0 = 0$. В симметричной трехфазной системе (нагрузка симметрична и $g_a = = g_b = g_c, C_a = C_b = C_c$) в нормальном режиме напряжения фаз относительно земли \dot{U}_a, \dot{U}_b и \dot{U}_c симметричны, равны по модулю и равны фазному напряжению U_ϕ ; геометрические суммы токов утечки $\dot{I}_{ya}, \dot{I}_{yb}, \dot{I}_{yc}$ и емкостных токов $\dot{I}_{ca}, \dot{I}_{cb}, \dot{I}_{cc}$ соответственно образуют токи $\dot{I}_a, \dot{I}_b, \dot{I}_c$ в фазах, которые равны по модулю, т. е. $I_a = I_b = I_c$, и геометрическая сумма их равна нулю, т. е. $\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = 0$ или $\dot{I}_0 = 0$; напряжение смещения нейтрали \dot{U}_0 равно нулю.

В случаях, если $g_a \neq g_b \neq g_c$ или $C_a \neq C_b \neq C_c$, симметрия системы нарушается даже при симметричной нагрузке. Напряжение смещения нейтрали \dot{U}_0 в соответствии с теорией несимметричных режимов трехфазных цепей определяется по формуле

$$\dot{U}_0 = \frac{\dot{U}_a Y_a + \dot{U}_b Y_b + \dot{U}_c Y_c}{Y_a + Y_b + Y_c + Y_0}. \quad (10-2)$$

Выражение (10-2) может быть записано в виде

$$\dot{U}_0 = U_\phi \frac{Y_a + a^2 Y_b + a Y_c}{Y_a + Y_b + Y_c + Y_0}. \quad (10-2a)$$

Напряжения фаз относительно земли при несимметрии системы определяются выражениями

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}'_a &= \dot{U}_a - \dot{U}_0 = U_\phi \times \\ &\times \frac{(1 - a^2) Y_b + (1 - a) Y_c + Y_0}{Y_a + Y_b + Y_c + Y_0}; \\ \dot{U}'_b &= \dot{U}_b - \dot{U}_0 = U_\phi \times \end{aligned} \right\}$$

$$\left. \begin{aligned} &\times \frac{(a^2-1)Y_a + (a^2-a)Y_c + a^2Y_0}{Y_a + Y_b + Y_c + Y_0}; \\ &\dot{U}'_c = \dot{U}_c - \dot{U}_0 = U_\phi \times \\ &\times \frac{(a-1)Y_a + (a-a^2)Y_b + aY_0}{Y_a + Y_b + Y_c + Y_0} \end{aligned} \right\} (10-3)$$

Токи в фазах при несимметрии системы равны:

$$\left. \begin{aligned} &\dot{i}'_a = \dot{U}'_a Y_a = U_\phi Y_a \times \\ &\times \frac{(1-a^2)Y_b + (1-a)Y_c + Y_0}{Y_a + Y_b + Y_c + Y_0}; \\ &\dot{i}'_b = \dot{U}'_b Y_b = U_\phi Y_b \times \\ &\times \frac{(a^2-1)Y_a + (a^2-a)Y_c + a^2Y_0}{Y_a + Y_b + Y_c + Y_0}; \\ &\dot{i}'_c = \dot{U}'_c Y_c = U_\phi Y_c \times \\ &\times \frac{(a-1)Y_b + (a-a^2)Y_0 + aY_0}{Y_a + Y_b + Y_c + Y_0} \end{aligned} \right\} (10-4)$$

Ток в нулевом проводе определяется как

$$\dot{I}_0 = \dot{i}'_a + \dot{i}'_b + \dot{i}'_c = \dot{U}_0 Y_0 = U_\phi Y_0 \times \frac{Y_a + a^2 Y_b + a Y_c}{Y_a + Y_b + Y_c + Y_0} \quad (10-5)$$

Выражения (10-2)–(10-5) являются основными при анализе и расчетах трехфазных систем во всех возможных несимметричных режимах. Расчетные схемы замещения трехфазных систем с различными способами заземления нейтрали в нормальном режиме представлены на рис. 10-2, а и 10-3, а.

10-2. СИСТЕМЫ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Рассмотрим режим однофазного замыкания на землю в трехфазной системе напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью. В большинстве случаев емкостные проводимости фаз относительно земли можно полагать равными, т. е.

$$Y_{CA} = Y_{CB} = Y_{CC} = j\omega C,$$

где $C_A = C_B = C_C = C$ — емкость фазы относительно земли.

Расчетная схема замещения системы в нормальном режиме дана на рис. 10-2, а:

$$U_A = U_B = U_C = U_\phi; U_0 = 0;$$

$$I_{CA} = I_{CB} = I_{CC} = I_C;$$

$$\dot{i}_{CA} = \dot{i}_{CB} + \dot{i}_{CC} = \dot{i}_0 = 0.$$

В случае повреждения изоляции и последующим за этим полным металлическим замыканием, например, фазы А на землю

(рис. 10-2, б) через место аварии К проходит ток, который замыкается как зарядный через емкости проводимости относительно земли неповрежденных (здоровых) фазных проводов, т. е. Y_{CB} и Y_{CC} . Емкостная проводимость поврежденной фазы Y_{CA} шунтируется рассматриваемым замыканием, и ток I_{CA} в фазе А справа от места замыкания равен нулю, если пренебречь очень малым током, который наводится токами I_{CB} и I_{CC} на данном участке линии. Режим однофазного замыкания на землю в трехфазной системе можно представить как результат двух налагающихся друг на друга состояний: первое — нормального режима работы, обуславливающего нормальную систему напряжений и токов; второе, — налагающееся на первое и обращающее в нуль напряжение в точке замыкания, является как бы следствием приложения в месте замыкания ко всем фазам напряжения, равного по величине, но обратного по знаку напряжению поврежденной фазы в нормальном режиме, т. е. — \dot{U}_A . Фиктивная система напряжений

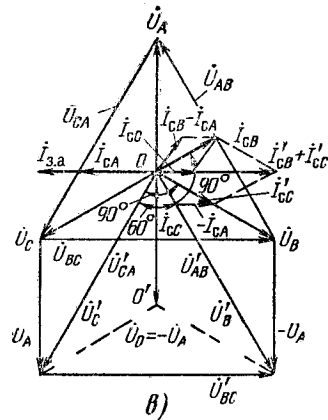
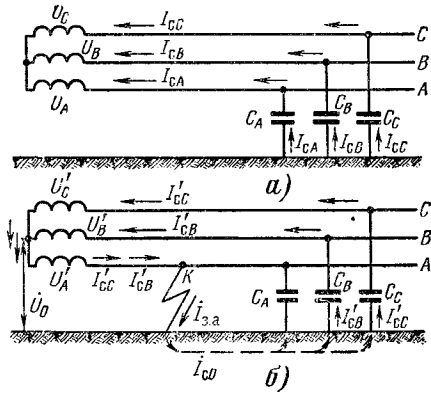


Рис. 10-2. Система напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью.

а — расчетная схема замещения в нормальном режиме; б — расчетная схема замещения в аварийном режиме; в — векторная диаграмма токов и напряжений.

($-\dot{U}_A$) вызывает фиктивный емкостный ток \dot{I}_{CB} , который, стекая в землю у места аварии, тремя ветвями распределяется между емкостями C_A , C_B и C_C и возвращается по неповрежденным проводам через обмотки трансформатора или генератора. Таким образом, ток \dot{I}_{C0} , налагаясь на нормальные емкостные токи системы, усиливает последние в неповрежденных фазах и компенсирует в поврежденной, создавая однофазную перегрузку трансформаторов и генераторов и, следовательно, резко асимметрию системы токов и напряжений.

Изложенное можно ясно представить по векторной диаграмме напряжений и токов при замыкании на землю фазы A системы рис. 10-2, в. Напряжения всех фаз относительно земли \dot{U}'_A , \dot{U}'_B , \dot{U}'_C при замыкании на землю фазы A определяются геометрической суммой напряжений фаз относительно земли в нормальном режиме работы \dot{U}_A , \dot{U}_B , \dot{U}_C и напряжения смещения нейтрали $\dot{U}_0 - \dot{U}_A$, т. е.

$$\begin{aligned}\dot{U}'_A &= \dot{U}_A + (-\dot{U}_A) = 0; \\ \dot{U}'_B &= \dot{U}_B + (-\dot{U}_A) = \dot{U}_B - \dot{U}_A; \\ \dot{U}'_C &= \dot{U}_C + (-\dot{U}_A) = \dot{U}_C - \dot{U}_A.\end{aligned}$$

Согласно векторной диаграмме $\dot{U}'_B = \sqrt{3}\dot{U}_B$, $\dot{U}'_C = \sqrt{3}\dot{U}_C$ и $\dot{U}'_B = \dot{U}'_C = \sqrt{3}\dot{U}_\phi$, а угол между векторами \dot{U}'_B и \dot{U}'_C равен 60° . Следовательно, напряжения неповрежденных фаз B и C относительно земли увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз и становятся равными междуфазному напряжению установки, а напряжение поврежденной фазы A относительно земли — нулю.

Емкостные токи фаз \dot{I}'_{CA} , \dot{I}'_{CB} , \dot{I}'_{CC} при замыкании на землю фазы A также определяются геометрической суммой емкостных токов фаз в нормальном режиме \dot{I}_{CA} , \dot{I}_{CB} , \dot{I}_{CC} и током смещения нейтрали $\dot{I}_{C0} = -\dot{I}_{CA}$, т. е.

$$\begin{aligned}\dot{I}'_{CA} &= \dot{I}_{CA} + (-\dot{I}_{CA}) = 0; \\ \dot{I}'_{CB} &= \dot{I}_{CB} + (-\dot{I}_{CA}) = \dot{I}_{CB} - \dot{I}_{CA}; \\ \dot{I}'_{CC} &= \dot{I}_{CC} + (-\dot{I}_{CA}) = \dot{I}_{CC} - \dot{I}_{CA}\end{aligned}$$

Из векторной диаграммы $\dot{I}'_{CB} = \sqrt{3}\dot{I}_{CB}$, $\dot{I}'_{CC} = \sqrt{3}\dot{I}_{CC}$ и $\dot{I}'_{CB} = \dot{I}'_{CC} = \sqrt{3}\dot{I}_c$, а угол между векторами \dot{I}'_{CB} и \dot{I}'_{CC} равен 60° . Емкостный ток замыкания на землю \dot{I}_{3A} равен геометрической сумме емкостных токов неповрежденных фаз \dot{I}'_{CB} и \dot{I}'_{CC} в аварийном режиме, т. е. согласно векторной диаграмме

$$\begin{aligned}\dot{I}_{3A} &= -(\dot{I}'_{CB} + \dot{I}'_{CC}) = -(Y_B \dot{U}'_B + \\ &+ Y_C \dot{U}'_C) = j3\omega C \dot{U}'_A, \text{ так как } \dot{U}'_B + \\ &+ \dot{U}'_C = -3\dot{U}_A.\end{aligned}$$

Таким образом, емкостный ток однофазного замыкания на землю в системе с изолированной нейтралью равен тройному емкостному току на землю «здоровой» фазы при нормальном режиме

$$\dot{I}_{3A} = 3\dot{I}_C = j3\omega C \dot{U}_A \quad (10-6)$$

и зависит от напряжения установки, частоты и емкости фаз относительно земли.

Аварийный режим в трехфазной системе напряжением до 1000 В (рис. 10-5, а) аналогичен.

Токи однофазного замыкания на землю в системе с изолированной нейтралью малы по сравнению с токами нагрузки и сами по себе неопасны для системы. Кроме того, в аварийном режиме работа приемников электроэнергии не нарушается, так как треугольник линейных напряжений остается без изменений и лишь перемещается параллельно самому себе в соответствии с перемещением его центра тяжести в положение, определяемое напряжением смещения нейтрали (рис. 10-2, в). Возможность бесперебойного электроснабжения приемников в аварийном режиме однофазного замыкания на землю является основным преимуществом системы с изолированной нейтралью. Однако это преимущество можно использовать без ущерба для срока службы изоляции лишь в тех случаях, когда работа установок с замыканием на землю ограничена сравнительно небольшим периодом времени, необходимым для отыскания и устранения повреждения (не более двух часов), а ток замыкания на землю невелик. Длительная работа системы с замкнутой на землю фазой недопустима, так как в случае повреждения изоляции относительно земли какой-либо другой фазы возникает двухфазное к.з. на землю, вызывающее протекание большого тока к.з., могущего привести к значительным повреждениям электроустановок. Поэтому в системах с изолированной нейтралью необходимо предусматривать устройства контроля изоляции и специальные сигнальные или защитные устройства, работающие на сигнал или даже на отключение поврежденного участка, что приводит к дополнительным затратам.

Основными недостатками систем с изолированной нейтралью являются повышенные капитальные вложения, вызываемые требуемым уровнем изоляции электроустановок (увеличение напряжения неповрежденных фаз относительно земли до линейного напряжения установки при однофазном замыкании на землю); возможность замыкания фазы на землю через электрическую дугу и появления перемещающихся дуг, имеющих при определенных условиях устойчивый характер и вызывающих перенапря-

жения (превосходящие в 2,5—3,2 раза нормальное фазное напряжение), которые распространяются на всю электрически связанную сеть.

Возникновение электрической дуги в месте замыкания на землю может повредить электрооборудование и вызвать двух- и трехфазные к. з., а перенапряжения могут привести к пробое изоляции и образованию к. з. в частях установок с ослабленной изоляцией. Следствием этого является неизбежное действие релейной защиты, что влечет за собой увеличение числа аварийных отключений (в том числе и неповрежденных участков), приводящих иногда к полному «развалу» системы электроснабжения. Кроме того, возникает опасное электромагнитное влияние на линии связи, значительно возрастают градиенты напряженности вблизи места повреждения и, следовательно, напряжения прикосновения и шага, на что система с изолированной нейтралью обычно не рассчитывается.

Рассмотренные недостатки, в значительной мере усложняющие эксплуатацию систем с изолированной нейтралью, ограничивают область их применения системами, где емкостный ток однофазного замыкания на землю не может привести к появлению устойчивых перемежающихся дуг. В соответствии с этим нормами СССР рекомендуются системы с изолированной нейтралью при емкостных токах однофазного замыкания на землю не более: 10 А при напряжении сетей 35 кВ; 15 А — 15—10 кВ; 20 А — 10 кВ; 30 А — 6 кВ; 5 А — в схемах блоков генератор—трансформатор (на генераторном напряжении 6—20 кВ). Если токи однофазного замыкания на землю превышают указанные выше допустимые значения, то применяют либо компенсацию емкостных токов путем введения в нейтраль дугогасящей катушки, либо заземление нейтрали.

10-3. СИСТЕМЫ С КОМПЕНСАЦИЕЙ ЕМКСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Для уменьшения емкостных токов однофазного замыкания на землю между нейтралью источников или приемников электроэнергии и землей включаются компенсирующие устройства. Наибольшее распространение получили заземляющие катушки, называемые также дугогасящими, которые состоят из сердечника и обмотки, помещенных в кожухе, заполненном трансформаторным маслом. Индуктивность катушки L_k регулируется изменением числа витков или величины зазора сердечника. Активное сопротивление катушки r_k по сравнению с индуктивным мало.

Рассмотрим аварийный режим в системе напряжением выше 1000 В с компенсацией емкостных токов однофазного замыкания на землю при помощи дугогасящей катушки. Расчетные схемы замещения систем в нормальном и аварийном режимах

приведены соответственно на рис. 10-3, а и б. Условия нормального режима аналогичны приведенным выше для изолированной нейтрали, ток в катушке равен нулю ($I_k=0$). При полном замыкании на землю фазы (например, А) напряжения поврежденной и «здоровых» (В и С) фаз относи-

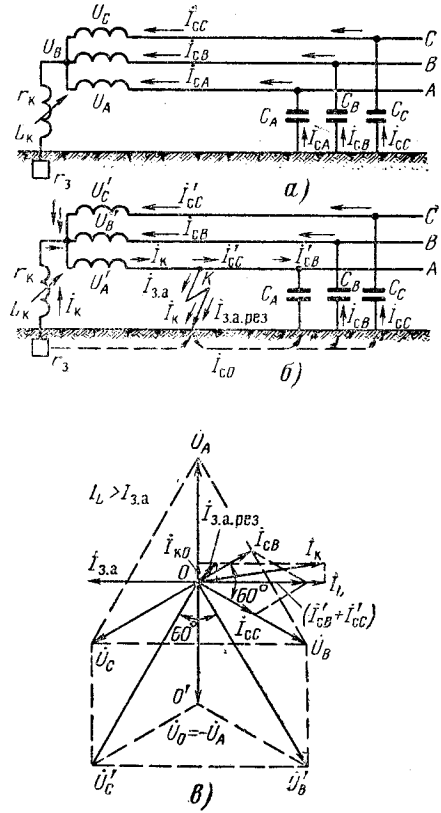


Рис. 10-3. Система напряжением выше 1000 В с нейтралью, заземленной через дугогасящую катушку.

а — расчетная схема замещения в нормальном режиме; б — расчетная схема замещения в аварийном режиме; в — векторная диаграмма токов и напряжений.

тельно земли и емкостные токи в фазах изменяются так же, как в системе с изолированной нейтралью, т. е.

$$U'_A = 0; U'_B = U'_C = \sqrt{3} U_\phi;$$

$$I'_{CA} = 0; I'_{CB} = I'_{CC} = \sqrt{3} I_C,$$

а углы между векторами I'_B и U'_C , I'_{CB} и I'_{CC} равны 60° (см. векторную диаграмму рис. 10-3, в). При этом дугогасящая катушка оказывается под фазным напряжением ($U_0 = -U_A$) и через место замыкания на землю протекают токи: индуктивный ток катушки I_L и емкостный ток замыкания на землю I_{3a} , определяемый выражением

(10-6), которые отличаются по фазе на 180° и, следовательно, компенсируют друг друга. Поэтому при резонансной настройке катушки ($j\omega L_k = 1/j3\omega C$) теоретически результирующий ток в месте замыкания $I_{з.рез}$ должен быть равен 0, т. е.

$$I_{з.рез} = I_L - I_{з.А} = \dot{U}_A \left(\frac{1}{j\omega L_k} - j3\omega C \right) = 0.$$

Однако выполнить условие $I_{з.А.рез} = 0$ практически очень сложно, так как, во-первых, даже при полной компенсации емкостного тока замыкания на землю через место аварии течет так называемый остаточный ток ($I_{о.к}$), обусловленный активной проводимостью катушки, активными токами утечки и др., который изменится главным образом в зависимости от к. п. д. катушки и состояния изоляции сети; во-вторых, периодические включения и отключения отдельных линий системы приводят к постоянным изменениям величины емкостного тока сети I_c , что требует постоянной регулировки индуктивности катушки для выполнения условия полной компенсации; в-третьих, для четкого срабатывания устройств релейной защиты, реагирующей на однофазные замыкания на землю, необходимо, чтобы величина $I_{з.рез}$ была не менее величины тока срабатывания защиты (в противном случае требуется применение более сложных релейных защит, способных селективно работать от токов переходного процесса при замыкании на землю в сетях с полной компенсацией установившегося емкостного тока).

Результирующий ток замыкания на землю фазы A в системе с нейтралью, заземленной через дугогасящую катушку (см. векторную диаграмму рис. 10-3, в), может быть определен из уравнения

$$\begin{aligned} I_{з.А.рез} &= U_A (Y_C + Y_0) = U_\phi \times \\ &\times \left(j3\omega C + \frac{1}{r_k + j\omega L_k} \right) = \\ &= U_\phi \left[\frac{r_k}{r_k^2 + \omega^2 L_k^2} + j \left(3\omega C - \frac{\omega L_k}{r_k + \omega^2 L_k^2} \right) \right], \end{aligned} \quad (10-7)$$

а при условии резонанса, полагая, что $r_k \ll \omega L_k$,

$$I_{з.А.рез} = \dot{U}_A \frac{r_k}{r_k^2 + \omega^2 L_k^2}, \quad (10-7a)$$

При хорошей (резонансной или близкой к ней) настройке катушки результирующий ток однофазного замыкания на землю не превосходит предельных значений с точки зрения устойчивой дуги, т. е. исключается возможность существования устойчивой дуги, что является основным преимуществом

рассматриваемого способа заземления нейтрали по сравнению с изолированной нейтралью. Кроме того, системы с компенсацией емкостных токов при однофазном замыкании на землю характеризуются следующими положительными факторами: при развитии замыкания на землю предупреждается на ранней стадии развивающийся пробой изоляции электроустановок; переходящие замыкания на землю подавляются, причем 70—90% таких замыканий ликвидируются без отключения; медленно возрастает напряжение в месте повреждения до U_ϕ , что способствует восстановлению диэлектрической прочности изоляции; при устойчивых замыканиях на землю ток, проходящий через место замыкания, снижается до нескольких процентов емкостного; разрешается работа приемников на период отыскания и устранения повреждения, т. е. число отключений и потери питания у потребителей минимальны; градиенты напряженности вблизи места повреждения значительно снижены, что обеспечивает безопасность людей; отсутствие больших электромагнитных влияний на линии связи.

К недостаткам систем с нейтралью, заземленной через дугогасящую катушку, можно отнести: повышенные капитальные затраты, вызываемые повышенными требованиями к уровню изоляции электроустановок (аналогично системам с изолированной нейтралью); сложность эксплуатации систем с компенсированной нейтралью из-за необходимости вести постоянное наблюдение за состоянием компенсации и трудности в определении места повреждения, если оно не развилось; возможность повышения напряжения «здоровых» фаз относительно земли более линейного и существования перенапряжений, если нет точной настройки и дуга устойчива; увеличение капитальных вложений и эксплуатационных расходов в связи с установкой дугогасящих аппаратов по сравнению с системой с изолированной нейтралью; сложность релейной защиты и, следовательно, повышенные затраты (капитальные и эксплуатационные).

10-4. СИСТЕМЫ С ГЛУХОЗАЕМЛЕННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Однофазное замыкание на землю (например, фазы A) в системах с глухозаземленной нейтралью (трехпроводной и четырехпроводной напряжением до и выше 1000 В — рис. 10-4, а и 10-5, б и в) представляет собой однофазное короткое замыкание, так как поврежденная фаза оказывается короткозамкнутой через землю и нейтраль трансформатора или генератора. Ток в месте повреждения ограничен только сопротивлениями источников питания и поэтому является током к.з. При этом ток замыкания практически не зависит от величины сопротивления изоляции и емкости системы относительно земли, так как $Y_0 \gg Y_A$; $Y_0 \gg Y_B$; $Y_0 \gg Y_C$; $Y_0 = 1/r_n$, поэтому

ток однофазного замыкания на землю, например фазы *A*, определяется выражением

$$I_{3A} = \frac{U_A}{r_3} = U_A Y_0, \quad (10-8)$$

т. е. при глухом заземлении нейтрали ($r_3 \rightarrow 0$; $Y_0 \rightarrow \infty$) величина I_{3A} может иметь очень большое значение (тысячи ампер).

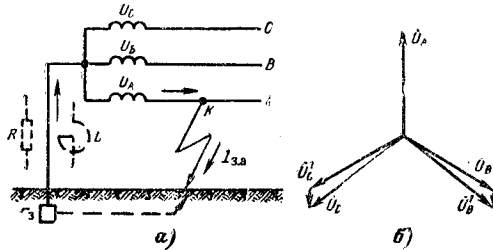


Рис. 10-4. Система напряжением выше 1000 В с глухозаземленной нейтралью.

a — расчетная схема замещения в аварийном режиме; *b* — векторная диаграмма напряжений.

Напряжения неповрежденных фаз относительно земли (см. векторную диаграмму рис. 10-4, *b*) определяются геометрической суммой нормальных напряжений \dot{U}'_B и \dot{U}'_C и небольших дополнительных составляющих, обусловленных сопротивлениями обмоток трансформаторов (или генераторов) и подводящих проводов; но величины U'_B и U'_C менее $0,8 U_A$. При однофазном замыкании на землю в системе с глухозаземлен-

Основными достоинства системы с глухим заземлением нейтрали заключаются в следующем: стабилизируется потенциал нейтрали и устраняются возможности появления устойчивых заземляющих дуг и связанных с ними последствий; облегчается работа изоляции при замыканиях на землю и переходных процессах, что дает возможность либо снижения уровня изоляции (а следовательно, экономии в затратах), либо повышения надежности работы установок вследствие большего запаса прочности в изоляции при сохранении уровня изоляции по сравнению с другими способами заземления нейтрали; обеспечивается выполнение четкой, надежной, селективной и быстродействующей релейной защиты; облегчается эксплуатация системы в отношении режима нейтрали.

Однако система с глухим заземлением нейтрали имеет ряд недостатков, которые заключаются в следующем: любое однофазное замыкание на землю является к. з. и релейная защита немедленно отключает поврежденный участок, т. е. нарушается бесперебойность электроснабжения, что требует для ограничения безтоковых пауз применения быстродействующих устройств АПВ и выполнения систем с резервированием для наиболее ответственных потребителей (повышение затрат, дополнительные капиталовложения и ущерб от недоотпуска продукции); значительное электромагнитное влияние на линии связи, что приводит к увеличению затрат на защиту последних; некоторое удорожание релейной защиты в связи с использованием ее в трехфазном исполнении; токи к. з. могут достигать очень больших значений (превышать токи трехфазных к. з.) при замыканиях на землю, что является причиной динамических разрушающих усилий, распространяющихся на значительную часть системы (повреждения железа статора при пробое изоляции на корпус, разрывы оболочек кабелей, разрушение гирлянд изоляторов на воздушных ЛЭП и т. п.); при больших токах к. з. уменьшается синхронизирующий момент (синхронные двигатели могут затормозиться, а параллельно работающие станции — выйти из синхронизма); опасность поражения людей вследствие больших напряжений прикосновения и шага из-за токов к. з. при однофазном замыкании на землю; значительное увеличение затрат на заземляющие устройства.

Уменьшение токов однофазного к. з. в системе с глухозаземленной нейтралью достигается за счет разземления нейтрали у некоторых трансформаторов системы либо введением в нейтраль токоограничивающего сопротивления (активного R или индуктивного ωL). Разземление нейтрали у части трансформаторов системы преследует цель уменьшить ток однофазного к. з. до величины тока трехфазного к. з., определяющего необходимую отключающую способность выключателей. Однако в некоторых случаях уменьшение числа глухозаземленных нейтралей не достигает цели, а эксплуатация

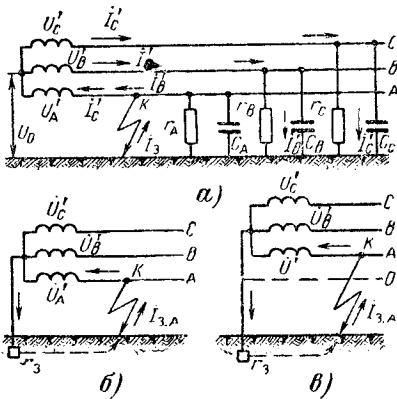


Рис. 10-5. Система напряжением до 1000 В.

a — расчетная схема замещения системы с изолированной нейтралью в аварийном режиме; *b* — расчетная схема замещения трехфазной трехпроводной системы в аварийном режиме; *в* — то же, но четырехпроводной.

ной нейтралью ток однофазного к. з. подавляет емкостный ток и приводит в действие релейную защиту, отключающую поврежденный участок системы.

системы усложняется. В таких случаях приходится прибегать к заземлению нейтрали трансформаторов системы через сопротивление того или иного рода. Но при этом полностью освободиться от перенапряжений или повышения напряжения «здоровых» фаз относительно земли в аварийных режимах не удается.

При заземлении нейтрали через индуктивное сопротивление x_p (реактор) ток в месте повреждения будет значительно больше емкостного тока замыкания на землю, но не более допустимых величин, ограниченных возможностью появления устойчивого дугового замыкания на землю. Напряжения поврежденных фаз относительно земли в аварийном режиме составляют $(0,8 \div 1,0) U_{\text{л}}$ (уровень изоляции как в системах с изолированной нейтралью). Реакторы в нейтрали повышают устойчивость системы при однофазных замыканиях на землю и ограничивают коммутационные перенапряжения до допустимых пределов.

При заземлении нейтрали через активное сопротивление R ток в месте повреждения будет больше емкостного тока замыкания на землю (но меньше, чем при заземлении нейтрали через x_p), а напряжения неповрежденных фаз относительно земли могут быть выше, чем в системе с изолированной нейтралью $(1,73 \div 1,9) U_{\text{ф}}$. При правильно выбранной величине R устойчивость системы при однофазных замыканиях на землю обычно выше, чем при глухозаземленной нейтралью. С точки зрения коммутационных перенапряжений системы с нейтралью, заземленной через R , аналогичны системам с глухозаземленной нейтралью (самые низкие). Заземление нейтрали через R является эффективной мерой для предотвращения перенапряжений при переходных процессах замыкания на землю, так как R шунтирует емкости сети, обуславливая аperiodический процесс разряда (лучшие результаты в этом отношении имеют место при величине R , равной или близкой $x_c = 1/j\omega C$). Надежность заземления нейтрали через R выше, чем через x_p . Токоограничивающее активное и реактивное сопротивление, заземляющие нейтраль, обычно выбирают такой величины, при которой ток замыкания фазы на землю превышает возможный максимальный ток нагрузки.

Системы с нейтралью, заземленной через R по сравнению с системой, нейтраль которой заземлена через x_p , имеют следующие недостатки: для достижения одной и той же степени ограничения тока замыкания на землю требуется большая величина сопротивления (R), так как сопротивление реактора (x_p) складывается арифметически с индуктивным сопротивлением системы, а следовательно, и напряжения в системе, и потери мощности при коротких замыканиях больше; конструктивно выполнение R сложнее, особенно в системах высоких напряжений и больших мощностей, и стоимость сооружения выше, чем для реакторов (усложняются вопросы охлаждения).

Таким образом, введение в нейтраль реактора для ограничения тока однофазного к. з. является более экономически целесообразным мероприятием, получившим соответствующее распространение. Область применения способа заземления нейтрали через активное сопротивление ограничена в основном генераторами и сетями генераторного напряжения.

10-5. ВЫБОР РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ ДО И ВЫШЕ 1 000 В

На основании рассмотрения показателей различных режимов нейтрали, удовлетворяющих в той или иной степени требованиям, которые предъявляются к заземлению нейтрали, можно сделать следующие практические выводы.

В системах электроснабжения напряжением 6, 10 и 35 кВ применяется изолированная нейтраль, если величины емкостных токов замыкания на землю не превосходят указанных ранее допустимых значений; в противном случае применяются нейтрали, заземленные через дугогасящие аппараты, компенсирующие емкостный ток замыкания на землю. При напряжениях 6 и 10 кВ нейтраль генераторов обычно заземляется через активное сопротивление. В системах напряжением 110, 220 кВ и выше применяется глухое заземление нейтрали с разземлением нейтрали части трансформаторов при необходимости ограничения тока однофазного к. з.

В электроустановках напряжением до 1 000 В [Л. 10-2] применяются следующие режимы нейтрали: глухое заземление нейтрали трансформаторов и генераторов; полностью изолированная нейтраль (только у генераторов); нормально изолированная нейтраль трансформатора с включенным в нейтраль или фазу заземленным пробивным предохранителем. В соответствии с [Л. 10-1] в четырехпроводных сетях переменного тока (220/127 и 380/220 В) или трехпроводных сетях постоянного тока глухое заземление обязательно; при номинальном напряжении 500 и 660 В электроустановок трехфазного тока нейтраль должна быть изолирована. В трехфазных трехпроводных сетях напряжением 380 и 220 В применяется и изолированная, и глухозаземленная нейтраль (ПУЭ не регламентирует запрещение того или иного режима нейтрали).

Б. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

10-6. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным соединением их с заземляющим устройством.

Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и за-

земляющих проводников. Заземлителем называется металлический проводник или группа проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей.

Заземляющими проводниками называются металлические проводники, соединяющие заземляемые части электроустановок с заземлителем.

Если через заземлитель пропустить ток, то на самом заземлителе и в точках земли, расположенных в непосредственной близости от него, возникнут потенциалы (относительно бесконечно удаленной точки), график распределения которых показан на рис. 10-6. Из графика видно, что с удалением от места расположения заземлителя величина потенциала уменьшается, так как поперечное сечение земли, через которое протекает ток, увеличивается. В удаленных точках потенциалы близки к нулю. Таким образом, в качестве точек нулевого потенциала могут служить точки, достаточно удаленные от заземлителя, потенциалы которых практически равны нулю. Обычно достаточно расстояние в несколько десятков метров. Крутизна кривой распределения потенциалов зависит от проводимости грунта: чем больше проводимость грунта, тем более пологую форму имеет кривая, тем дальше расположены точки нулевого потенциала.

Сопротивление, которое оказывает току грунт, называется сопротивлением растеканию. В практике сопротивление растеканию относят не к грунту, а к заземлителю и применяют сокращенный условный термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к величине тока, протекающего через заземлитель,

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}. \quad (10-9)$$

Таким образом, сопротивление заземляющего устройства включает сопротивление заземлителя (активное) и сопротивление заземляющей сети (активное и индуктивное, доля индуктивного сопротивления растет при применении стальных проводников).

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, от температуры, от содержания в нем влаги и электролитов. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измере-

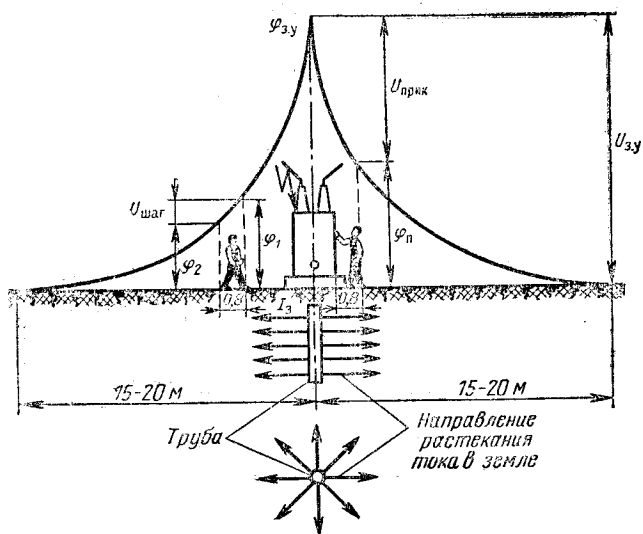


Рис. 10-6. Распределение потенциалов при растекании тока в земле с одиночного вертикального заземлителя.

ние удельного сопротивления грунта необходимо при проектировании заземляющих устройств, чтобы не затратить излишние средства на сооружение заземлений (а это будет ясно лишь по окончании работ по устройству заземления), а также чтобы не пришлось уже после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств. С целью получения достоверных результатов измерения удельного сопротивления грунта следует производить в теплое время года, а увеличение сопротивления вследствие высыхания или промерзания грунта учитывается повышающими коэффициентами (см. табл. 10-8).

Для устройства заземлений в установках переменного тока следует в первую очередь использовать естественные заземлители. Естественные заземлители — это различные конструкции и устройства, которые по своим свойствам могут одновременно выполнять функции заземлителей: водопровод, металлические оболочки кабелей, металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, имеющие надежное соединение с землей.

В водопроводной сети, если трубы не изолированы от земли и выполнены из стали или чугуна, происходит растекание тока в землю на большом протяжении. Водопроводные трубы укладываются ниже глубины промерзания (и высыхания), и поэтому сопротивление растеканию можно считать постоянным в течение всего года.

Свинцовые оболочки проложенных в земле кабелей могут обеспечивать достаточно малые значения сопротивления растеканию, и поэтому их использование рекомендуется. Алюминиевые оболочки кабелей, выпускающиеся с защитными покры-

тиями для предотвращения коррозии алюминия при соприкосновении с землей, для устройства заземлений применены быть не могут. Стальная броня кабелей как заземлитель в расчет не принимается.

Железобетонные фундаменты во влажных грунтах обладают высокой и стабильной в течение года проводимостью и рекомендуются в качестве естественных зазем-

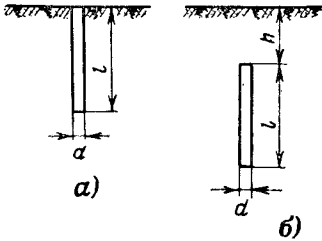


Рис. 10-7. Одиночные вертикальные заземлители. а — с расположением конца у поверхности земли; б — с расположением верхнего конца ниже уровня земли.

лителей в глинистых, суглинистых, супесчаных и других влажных грунтах. При использовании железобетонных конструкций для возможности их соединения между собой и сетью заземления должны заранее предусматриваться выводы арматуры наружу.

Преимуществом рассмотренных естественных заземлителей является малое сопротивление растеканию. Рациональное использование естественных заземлителей упрощает и удешевляет сооружение заземляющих устройств. Сопротивления естественных заземлителей зависит от многих местных факторов, и их достоверные величины могут быть получены только на основании замеров.

Под искусственными заземлителями и понимаются закладываемые в землю металлические электроды, специально предназначенные для устройства заземлений. Во избежание излишних затрат эти заземлители следует применять лишь при отсутствии естественных заземлителей, при невозможности их использования или при слишком высоком сопротивлении естественных заземлителей.

Искусственные заземлители обычно выполняются из вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5—0,8 м (рис. 10-7). При втором способе сопротивление заземления относительно стабильно, так как заземлитель соприкасается со слоями грунта, в которых относительно малы изменения влажности и температуры в течение года.

Если заземлитель из одиночного вертикального электрода (рис. 10-7) не обеспечивает требуемого сопротивления заземления, то применяется расположение верти-

кальных электродов в ряд (рис. 10-8) или по контуру (рис. 10-9).

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из трех условий: обеспечение требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла; обеспечение механической устойчивости электрода при погружении в грунт; обеспечение устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

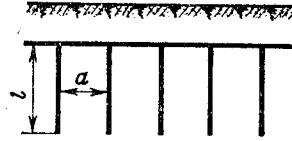


Рис. 10-8. Расположение вертикальных заземлителей в ряд.

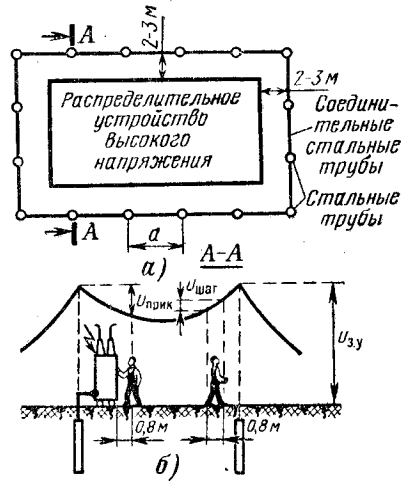


Рис. 10-9. Контурный заземлитель.

Устойчивость к коррозии проводника в грунте определяется его толщиной и величиной поверхности на единицу длины, соприкасающейся с грунтом. Очевидно, что при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность имеют круглые стержни, которые и являются наиболее долговечными заземлителями.

Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и почти не зависит от поперечных размеров электрода. Расход же металла прямо пропорционален поперечному сечению электрода, поэтому наиболее экономичными являются заземлители наименьших возможных сечений [Л. 10-9].

Наибольшую механическую прочность при погружении в грунт при одинаковом поперечном сечении имеют трубы и уголки и наименьшую — круглые стержни.

Исходя из механической прочности при погружении трубчатого заземлителя забив-

кой или вибрационным способом, выбирают трубы диаметром 1,5" и 2" или угловую сталь размером 50×50 или 60×60 мм. Целесообразнее применять угловую сталь, так как она дешевле труб. Обычно применяемая длина вертикальных электродов 2—3 м. Применении электродов большей длины (5—20 м) целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя [Л. 10-10].

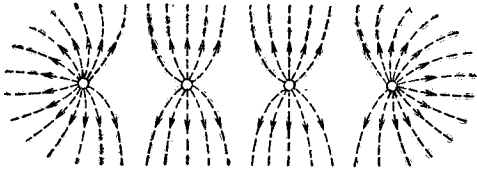


Рис. 10-10. Экранирование вертикальных заземлителей.

В последнее время получают распространение вертикальные заземлители в виде стержней из круглой стали диаметром 12—16 мм. Погружение их в грунт производится свертываем с оконцеванием стержня в виде буравчика. Применение стержней вместо труб и уголков приводит к экономии металла (экономия порядка 0,5 т на 100 электродов).

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами, проложенными на глубине 0,5—0,8 м и приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Вместо полос часто применяется круглая сталь. Иногда горизонтально проложенные полосы или круглая сталь применяются как самостоятельные заземлители.

Заземлители в виде пластины, кольца и т. д. применяются реже.

При применении пластин в качестве заземлителей они располагаются вертикально во избежание нарушения соприкосновения с почвой и нарушения контакта при возможных осадках грунта. Заземлитель в виде горизонтально расположенного в земле кольца выполняется из круглой или полосовой стали. Целесообразно размещение кольца ниже уровня промерзания.

Наименьшие размеры стальных заземлителей и проводников по условиям устойчивости к коррозии следующие:

Диаметр круглой стали	6 мм
Толщина полос	4 мм
Сечение полос	48 мм ²
Толщина полок уголков	4 мм
Толщина стенок труб	3,5 мм

Так как заземлитель обычно состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на сравнительно небольших расстояниях друг от друга, то возникает явление экранирования

(рис. 10-10), приводящее к уменьшению объема грунта, в котором происходит растекание тока с каждого электрода и, как следствие этого, увеличение сопротивления заземлителя.

Таким образом, если заземлитель из одного электрода имеет сопротивление R_3 , то заземлитель из n параллельно включенных электродов будет иметь сопротивление не R_3/n , а

$$R_3 = \frac{R_3}{\eta n}, \quad (10-10)$$

где η — коэффициент использования.

Коэффициент использования уменьшается с увеличением числа электродов и уменьшением расстояния между ними. Вследствие этого увеличение числа вертикальных электродов при тех же размерах ряда или контура приводит к незначительному уменьшению сопротивления растеканию [Л. 10-11]. По этой же причине дополнительное заполнение электродами внутренней части контура приводит к небольшому уменьшению его сопротивления.

10-7. ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЗЕМЛЯЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

а) Электроустановки напряжением выше 1 000 В с большими токами замыкания на землю. Согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства в этих электроустановках не должно превышать 0,5 Ом. Однако одно лишь ограничение величины сопротивления заземляющего устройства не обеспечивает приемлемых величин напряжений прикосновения и шага при токах замыкания на землю величиной в несколько килоампер. Например, при токе короткого замыкания 6 кА на заземляющем устройстве будет напряжение 3 кВ. Поэтому дополнительно к ограничению сопротивления заземляющего устройства предусматривается также выполнение следующих мероприятий:

- 1) быстросрабатывающее отключение при замыканиях на землю;
- 2) выравнивание потенциалов в пределах территории, на которой находится электроустановка, и на ее границах.

Для выравнивания потенциалов на территории электроустановки на глубине 0,5—0,8 м должна закладываться сетка из выравнивающих проводников (рис. 10-11). Продольные проводники закладываются параллельно осям оборудования на расстоянии 0,8—1 м от фундаментов или оснований оборудования и соединяются между собой на всей площади поперечными проводниками с шагом не более 6 м. Для улучшения выравнивания на границе контура крайние проводники сетки, с которых происходит большее стекание тока в землю, укладываются на глубине порядка 1 м.

Выравнивание потенциалов должно быть также осуществлено у входов и въез-

дов на территорию электроустановки путем укладки двух дополнительных полос с постепенным заглублением: на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на глубине 1 и 1,5 м соответственно.

При размещении электроустановки на достаточной площади расстояние от границ заземлителя до ограды электроустановки должно быть не менее 3 м, и ограда

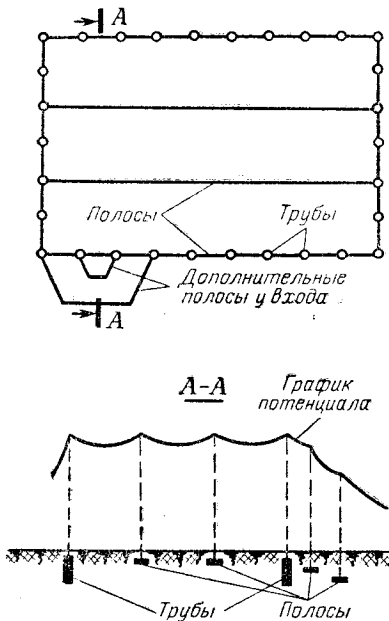


Рис. 10-11. Выравнивание потенциалов с помощью дополнительных выравнивающих проводников при контурном заземлителе.

в этом случае не заземляется. В местах, часто посещаемых персоналом, и в местах входов и въездов целесообразно устраивать дорожки с покрытием асфальтом или гравием, имеющих малую проводимость.

В целях исключения выноса потенциала за пределы территории электроустановки с большим током замыкания на землю запрещается питание приемников, находящихся вне территории электроустановки, производить от трансформаторов с заземленной нейтралью при напряжениях 380/220 или 220/127 В, находящихся в пределах территории электроустановки. В случае необходимости питание таких приемников должно осуществляться от трансформаторов с изолированной нейтралью.

С целью исключения выноса потенциала рельсовые пути, заходящие на территорию электроустановки, к заземляющему контуру электроустановки не присоединяются, а на выходе из пределов электроустановки рельсы заземляются в нескольких точках. Так как рельсы при этом имеют нулевой потенциал, должна быть исключена возможность попадания человека под

значительное шаговое напряжение в пределах электроустановки, когда он одной ногой касается грунта, а другой — рельса. Возможность эта исключается при насыпи железнодорожного полотна из крупного щебня, гальки, ракушечника, имеющих малую проводимость.

В случае, если заземлитель не размещается внутри ограждаемой территории, он может быть расширен за пределы электроустановки с обязательным выравниванием потенциалов на границе контура путем постепенного заглубления крайних проводников сетки. При этом металлические части забора и арматура стоек железобетонного забора должны быть присоединены к заземлителю.

При расположении электроустановок с большим током замыкания на землю у цехов промышленных предприятий должны выполняться следующие мероприятия:

1) все прилегающие здания должны включаться в общий контур заземления;

2) должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри цехов;

3) вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

4) вокруг зданий следует устраивать асфальтированные отмостки шириной 1—1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют значительные величины, должна быть обеспечена термическая устойчивость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400 °С). В соответствии с этим минимальные сечения проводников по допустимому нагреву током однофазного замыкания на землю определяются по формуле

$$s = I_3 \frac{\sqrt{t_p}}{c}, \quad (10-11)$$

где I_3 — установившийся ток к.з., А; t_p — приведенное время прохождения тока на землю, с; c — постоянная: для стали 74, для голых медных проводников 195, для кабелей напряжением до 10 кВ с медными жилами 182, для голых алюминиевых проводников и кабелей с алюминиевыми жилами напряжением до 10 кВ 112.

В качестве установившегося тока к.з. при расчетах принимается наибольший ток, проходящий через проводник при замыкании на рассматриваемом устройстве или при однофазных замыканиях на землю вне его, для возможной в эксплуатации схемы

сети с учетом распределения тока короткого замыкания на землю между заземленными нейтральными сетями.

б) **Электроустановки напряжением выше 1000 В с малыми токами замыкания на землю.** В соответствии с требованиями ПУЭ в электроустановках без компенсации емкостных токов сопротивление заземляющего устройства при протекании через него расчетного тока в любое время года должно удовлетворять условию

$$r < \frac{U_{\text{расч}}}{I_{\text{расч}}}, \text{ Ом}, \quad (10-12)$$

где $I_{\text{расч}}$ — расчетный ток через заземляющее устройство, А; $U_{\text{расч}}$ — расчетное напряжение на заземляющем устройстве по отношению к земле, В.

Расчетным током является полный ток замыкания на землю при полностью включенных присоединениях электрически связанной сети.

Расчетный ток замыкания на землю может быть найден из выражения

$$I_{\text{расч}} = \frac{U(35I_k + I_B)}{350} \text{ А},$$

где U — междуфазное напряжение сети, кВ; I_k — общая длина электрически связанных между собой кабельных линий, км; I_B — общая длина электрически связанных между собой воздушных линий, км.

В качестве $U_{\text{расч}}$ принимается значение 250 В, если заземляющее устройство используется только для электроустановок напряжением выше 1000 В, и 125 В, если заземляющее устройство одновременно используется и для электроустановок напряжением до 1000 В.

Сопротивление заземляющего устройства для сетей напряжением выше 1000 В с малыми токами замыкания на землю должно быть не более 10 Ом.

В сетях с компенсацией емкостных токов сопротивление заземляющего устройства рассчитывается по формуле (10-12). При этом в качестве расчетного тока следует принимать:

1) для заземляющих устройств, к которым присоединены компенсирующие аппараты, — ток, равный 125% номинального тока этих аппаратов;

2) для заземляющих устройств, к которым не присоединены компенсирующие аппараты, — наибольший остаточный ток замыкания на землю, который может иметь место в сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов, но не менее 30 А.

С целью облегчения устройства заземлений ПУЭ допускают во всех электроустановках с малыми токами замыкания на землю рассчитывать заземляющие устройства по формуле (10-12), принимая в качестве расчетного ток срабатывания релейной защиты или ток плавления предохранителей, если эта защита обеспечивает отключение замыканий на землю. При этом наименьший в условиях эксплуатации ток

замыкания на землю должен быть не менее полукратного тока срабатывания релейной защиты или трехкратного номинального тока предохранителей.

в) **Электроустановки напряжением до 1000 В с глухим заземлением нейтрали.** Согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства в установках напряжением до 1000 В с глухим заземлением нейтрали должно быть не более 4 Ом. Исключением составляют электроустановки, в которых суммарная мощность установленных генераторов и трансформаторов не превышает 100 кВ·А. В этих случаях заземляющие устройства могут иметь сопротивление не более 10 Ом. Части электроустановок, подлежащие заземлению, должны иметь надежную металлическую связь с нейтралью источника питания, выполняемому посредством заземляющих проводников или нулевого провода. При воздушных линиях металлическая связь с нейтралью источника питания осуществляется при помощи специального нулевого провода, прокладываемого на опорах так же, как и фазные провода. При этом через каждые 250 м, а также на концах линий и ответвлений длиной более 200 м должны устраиваться повторные заземления нулевого провода. Сопротивление заземляющих устройств каждого из повторных заземлений должно быть не более 10 Ом. В сетях с суммарной мощностью питающих генераторов и трансформаторов 100 кВ·А и менее, для которых допущено сопротивление основного заземляющего устройства 10 Ом, сопротивление заземляющих устройств каждого из повторных заземлений должно быть не более 30 Ом при числе их не менее трех.

С целью обеспечения автоматического отключения участка с однофазным замыканием заземляющие проводники должны быть выбраны таким образом, чтобы при замыкании на корпус или на нулевой провод возник ток короткого замыкания, превышающий

1) в 3 раза номинальный ток плавкой вставки ближайшего предохранителя;

2) в 3 раза номинальный ток замедленного расцепителя автоматического выключателя, имеющего обратную зависимость от тока характеристику.

При защите сетей автоматическими выключателями, имеющими только электромагнитный расцепитель, заземляющие проводники должны быть выбраны таким образом, чтобы в петле фаза—нуль был обеспечен ток короткого замыкания, равный величине уставки электромагнитного расцепителя, умноженной на коэффициент, учитывающий разброс, и на коэффициент запаса, равный 1,1. При отсутствии заводских данных по разбросу кратность тока короткого замыкания относительно величины уставки электромагнитного расцепителя следует принимать равной: для автоматов с номинальным током до 100 А—1,4; для прочих автоматов—1,25.

Полная проводимость заземляющих проводников во всех случаях должна составлять не менее 50% проводимости фазного проводника.

Условия в отношении тока замыкания на землю должны проверяться испытаниями или измерениями до ввода электроустановки в эксплуатацию, а также периодически в процессе ее эксплуатации. В целях удовлетворения указанных требований в отношении тока замыкания заземляющие проводники рекомендуются прокладывать совместно или в непосредственной близости с фазными. Не допускается использование свинцовых оболочек кабелей в качестве заземляющих проводников.

В условиях проектирования для проверки обеспечения отключения замыканий между фазным и нулевым проводами, ток однофазного замыкания определяется по приближенной формуле

$$I_3 = \frac{U_\phi}{Z_\Pi + \frac{1}{3} Z_{T0}}, \quad (10-13)$$

где U_ϕ — фазное напряжение сети; Z_{T0} — полное сопротивление нулевой последовательности трансформатора; Z_Π — полное сопротивление петли фаза—нуль.

При совместной подвеске нулевого и фазных проводов линии удельное реактивное сопротивление петли при проводах из цветных металлов принимается равным 0,6 Ом/км; при стальных проводах внешнее удельное реактивное сопротивление петли принимается равным 0,6 Ом/км, а внутреннее реактивное и активное сопротивления определяются для тока, фактически проходящего по проводам в условиях однофазного замыкания. В качестве первого приближения их можно определять для тока замыкания, превышающего ток срабатывания защиты в указанное число раз.

Отмеченная приближенность формулы (10-13) заключается в замене геометрического сложения полных сопротивлений трансформатора и цепи фаза—нуль арифметическим, так как эти сопротивления имеют близкие углы и погрешность от такой замены не превышает 5% в сторону увеличения расчетного сопротивления.

В установках постоянного тока заземление выполняется на тех же основаниях, что и для установок переменного тока. Особенностью прохождения постоянного тока в земле является электролитическая коррозия подземных сооружений (водопровод и другие трубопроводы, оболочки кабелей, конструкции зданий). Опасность коррозии существует в установках с длительным протеканием рабочего тока через заземлитель (рабочее заземление одного полюса) или при наличии токов утечки (электролизные установки, рельсовый электрический транспорт). Поэтому при устройстве заземлений в установках постоянного тока не следует использовать в качестве заземляющих устройств подземные соору-

жения, коррозия которых приводит к большому убытку. Заземлители установок постоянного тока не должны объединяться с заземлителями других систем. Элементы заземлителей должны быть достаточной толщины для предотвращения быстрого разрушения. Если электроустановки постоянного тока связаны с электроустановками переменного тока (преобразователи), то могут быть применены общие заземляющие устройства.

В сетях постоянного тока повторные заземления нулевого провода должны осуществляться при помощи отдельных искусственных заземлителей, которые не должны иметь металлических соединений с подземными трубопроводами, оболочками кабелей и т. п.

г) **Электроустановки напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью.** Сопротивление заземляющего устройства согласно ПУЭ не должно превышать 4 Ом, а в электроустановках с суммарной мощностью параллельно работающих генераторов и трансформаторов 100 кВ·А и ниже не должно быть выше 10 Ом.

В месте установки трансформаторов при совместном использовании заземляющего устройства для сетей напряжением до 1000 В и выше сопротивление заземляющего устройства должно удовлетворять формуле (10-12) при расчетном напряжении на заземляющем устройстве $U_{расч} = 125$ В. Это требование предусматривает снижение опасных последствий при повреждении трансформатора с замыканием между обмотками высшего и низшего напряжений. При этом, если при повреждении не произойдет отключения от действия защиты высшей стороны, то через пробивной предохранитель и заземляющее устройство будет протекать ток замыкания на землю сети высшего напряжения.

При однофазных замыканиях в сетях до 1000 В в месте замыкания протекает ток, обусловленный проводимостями фаз на землю — активной и емкостной.

Напряжение на заземлителе относительно точки нулевого потенциала равно:

$$U_3 = I_3 R_3,$$

где I_3 — ток замыкания, А; R_3 — сопротивление заземляющего устройства, не превышающее 4 (или 10) Ом.

Наибольшее значение напряжения происхождения при этом составляет несколько десятков вольт. Поэтому в коротких сетях с малой проводимостью на землю неоспоримы преимущества сетей с изолированной нейтралью с точки зрения электробезопасности.

10-8. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Расчет заземляющих устройств сводится главным образом к расчету собственно заземлителя, так как заземляющие проводники в большинстве случаев принимают-

Таблица 10-1

Средние удельные сопротивления грунтов и вод, рекомендуемые для предварительных расчетов

Наименование грунтов	Удельное сопротивление ρ , Ом·м
Глина (слой 7—10 м, далее скала, гравий)	70
Глина каменистая (слой 1—3 м, далее гравий)	100
Земля садовая	50
Известняк	2000
Лёсс	250
Мергель	2000
Песок	500
Песок крупнозернистый с валунами	1000
Скала	4000
Суглинок	100
Супесок	300
Торф	20
Чернозем	30
Вода:	
грунтовая	50
морская	3
прудовая	50
речная	100

ся по условиям механической прочности и устойчивости к коррозии по ПТЭ и ПУЭ. Исключение составляют лишь установки с выносным заземляющим устройством. В этих случаях рассчитываются последовательно включаемые сопротивления соединительной линии и заземлителя, так чтобы их суммарное сопротивление не превышало допустимого.

Расчет сопротивления заземлителя проводится в следующем порядке.

1) Устанавливается необходимое по ПУЭ допустимое сопротивление заземляющего устройства r_3 . Если заземляющее устройство является общим для нескольких электроустановок, то расчетным сопротивлением заземляющего устройства является наименьшее из требуемых.

2) Определяется необходимое сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественных заземлителей, включенных параллельно, из выражений

$$\frac{1}{R_{и}} = \frac{1}{r_3} + \frac{1}{R_e}$$

или

$$R_{и} = \frac{R_e r_3}{R_e - r_3}, \quad (10-14)$$

где r_3 — допустимое сопротивление заземляющего устройства по п. 1; $R_{и}$ — сопротивление искусственного заземлителя; R_e — сопротивление естественного заземлителя.

3) Определяется расчетное удельное сопротивление грунта $\rho_{расч}$ с учетом повышающих коэффициентов, учитывающих высыхание грунта летом и промерзание зимой.

При отсутствии точных данных о грунте можно воспользоваться табл. 10-1, где приведены средние данные по сопротивлениям грунтов, рекомендуемые для предварительных расчетов.

Примечание. Удельные сопротивления грунтов определены при влажности 10—20% к массе грунта.

Повышающие коэффициенты k для различных климатических зон приведены в табл. 10-2 для горизонтальных и вертикальных электродов.

4) Определяется сопротивление растеканию одного вертикального электрода $R_{во}$ по формулам из табл. 10-3. Эти формулы даны для стержневых электродов из круглой стали или труб. При применении вертикальных электродов из угловой стали в формулу вместо диаметра трубы подставля-

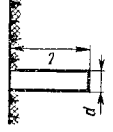
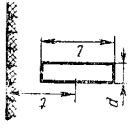

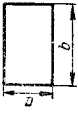
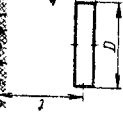
Таблица 10-2

Значение повышающего коэффициента k для различных климатических зон

Данные, характеризующие климатические зоны и тип применяемых электродов	Климатические зоны СССР			
	1	2	3	4
1. Климатические признаки зон:				
Средняя многолетняя низшая температура (январь), °С	От -20 до -15	От -14 до -10	От -10 до 0	От 0 до +5
Средняя многолетняя высшая температура (июль), °С	От +16 до +18	От +18 до +22	От +22 до +24	От +24 до +26
Среднегодовое количество осадков, см	40	50	50	30—50
Продолжительность заморозания вод, дни	190—170	150	100	0
2. Значение коэффициента k :				
а) при применении стержневых электродов длиной 2—3 м и глубине заложения их вершины 0,5—0,8 м	1,8—2,0	1,5—1,8	1,4—1,6	1,2—1,4
б) при применении протяженных электродов и глубине заложения 0,8 м	4,5—7,0	3,5—4,5	2,0—2,5	1,5—2,0

Таблица 10-3

Формулы для определения сопротивления растеканию тока различных заземлителей

Тип заземлителя	Расположение заземлителя	Формула	Примечание
Вертикальный, из круглой стали, верхний конец у поверхности земли		$R_{\text{в0}} = \frac{\rho_{\text{расч.в}}}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}$	$l > d$
Вертикальный, из круглой стали, верхний конец ниже уровня земли		$R_{\text{в0}} = \frac{\rho_{\text{расч.в}}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4l+l}{4l-l} \right)$	$l > d$
Горизонтальный, из полосовой стали, протяженный, ниже уровня земли		$R_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{расч.в}}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}$	$\frac{l}{2t} \geq 2,5$; b — ширина полосы; если заземлитель круглый, диаметром d , то $t=2d$
Пластинчатый, вертикальный, ниже уровня земли		$R_{\text{в0}} \approx 0,25 \frac{\rho_{\text{расч.в}}}{\sqrt{ab}}$	a и b — размеры стороны пластины
Кольцевой, из полосовой стали, горизонтальный, ниже уровня земли		$R_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{расч.г}}}{2\pi^2 D} \ln \frac{8D^2}{bt}$	b — ширина полосы; $t < D/2$; если заземлитель круглый, диаметром d , то $b=2d$

ется эквивалентный диаметр уголка, вычисленный по выражению

$$d_{y.э} = 0,95b, \quad (10-15)$$

где b — ширина сторон уголка.

5) Определяется примерное число вертикальных заземлителей n при предварительно принятом коэффициенте использования η_B :

$$n = \frac{R_{в0}}{\eta_B R_H}, \quad (10-16)$$

где $R_{в0}$ — сопротивление растеканию одного вертикального электрода, определенное в п. 4; R_H — необходимое сопротивление искусственного заземлителя.

Коэффициенты использования вертикальных заземлителей даны в табл. 10-4 при расположении их в ряд и в табл. 10-5 при размещении их по контуру.

Таблица 10-4

Коэффициенты использования η_B вертикальных заземлителей, размещенных в ряд, без учета влияния горизонтальных электродов связи

Отношение расстояний между вертикальными электродами к их длине a/l	Число вертикальных электродов	η_B
1	2	0,84—0,87
	3	0,76—0,80
	5	0,67—0,72
	10	0,56—0,62
	15	0,51—0,56
	20	0,47—0,50
2	2	0,90—0,92
	3	0,85—0,88
	5	0,79—0,83
	10	0,72—0,77
	20	0,65—0,70
3	2	0,93—0,95
	3	0,90—0,92
	5	0,85—0,88
	10	0,79—0,83
	20	0,74—0,79

6) Определяется сопротивление растеканию горизонтальных электродов R_r по формулам из табл. 10-3. Коэффициенты использования горизонтальных электродов для предварительно принятого числа вертикальных электродов принимаются по табл. 10-6 при расположении вертикальных электродов в ряд и по табл. 10-7 при расположении вертикальных электродов по контуру.

7) Уточняется необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов из выражений

$$\frac{1}{R_B} = \frac{1}{R_H} - \frac{1}{R_r} \quad (10-17)$$

Таблица 10-5

Коэффициенты использования η_B вертикальных заземлителей, размещенных по контуру, без учета влияния горизонтальных электродов связи

Отношение расстояний между вертикальными электродами к их длине a/l	Число вертикальных электродов	η_B
1	4	0,66—0,72
	6	0,58—0,65
	10	0,52—0,58
	20	0,44—0,50
	40	0,38—0,44
	60	0,36—0,42
2	4	0,76—0,80
	6	0,71—0,75
	10	0,66—0,71
	20	0,61—0,65
	40	0,55—0,61
	60	0,52—0,58
3	4	0,84—0,86
	6	0,78—0,82
	10	0,74—0,78
	20	0,68—0,73
	40	0,64—0,69
	60	0,62—0,67
или	100	0,59—0,65
	4	0,84—0,86
	6	0,78—0,82
	10	0,74—0,78
	20	0,68—0,73
	40	0,64—0,69
или	60	0,62—0,67
	100	0,59—0,65

или

$$R_B = \frac{R_r R_H}{R_r - R_H},$$

где R_r — сопротивление растеканию горизонтальных электродов, определенное в п. 6;

R_H — необходимое сопротивление искусственного заземлителя.

8) Уточняется число вертикальных электродов с учетом коэффициентов использования по табл. 10-4 и 10-5:

$$n = \frac{R_{в0}}{\eta_B R_B}.$$

Окончательно принимается число вертикальных электродов из условий размещения.

9) Для установок выше 1000 В с большими токами замыкания на землю проверяется термическая устойчивость соединительных проводников по формуле (10-11).

Пример 10-1. Требуется рассчитать контурный заземлитель подстанции 110/10 кВ со следующими данными: наибольший ток через заземление при замыканиях на землю на стороне 110 кВ—3,2 кА, наибольший ток через заземление при замыканиях на землю на стороне 10 кВ—42 А; грунт в месте сооружения подстанции—суглинок; климатическая зона—2-я; дополнительно в качестве заземления используется система тросы—опоры с сопротивлением заземления 1,2 Ом.

Таблица 10-6

Коэффициенты использования η_r горизонтальных соединительных электродов в ряду из вертикальных электродов

Отношение расстояний между вертикальными электродами к их длине a/l	Число вертикальных электродов в ряду n							
	4	5	8	10	20	30	50	65
1	0,77	0,74	0,67	0,62	0,42	0,31	0,21	0,20
2	0,89	0,86	0,79	0,75	0,56	0,46	0,36	0,34
3	0,92	0,90	0,85	0,82	0,68	0,58	0,49	0,47

Таблица 10-7

Коэффициенты использования η_r горизонтальных соединительных электродов в контуре из вертикальных электродов

Отношение расстояний между вертикальными электродами к их длине a/l	Число вертикальных электродов в контуре								
	4	6	8	10	20	30	50	70	100
1	0,45	0,40	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21	0,20	0,19
2	0,55	0,48	0,43	0,40	0,32	0,30	0,28	0,26	0,24
3	0,70	0,64	0,60	0,55	0,45	0,41	0,37	0,35	0,33

Решение 1) Для стороны 110 кВ требуется сопротивление заземления 0,5 Ом. Для стороны 10 кВ по формуле (10-12) имеем:

$$r_3 = \frac{125}{42} = 3 \text{ Ом},$$

где расчетное напряжение на заземляющем устройстве $U_{расч}$ принято равным 125 В, так как заземляющее устройство используется также и для установок подстанции напряжением до 1000 В.

Таким образом, в качестве расчетного принимается сопротивление

$$r_3 = 0,5 \text{ Ом}.$$

2) Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования системы тросы—опоры:

$$\frac{1}{R_{и}} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,2} = 2 - 0,833 = 1,167;$$

$$R_{и} = \frac{1}{1,167} = 0,857 \text{ Ом}.$$

3) Рекомендуемое для предварительных расчетов удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя—суглинка— по табл. 10-1 составляет 1000 Ом·м. Повышающие коэффициенты K для горизонтальных протяженных электродов при глубине заложения 0,8 м равны—4,5 и соответственно 1,8 для вертикальных стержневых электродов длиной 2—3 м при глубине заложения их вершины 0,5—0,8 м.

Расчетные удельные сопротивления: для горизонтальных электродов $\rho_{расч-г} = 4,5 \cdot 100 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; для вертикальных электродов $\rho_{расч-в} = 1,8 \cdot 100 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

4) Определяется сопротивление растеканию одного вертикального электрода— уголка № 50 длиной 2,5 м при погружении

ниже уровня земли на 0,7 м по формуле из табл. 10-3:

$$R_{во} = \frac{\rho_{расч-в}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right),$$

где $d = d_{y.з} = 0,95$ $b = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$;

$$t = 0,7 + \frac{2,5}{2} = 1,95 \text{ м}.$$

$$R_{во} = \frac{\rho_{расч-в}}{2\pi \cdot 2,5} \cdot 2,3 \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,0475} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) =$$

$$= \frac{0,366}{2,5} \rho_{расч-в} \left(2,023 + \frac{1}{2} \cdot 0,290 \right) =$$

$$= 0,318 \rho_{расч-в} = 0,318 \cdot 180 = 57,2 \text{ Ом}.$$

5) Определяется примерное число вертикальных заземлителей при предварительном принятом коэффициенте использования $\eta_в = 0,6$:

$$n = \frac{57,2}{0,6 \cdot 0,857} = 111.$$

6) Определяется сопротивление растеканию горизонтальных электродов—полосы $40 \times 4 \text{ мм}^2$, приваренной к верхним концам уголков. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе уголков порядка 100 и отношении $a/l = 2$ по табл. 10-7 равен $\eta_r = 0,24$.

Сопротивление растеканию полосы по периметру контура ($l = 500 \text{ м}$) по формуле из табл. 10-3 равно:

$$R_r = \frac{1}{\eta_r} \frac{\rho_{расч-г}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt} = \frac{1}{0,24} \frac{450}{2\pi \cdot 500} \times$$

$$\times 2,3 \lg \frac{2 \cdot 500^2}{0,04 \cdot 0,7} = 1,37 \lg 1,79 \cdot 10^6 =$$

$$= 1,37 \cdot 6,25 = 8,57 \text{ Ом}.$$

7) Уточненное сопротивление вертикальных электродов

$$R_{\text{в}} = \frac{8,57 \cdot 0,857}{8,57 - 0,857} = 0,952 \text{ Ом.}$$

8) Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования $\eta_{\text{в}} = 0,52$, принятого из табл. 10-5 при $n = 100$ и $a/l = 2$:

$$n = \frac{57,2}{0,52 \cdot 0,952} = 116.$$

Окончательно принимается 116 уголков.

Дополнительно к контуру на территории подстанции устраивается сетка из продольных полос, расположенных на расстоянии 0,8—1 м от оборудования, с поперечными связями через каждые 6 м. Дополнительно для выравнивания потенциалов у входов и въездов, а также по краям контура прокладываются углубленные полосы. Эти неучтенные горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземления, проводимость их идет в запас надежности.

9) Проверяется термическая устойчивость полосы $40 \times 4 \text{ мм}^2$.

Минимальное сечение полосы из условий термической устойчивости при к.з. на землю в формуле (10-11) при приведенном времени протекания тока к.з. $t_n = 1,1$ равно:

$$s = 3200 \frac{\sqrt{1,1}}{74} = 45,5 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, полоса $40 \times 4 \text{ мм}^2$ условно термической устойчивости удовлетворяет.

Пример 10-2. Требуется рассчитать заземление подстанции с двумя трансформаторами 6/0,4 кВ мощностью 400 кВ·А со следующими данными: наибольший ток через заземление при замыкании на землю на стороне 6 кВ — 18 А; грунт в месте сооружения — глина; климатическая зона — 3; дополнительно в качестве заземления используется водопровод с сопротивлением растеканию 9 Ом.

Решение. Предполагается сооружение заземлителя с внешней стороны здания, к которому примыкает подстанция, с расположением вертикальных электродов в один ряд длиной 20 м; материал — круглая сталь диаметром 20 мм, метод погружения — ввертыванием; верхние концы вертикальных стержней, погруженные на глубину 0,7 м, приварены к горизонтальному электроду из той же стали.

1) Для стороны 6 кВ требуется сопротивление заземления, определяемое формулой (10-12):

$$r_{\text{з}} = \frac{125}{18} = 6,95 \text{ Ом,}$$

где расчетное напряжение на заземляющем

устройстве принято равным 125 В, ибо заземляющее устройство выполняется обшим для сторон 6 и 0,4 кВ. Далее согласно ПУЭ сопротивление заземления не должно превышать 4 Ом.

Расчетным, таким образом, является сопротивление заземления $r_{\text{з}} = 4 \text{ Ом}$.

2) Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования водопровода в качестве параллельной ветви заземления:

$$\frac{1}{R_{\text{и}}} = \frac{1}{4} - \frac{1}{9} = 0,250 - 0,111 = 0,139;$$

$$R_{\text{и}} = \frac{1}{0,139} = 7,2 \text{ Ом.}$$

3) Рекомендуемое для расчетов сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя — глины — по табл. 10-1 составляет 70 Ом·м. Повышающие коэффициенты K для 3-й климатической зоны по табл. 10-2 принимаются равными 2,2 для горизонтальных электродов при глубине заложения 0,7 м и 1,5 для вертикальных электродов длиной 2—3 м при глубине заложения их верхнего конца 0,5—0,8 м.

Расчетные удельные сопротивления грунта:

для горизонтальных электродов $\rho_{\text{расч.г}} = 2,2 \cdot 70 = 154 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
для вертикальных электродов $\rho_{\text{расч.в}} = 1,5 \cdot 70 = 105 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

4) Определяется сопротивление растеканию одного стержня диаметром 20 мм, длиной 2 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м по формуле из табл. 10-3:

$$\begin{aligned} R_{\text{во}} &= \frac{\rho_{\text{расч.в}}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \\ &= \frac{105}{2\pi \cdot 2} \cdot 2,3 \left(\lg \frac{2 \cdot 2}{0,02} + \frac{1}{2} \lg \times \right. \\ &\quad \left. \times \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) = 19,2 \left(2,301 + \right. \\ &\quad \left. + \frac{1}{2} \cdot 0,264 \right) = 19,2 \cdot 2,433 = 46,7 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

5) Определяется примерное число вертикальных заземлителей при предварительном принятом коэффициенте использования $\eta_{\text{в}} = 0,9$:

$$n = \frac{46,7}{0,9 \cdot 7,2} = 7,2.$$

6) Определяется сопротивление растеканию горизонтального электрода из круглой стали диаметром 20 мм, приваренного к верхним концам вертикальных стержней. Коэффициент использования горизонтального электрода в ряду из стержней при числе их порядка 6 и отношении расстояния между стержнями к длине стержня $a/l = \frac{20}{5,2} = 2$ в соответствии с табл. 10-6 принимается равным 0,85.

Сопротивление растеканию горизонтального электрода по формуле из табл. 10-3

$$R_r = \frac{\rho_{\text{расч-г}}}{\eta_r 2\pi l} \ln \frac{l^2}{dt} = \frac{154}{0,85 \cdot 2\pi \cdot 20} \times \\ \times 2,3 \lg \frac{20^2}{0,02 \cdot 0,7} = 3,32 \cdot 4,46 = \\ = 14,8 \text{ Ом.}$$

7) Уточненное сопротивление растеканию вертикальных электродов

$$R_{в} = \frac{14,8 \cdot 7,2}{14,8 - 7,2} = 14 \text{ Ом.}$$

8) Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования $\eta_{в} = 0,83$, принятого из табл. 10-4 при $n=5$ и $a/l = \frac{20}{2,4} = 2,5$ ($n=5$ вместо 6 принято из условия уменьшения числа вертикальных электродов при учете проводимости горизонтального электрода):

$$n = \frac{46,7}{0,83 \cdot 14} \approx 4.$$

Окончательно принимается четыре вертикальных стержня, при этом сопротивление растеканию несколько меньше расчетного.

10-9. ИЗМЕРЕНИЯ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Надежность действия электроустановок и безопасность обслуживающего персонала в значительной мере зависят от свойств и состояния заземляющих устройств. Поэтому испытания заземляющих устройств перед вводом установки в эксплуатацию и периодические проверки и испытания их в процессе эксплуатации имеют важное значение. Заземляющие устройства выполняются в соответствии с ПУЭ [Л.10-1], а прием их в эксплуатацию и профилактика должны отвечать требованиям ПТЭ и ПТЭПП [Л. 10-5, 10-6]. Испытание заземляющих устройств состоит в определении удельного сопротивления грунта и характера распределения потенциалов на поверхности земли вокруг заземлителей.

Условия правильного испытания заземлений. Создать реальные условия для испытания заземлений практически невозможно. Поэтому через заземление во время его испытания пропускают измерительный ток относительно небольшой величины, что при соблюдении ряда требований дает результаты испытания, мало отличающиеся от того, что имеет место при аварии.

Для прохождения измерительного тока через заземление необходимо иметь зам-

кнутую цепь, а следовательно, кроме испытуемого заземления X , необходимо иметь вспомогательный заземляющий электрод $BЭ$, что дает возможность определить лишь сумму их сопротивлений ($R_x + R_{в.э}$). Во всех случаях, за исключением одного, когда можно полагать $R_{в.э} \ll R_x$ или когда величина $R_{в.э}$ заранее известна, для определения величины R_x необходим второй

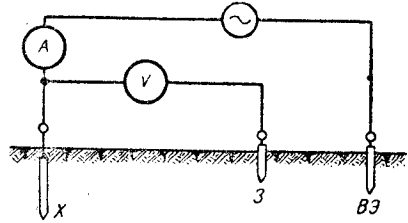


Рис. 10-12. Принципиальная схема для измерения сопротивления испытуемого заземлителя методом амперметра — вольтметра.

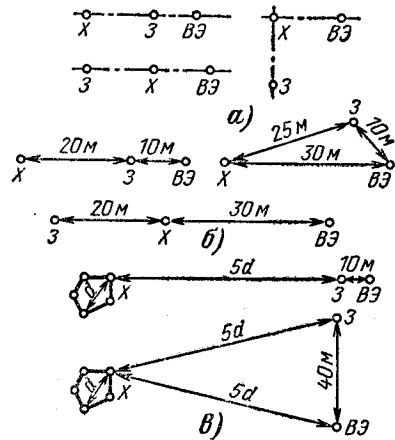


Рис. 10-13. Возможные варианты размещения зонда, испытываемого и вспомогательных заземлителей. а — варианты расположения зонда; б — минимальные расстояния между испытуемым и вспомогательным заземлителем для случая одиночного заземлителя или сосредоточенного устройства заземления; в — то же, но для случая сложных (контурных) заземлений.

вспомогательный электрод, называемый потенциальным зондом Z (рис. 10-12), который располагают в точке с нулевым потенциалом (или в той точке, потенциал которой необходимо определить при выяснении картины распределения потенциалов). Для измерения R_x зонд Z должен находиться в зоне нулевого потенциала и может располагаться либо между испытуемым заземлением X и вспомогательным электродом $BЭ$, либо по другую сторону от X , или в стороне от линии, соединяющей X и $BЭ$ (рис. 10-13, а). Расстояния между испытуемым заземлителем, вспомогательным электродом и зондом имеют вполне определенные величины, обеспечивающие до-

пустимую погрешность измерений при испытаниях заземлений. Допустимые минимальные расстояния для случая одиночного заземлителя или сосредоточенного устройства заземления даны на рис. 10-13, б, а для случая сложных (контурных) заземлителей — на рис. 10-13, в, где d — наибольшая диагональ контура испытываемого заземляющего устройства в метрах.

Методы измерения сопротивления заземлений. Для производства испытаний заземляющих устройств в практике нашли применение различные приборы, использующие один из следующих методов измерения сопротивления: мостовой; компенсационный; амперметра — вольтметра.

Приборы и методы измерения сопротивлений при эксплуатации должны удовлетворять следующим требованиям: измерять сопротивления в пределах от сотен ом до десятых и сотых долей ома с достаточной точностью (погрешность измерения не должна превышать 5%); допускать измерение при наличии посторонних токов и иметь возможность устранять их влияние на результат измерения; получать результат при помощи одного измерения и непосредственно по шкале прибора; иметь независимость точности измерений от сопротивления вспомогательного электрода и зонда; применять простую, удобную для переноса измерительную аппаратуру и иметь собственный источник питания.

1. *Мостовой метод* В этом методе используется для измерения сопротивления заземления одианный мост переменного тока. Метод трех измерений мостом позволяет определять сумму сопротивлений: испытуемый заземлитель X — вспомогательный электрод $BЭ$ $R_1 = R_x + R_{B,э}$; испытуемый заземлитель X — зонд $З$ $R_2 = R_x + R_3$; зонд $З$ — вспомогательный электрод $BЭ$ $R_3 = R_3 + R_{B,э}$ путем поочередного включения каждой пары заземлителей в измерительное плечо моста. На рис. 10-14 дана принципиальная схема измерения сопротивления заземлений по методу трех сумм с помощью кабельного моста РЗ34, где r_1 , r_2 и R — сопротивления плеч моста. Три измерения позволяют составить три уравнения с тремя неизвестными:

$$\left. \begin{aligned} R_1 &= R_x + R_{B,э} = R' \frac{r_1'}{r_2'} \\ R_2 &= R_x + R_3 = R'' \frac{r_1''}{r_2''} \\ R_3 &= R_3 + R_{B,э} = R''' \frac{r_1'''}{r_2'''} \end{aligned} \right\} \quad (10-18)$$

где R' , r_1' , r_2' ; R'' , r_1'' , r_2'' ; R''' , r_1''' , r_2''' — сопротивления плеч моста, соответствующие первому, второму и третьему измерениям.

Решая систему трех уравнений, определяем величину R_x :

$$R_x = \frac{1}{2} (R_1 + R_2 - R_3). \quad (10-19)$$

При необходимости аналогично вычисляются величины R_3 и $R_{B,э}$:

$$\left. \begin{aligned} R_3 &= \frac{1}{2} (R_2 + R_3 - R_1) \\ R_{B,э} &= \frac{1}{2} (R_3 + R_1 - R_2) \end{aligned} \right\} \quad (10-20)$$

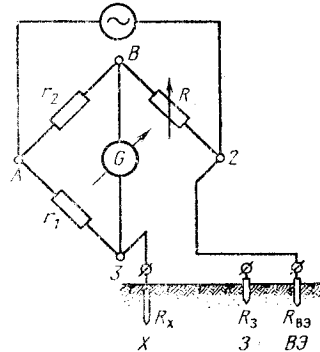


Рис. 10-14. Принципиальная схема для измерения сопротивления заземления по методу трех измерений мостом (первое измерение: испытуемый заземлитель — вспомогательный электрод).

Метод трех измерений мостом переменного тока имеет следующие недостатки: погрешность измерения обычно более 5%; точность измерения зависит от величин сопротивлений вспомогательных заземлителей, на результаты измерения могут значительно влиять посторонние токи. Необходимость выполнения трех замеров и ряда вычислений делает этот метод недостаточно точным и громоздким для приемосдаточных испытаний заземляющих устройств, и его применения по мере возможности следует избегать.

2. *Компенсационный метод.* Для измерения сопротивления заземлений широкое распространение получили схемы и приборы, основанные на компенсационном методе с применением измерительного трансформатора. Принципиальная схема и схема замещения для измерения сопротивления заземления приведены на рис. 10-15. По этому методу, кроме основной цепи тока в земле, имеется еще одна цепь — на специальном калиброванном активном сопротивлении ABC , включенном во вторичную обмотку трансформатора тока TT , первичная обмотка которого включена между испытуемым заземлителем X и (через генератор переменного тока G) вспомогательным электродом $BЭ$. Коэффициент трансформации трансформатора тока $k_{T, T} = 1$, поэтому ток во вторичной цепи

(цепи калиброванного сопротивления ABC) I_2 по величине равен току I_1 , протекающему через испытуемое сопротивление. Изменяя величину калиброванного сопротивления ABC путем перемещения подвижного контакта B , можно добиться такого положения, при котором падение напряжения на участке AB $\Delta \bar{U}_{AB}$ по величине будет таким же, как на участке растекания тока в земле — $\Delta \bar{U}$. При этом ток в нулевом индикаторе T , подключенном к зонду $З$ с одной

фазе вследствие угловой погрешности δ измерительного трансформатора, если прибор не имеет специального дополнительного устройства для компенсации углового сдвига фаз, что может привести к повышенной погрешности при отсчете. Для устранения указанных недостатков разработаны компенсационные испытатели заземлений со стрелочными приборами, включенными в цепь зонда через изолирующий трансформатор и выпрямитель (коммутаторный,

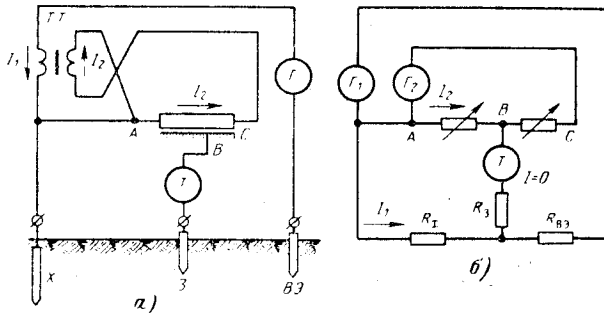


Рис. 10-15. Принципиальная схема (а) и схема замещения (б) для измерения сопротивлений компенсационным методом.

стороны и к подвижному контакту B сопротивления ABC с другой, будет отсутствовать.

Следовательно, в этом случае имеют место равенства

$$\left. \begin{aligned} \Delta U &= \Delta U_{AB}, \\ I_1 R_x &= I_2 R_{AB}. \end{aligned} \right\} \quad (10-21)$$

Так как $I_1 = I_2$, то $R_x = R_{AB}$. Таким образом, по схеме рис. 10-15 достаточно с помощью индикатора добиться баланса цепи ($I = 0$), после чего по шкале калиброванного сопротивления отсчитать непосредственно в омах величину сопротивления R_{AB} , т. е. R_x .

Испытатели заземлений, работающие на принципе компенсационного метода с применением измерительного трансформатора, в большинстве случаев имеют несколько пределов измерения за счет изменения коэффициента трансформации трансформатора TT с помощью переключателя. Если коэффициент трансформации TT $\kappa_{T.T}$ не равен 1, то ток в цепи сопротивления ABC будет равен $I_2 = \kappa_{T.T} I_1$. Тогда равенство (10-21) можно записать в виде

$$I_1 R_x = \kappa_{T.T} I_1 R_{AB}, \quad (10-22)$$

откуда следует, что $R_x = \kappa_{T.T} R_{AB}$.

Основными недостатками рассмотренной схемы для испытания заземлений являются: значительное влияние посторонних токов; сложность балансировки схемы, так как токи I_1 и I_2 , вызывающие падения напряжения $\Delta \bar{U}$ и $\Delta \bar{U}_{AB}$, не совпадают по

купроксный, вибрационный и др.). Последнее позволяет применять чувствительный магнитоэлектрический прибор, так как в измерительной цепи протекает выпрямленный ток, несмотря на прохождение через испытуемый заземлитель и землю переменного тока. Это дает возможность устранить влияние посторонних токов и перейти к объективному отсчету сопротивления.

Компенсационные испытатели заземлений ЛЭТИ, ЦЛЭМ Мосэнерго и другие с успехом применяются для измерения сопротивления заземляющих устройств опор линий электропередачи, небольших подстанций, молниеотводов, установок слабого тока и т. п., для определения удельного сопротивления грунта.

3. *Метод амперметра—вольтметра.* Сущность метода заключается в измерении падения напряжения между испытуемым заземлением X и зондом $З$, находящимся в точке с нулевым потенциалом (т. е. на участке растекания), и тока, проходящего через испытуемое сопротивление. Схема измерения аналогична представленной на рис. 10-12. Сопротивление испытуемого заземления вычисляется по формуле

$$R_x = \frac{\Delta U}{I} = \frac{U_x}{I}, \quad (10-23)$$

где ΔU — полное падение напряжения на участке между испытуемым заземлением и точкой нулевого потенциала; U_x — полный потенциал испытуемого заземления; I — ток, проходящий через заземление.

Для получения достаточно точных результатов вольтметр и амперметр должны

иметь класс точности не ниже 1—1,5, а трансформатор тока (если он применяется)—не ниже 1. Кроме того, полный потенциал заземления U_x может быть измерен только в случае, когда вольтметр имеет бесконечно большое сопротивление, т. е. через него не проходит ток. Для пояснения рассмотрим схему замещения при измерении методом амперметра — вольтметра, представленную на рис. 10-16 в соответствии с рис. 10-12. Во избежание погрешнос-

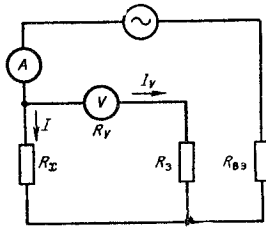


Рис. 10-16. Схема замещения при измерении сопротивления заземления методом амперметра — вольтметра.

ти в результате измерения вольтметр должен показать полное падение напряжения на испытуемом заземлении (между точками A и B), равное $\Delta U = IR_x$.

По схеме рис. 10-16 ясно, что показание вольтметра U_v равно

$$U_v = \Delta U - I_v R_3, \quad (10-24)$$

где I_v — ток, проходящий через вольтметр в зонд; R_3 — сопротивление зонда.

Так как

$$I_v = \frac{\Delta U}{R_v + R_3},$$

где R — сопротивление вольтметра, то выражение (10-16) можно записать в виде

$$\begin{aligned} U_v &= \Delta U - \frac{\Delta U}{R_v + R_3} R_3 = \\ &= \Delta U \left(1 - \frac{R_3}{R_v + R_3} \right). \end{aligned} \quad (10-25)$$

Следовательно, по выражению (10-16) вольтметр покажет полное падение напряжения ΔU только в случаях, когда либо $R_v = \infty$, либо $R_3 = 0$, в остальных — $U_v < \Delta U$, т. е. результат измерения будет уменьшен.

Если вольтметр имеет конечное сопротивление, то относительную погрешность, %, можно вычислить по формуле

$$\begin{aligned} \frac{\Delta R_x}{R_x} &= \frac{U_v - \Delta U}{\Delta U} 100 = \\ &= - \frac{I_v R_3}{\Delta U} 100 = - \frac{R_3}{R_v + R_3} 100. \end{aligned} \quad (10-26)$$

Для того, чтобы вольтметр давал достаточно правильные показания, необходимо

стремиться к тому, чтобы указанная выше погрешность не превышала 2%, для чего сопротивление вольтметра R_v должно быть по возможности велико, по крайней мере в 50 раз больше сопротивления зонда R_3 . Если последнее требование выполнить нельзя, то значительная часть измерительного тока будет протекать через вольтметр и зонд, а фактические показания вольтметра будут меньше на величину падения напряжения в зонде, поэтому полное падение напряжения на испытуемом заземлении приходится вычислять по формуле

$$\Delta U = U_v \left(1 + \frac{R_3}{R_v} \right). \quad (10-27)$$

Показания амперметра также могут вносить некоторую погрешность в результат измерения. Однако эта погрешность становится существенной в случаях, когда сопротивление испытуемого заземления составляет 50—100 Ом, а сопротивление цепи вольтметр — зонд менее 2000 Ом.

Измерение сопротивления заземления методом амперметра — вольтметра имеет следующие недостатки:

для получения достаточно точных результатов измерения требуется относительно мощный источник измерительного тока с хорошей стабилизацией, обеспечивающей возможность снятия показаний двух приборов — амперметра и вольтметра, посторонние токи могут влиять на результат измерения, если измерительный ток мал; для устранения этого влияния необходимы дополнительные измерения, которые несколько усложняют испытание; для получения конечного результата измерения необходимы вычисления. Несмотря на отмеченные недостатки, метод амперметра — вольтметра по сравнению с рассмотренными выше методами измерения сопротивления заземления является наиболее точным для ответственных испытаний и единственно приемлемым при измерении весьма малых сопротивлений (десятые и сотые доли Ома). Метод амперметра — вольтметра положен в основу наиболее распространенного в настоящее время, удобного и портативного прибора — измерителя заземления типа МС-08 (ранее МС-07) опытного завода «Энергоприбор». Схема измерения при помощи прибора МС-08 приведена на рис. 10-17.

Определение удельного сопротивления грунта. Свойство грунта как проводника электрического тока оценивается его электрическим удельным сопротивлением ρ . Знание величины удельного сопротивления грунта в том месте, где предполагается выполнить заземление какого-либо объекта, является необходимым для правильного проектирования заземляющих устройств. Измерение удельного сопротивления грунта производится в условиях, близких к реальным, что позволяет оценить величину фактического среднего удельного сопротивления по методу контрольного

электрода или методом четырех электродов.

1. Метод контрольного электрода.

В грунт площадки, предназначенной для сооружения заземляющего устройства, забивают контрольный электрод КЭ таких размеров и на такую глубину, какие предполагаются для будущего заземления. Кроме КЭ, забивают еще два электрода (З и ВЭ) на расстояниях, указанных на рис. 10-13, б, после чего производят измерение сопротив-

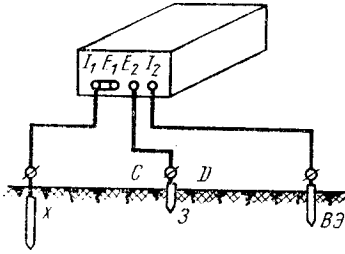


Рис. 10-17. Схема измерения сопротивления испытываемого заземления методом амперметра — вольтметра при помощи измерителя заземлений МС-08.

ления контрольного электрода $R_{к.э}$ любым из рассмотренных выше методов. Зная размеры и размещение в грунте контрольного электрода, по величине его сопротивления, найденного в результате измерения, можно подсчитать величину ρ по соответствующим формулам:

1) в случае, если электрод погружен в грунт так, что его верхний конец расположен в уровень с поверхностью земли,

$$\rho = 2,73R_{к.э} \frac{l}{\lg \frac{4l}{d}}, \text{ Ом}\cdot\text{см}; \quad (10-28)$$

2) в случае, если контрольный электрод забит в грунт так, что его верхний конец находится ниже поверхности земли,

$$\rho = 2,73R_{к.э} \frac{l}{\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l}}, \text{ Ом}\cdot\text{см}, \quad (10-29)$$

где $R_{к.э}$ — измеренное сопротивление контрольного электрода, Ом; l — длина активной (соприкасающейся с грунтом) части контрольного электрода, см; d — наружный диаметр контрольного электрода, см; t — расстояние от поверхности земли до середины контрольного электрода, см.

Ввиду возможной неоднородности грунта необходимо производить измерения величины ρ в нескольких пунктах исследуемой площадки в зависимости от ее размеров.

С целью получения более надежных результатов измерения удельного сопротивления следует производить в теплое время года (май — октябрь в средней полосе

СССР). К измеренной величине удельного сопротивления грунта ρ в зависимости от состояния грунта во время производства замеров и от количества предшествующих измерению осадков вводятся поправочные коэффициенты k , учитывающие изменение ρ вследствие высыхания и промерзания грунта, т. е.

$$\rho_{расч} = \rho k, \text{ Ом}\cdot\text{см}, \quad (10-30)$$

где $\rho_{расч}$ — расчетная величина удельного сопротивления грунта, Ом·см.

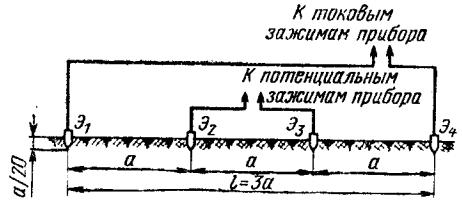


Рис. 10-18. Принципиальная схема для измерения удельного сопротивления грунта методом четырех электродов при помощи прибора МС-08.

Величины k , рекомендованные ВЭИ для средней полосы СССР, приведены в табл. 10-8. Для других климатических зон величины k принимаются по данным табл. 10-2.

2. Метод четырех электродов. Удельное сопротивление грунта можно измерить непосредственно методом четырех электродов. На исследуемой площадке в грунт забивают четыре стержня по прямой линии на расстоянии a друг от друга (рис. 10-18). Крайние стержни (питающие) присоединяют к токовым, а внутренние (измерительные) — к потенциальным зажимам измерителя заземления. В этом случае прибор показывает величину сопротивления между двумя внутренними стержнями $R_э$ в омах, а удельное сопротивление грунта вычисляется по данным измерения по формуле

$$\rho = R_э \frac{\pi(l^2 - a^2)}{4a} = 2\pi a R_э, \text{ Ом}\cdot\text{см}, \quad (10-31)$$

где a — расстояние между соседними электродами, см; l — расстояние между крайними (питающими) электродами, равное $3a$, см.

Величина ρ , измеренная методом четырех электродов, является средним удельным сопротивлением объема грунта, примыкающего к измерительной установке. По этому методу необходимо, чтобы расстояние между крайними электродами l было равно $4l$.

При применении этого метода длина погруженной в грунт части электродов может иметь весьма малые размеры, обычно она не должна превышать одной двадцатой части расстояния между смежными электродами ($\frac{1}{20}a$). Расчетная величина удельного

Таблица 10-8

Коэффициенты повышения сопротивления по отношению к величине измеренного удельного сопротивления грунта (или сопротивления заземления) для средней полосы СССР

Заземлятели	Глубина заложения, м	Поправочный коэффициент		
		k_1	k_2	k_3
Углубленные (стержни, уголки, трубы)	Верхний конец ниже поверхности земли на 0,8 м	2,0	1,5	1,4
Поверхностные (полоса, пластина и т. д.)	0,5	6,5	5,0	4,5
	0,8	3,0	2,0	1,6

Примечания: 1. k_1 применяется, если измеренная величина $\rho(R_x)$ соответствует примерно минимальному значению (грунт влажный — времени измерений предшествовало выпадение большого количества осадков);

2. k_2 применяется, если измеренная величина $\rho(R_x)$ соответствует примерно среднему значению (грунт средней влажности — времени измерений предшествовало выпадение небольшого количества осадков);

3. k_3 применяется, если измеренная величина $\rho(R_x)$ соответствует примерно наибольшему значению (грунт сухой — времени измерений предшествовало выпадение незначительного количества осадков).

сопротивления грунта $\rho_{расч}$ по результатам измерения методом четырех электродов определяется так же, как и по методу контрольного электрода.

Проверка заземляющей проводки. Повреждения заземляющей проводки — наиболее частые случаи при авариях от неисправности заземления, так как части электроустановок, подлежащие заземлению, оказываются незаземленными или заземленными через недопустимо большое сопротивление. Поэтому кроме испытания заземляющих электродов необходимо вести систематический контроль за состоянием заземляющей проводки. Исправность заземляющей проводки устанавливается путем проверки: механической прочности контактов в местах соединения заземляющих проводников и их присоединения к заземляемым частям установок; электрического сопротивления проводки и ее контактов.

Как правило, такая проверка осуществляется без отключения заземленного электрооборудования. При вводе заземления в эксплуатацию (впервые или после реконструкции), кроме указанного выше, необходимо также проверять соответствие требованиям Правил сечений заземляющей проводки, правильности присоединения заземляющих частей электроустановок к магистрали заземления и окраски заземляющих проводников. Проверка механической прочности контактов заземляющей проводки производится до измерения сопротивления путем простукивания их молоточком, что не должно вызвать нарушения механической связи между соединенными частями проводки, если контакты обладают достаточной прочностью.

Сопротивление заземляющей проводки обычно составляет десятые доли ома на ветвь, поэтому для проверки его следует пользоваться лишь приборами, позволяю-

щими измерять малые сопротивления при небольших напряжениях (например, измеритель типа МС-08 или омметры и мосты постоянного тока). Цель измерения состоит в том, чтобы убедиться, что сопротивление заземляющей проводки не превышает допустимых пределов. При наличии разветвленных магистралей заземления проверка сопротивления производится в два этапа: 1) проверка сопротивлений проводников, связывающих отдельные участки заземляющей магистрали с тем участком, который имеет непосредственную связь с заземлителем; 2) проверка сопротивления участков сети между заземляемыми электроустановками и ранее проверенными участками магистрали заземления.

При измерении сопротивления заземляющей проводки с помощью измерителя заземления (например, МС-08) роль вспомогательного электрода ВЭ и зонда З одновременно выполняет измерительный щуп (обычно трехгранный напильник с изолированной рукояткой). Перед измерением к испытуемому участку заземляющей магистрали присоединяют два коротких изолированных проводника, вторые концы которых подключают: один — к токовому зажиму (I_1), другой — к потенциальному зажиму (E_1) прибора. Перемычка между зажимами I_1 и E_1 отсоединяется ввиду измерения малых сопротивлений, соизмеримых с сопротивлением соединительных проводов. К зажимам I_2 и E_2 прибора подключаются соответственно «токовый» и «потенциальный» измерительные провода, вторые концы которых присоединяются к щупу. Длина измерительных проводов выбирается в зависимости от расположения испытуемых объектов, но не более 100 м. Щуп присоединяется к магистрали заземления в различных точках, тем, самым позволяя определять сопротивление соответствующих уча-

стков магистрали $R_{пр.изм}$ при помощи прибора. Принципиальная схема для измерения сопротивления заземляющей проводки представлена на рис. 10-19. До начала измерений необходимо компенсировать сопротивление соединительных проводов. Если результаты измерения ($R_{пр.изм}$) не будут превышать допустимых величин сопротивления заземляющей проводки ($R_{пр}$), то проводку можно считать исправной. Если $R_{пр.изм} \gg R_{пр}$, то заземляющая проводка

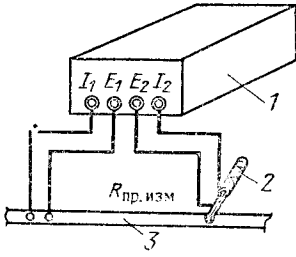


Рис. 10-19. Принципиальная схема для измерения сопротивления заземляющей проводки при помощи прибора МС-08.

1 — измеритель заземления; 2 — измерительный щуп; 3 — испытуемый участок заземляющей проводки.

имеет повреждения, которые следует устранить.

Измерение распределения потенциалов вокруг заземли-

таться с помощью измерителей заземления или мостов.

1. *Определение потенциалов при помощи вольтметра.* Схема измерения этим методом представлена на рис. 10-20, а. Она аналогична схеме измерения сопротивления по методу амперметра — вольтметра, с тем отличием, что зонд помещается не в зоне нулевого потенциала, а в той точке земли, потенциал которой необходимо определить. Расстояние между испытуемым заземлением и вспомогательными электродами должны удовлетворять тем же требованиям, что и при измерении R_x (рис. 10-13, б и в). В схеме рис. 10-20, а вольтметр включен между испытуемым заземлителем X (точка 0) и зондом З, расположенным в точке 1, потенциал которой U_1 равен:

$$U_1 = U_x - U_v, \quad (10-32)$$

где U_x — полный потенциал испытуемого заземления при измерительном токе, для определения величины которого зонд З помещается в зону нулевого потенциала; U_v — напряжение, которое покажет вольтметр.

Отсюда в процентном выражении получим:

$$\begin{aligned} U_1 &= \frac{U_1}{U_x} 100 = \frac{U_x - U_v}{U_x} 100 = \\ &= \left(1 - \frac{U_v}{U_x}\right) 100. \end{aligned} \quad (10-32a)$$

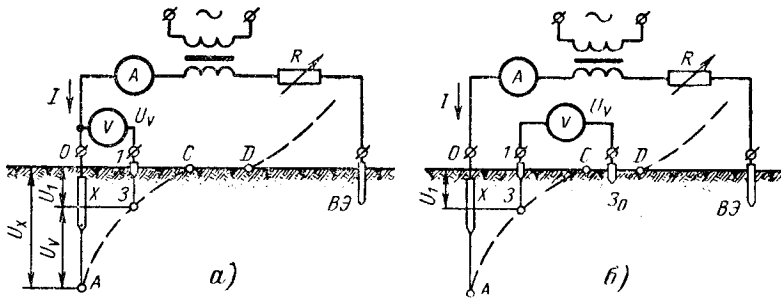


Рис. 10-20. Схемы измерения потенциалов вольтметром.

телей. Характер распределения потенциалов на поверхности земли вокруг заземлителей при прохождении тока в значительной мере предопределяет защитное действие заземления. По кривой распределения потенциалов можно оценить величины напряжения прикосновения $U_{пр}$ и шагового напряжения $U_{ш}$. Характер кривой распределения потенциалов вокруг заземлителей зависит в основном от формы заземляющих электродов, от глубины их заложения и взаимного расположения и почти не зависит от удельного сопротивления грунта и величины тока, проходящего через заземлители.

Потенциалы на поверхности земли могут измеряться при помощи вольтметра или

Для того чтобы измерить потенциалы исследуемых точек земли непосредственно вольтметром (без вычислений), необходимо, кроме переносного зонда З иметь неподвижный зонд $З_0$, расположенный в точке с нулевым потенциалом на участке CD (рис. 10-20, б). Вольтметр по этой схеме включается между зондами З и $З_0$ и показание его равно потенциалу исследуемой точки земли.

Измерения производятся до получения устойчивых значений U_1 , близких или равных нулю. Обычно результаты измерения представляют в виде поперечных кривых, изображающих распределение потенциалов, на поверхности земли вокруг заземлителей

по наиболее интересным направлениям. Для поддержания постоянства измерительного тока в процессе измерения потенциалов исследуемых точек в измерительную цепь включают регуляровочный реостат R и амперметр.

2. Измерение потенциалов измерителем заземления. Измерение производится по схеме рис. 10-21 в следующей последовательности. Вначале зонд $З$ помещают в точку

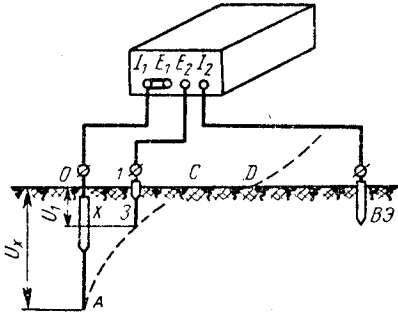


Рис. 10-21. Схема измерения потенциалов измерителем заземления МС-08.

с нулевым потенциалом (участок CD) и измеряют сопротивление заземления R_x по методу амперметра — вольтметра согласно выражению (10-23). Затем зонд $З$ располагают в точке I , потенциал которой следует измерить, и производят измерение сопротивления R_1 , которое будет равно:

$$R_1 = \frac{U_x - U_1}{I} \quad (10-33)$$

Из выражений (10-23) и (10-24) следует, что

$$I = \frac{U_x}{R_x} \text{ и } I = \frac{U_x - U_1}{R_1},$$

т. е.

$$\frac{U_x}{R_x} = \frac{U_x - U_1}{R_1} \quad (10-34)$$

Из уравнения (10-34) определяется напряжение U_1 (%):

$$U_1 = \frac{U_1}{U_x} 100 = \left(1 - \frac{R_1}{R_x}\right) 100. \quad (10-35)$$

Аналогично определяются потенциалы в других исследуемых точках поверхности земли и строится кривая распределения потенциалов.

В. МОЛНИЕЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

10-10. МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИЙ

а) Защита разрядниками. 1. Трубчатые разрядники предназначаются для защиты изоляции линий и подстанций. Типы раз-

рядников, применяющихся для защиты см. разд. 28. 2. Вентильные разрядники предназначены для защиты изоляции подстанций и электрических машин. Типы разрядников, выпускающихся для этой цели, см. разд. 28.

Трубчатые разрядники выбираются по номинальному напряжению сети и пределам токов отключения. Вентильные разрядники выбираются по номинальному напряжению и их назначению. По пределам отключаемых токов трубчатые разрядники выбираются согласно следующим соотношениям:

$$I_{к.з. макс} < I_{р.т. макс}; \quad I_{к.з. мин} > I_{р.т. мин},$$

где $I_{р.т. макс}$ и $I_{р.т. мин}$ — верхний и нижний пределы токов, отключаемых разрядником данного типа, и $I_{к.з. макс}$ — действующее значение симметричного тока трехфазного к. з. в первый полупериод, умноженное на коэффициент K , учитывающий аperiodическую слагающую тока (величина K равна 1,3 для понизительных подстанций, для генерирующих станций $K=1,5$); $I_{к.з. мин}$ — действующее значение тока симметричного двухфазного к. з. в первый полупериод без учета аperiodической слагающей в минимальном режиме работы системы электроснабжения (при частичном отключении генераторов, трансформаторов и линий).

Внешние искровые промежутки трубчатых разрядников на линиях и подстанциях устанавливаются согласно данным табл. 10-9.

Таблица 10-9

Установка внешнего искрового промежутка трубчатых разрядников

Место установки разрядников	Внешний искровой промежуток, мм		
	3—6 кВ	10 кВ	35 кВ
Деревянные опоры в местах пересечений	—	—	150
Анкерные металлические опоры (линии со смешанными опорами)	10	15	100
Подходы к подстанциям	10	15	80
Вводы в подстанцию	10	15	80
Кабельные муфты линейных разъединителей	10	15	—

б) Защита молниеотводами. Открытые распределительные устройства подстанций 20—35 кВ должны защищаться от прямых ударов молнии отдельно стоящими стержневыми молниеотводами (рис. 10-22), устанавливаемыми по углам подстанции. Высота молниеотвода выбирается, исходя из условия $D \leq 8(H-h)$.

Для установки молниеотводов целесообразно использовать также все высокие сооружения, расположенные вблизи подстанции.

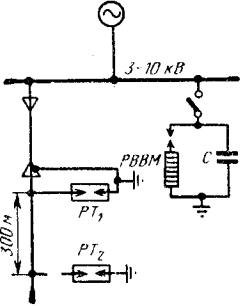
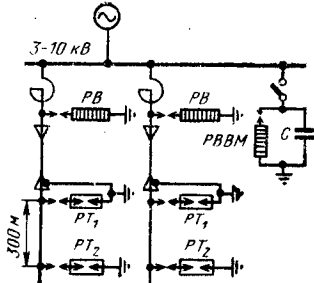
Слупки к заземлителям от молниеотводов, устанавливаемых на зданиях распре-

Таблица 10-10

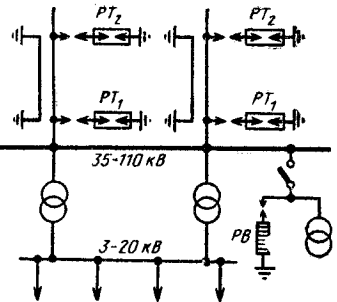
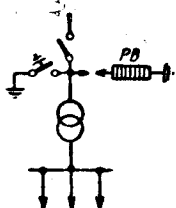
Рекомендуемые схемы молниезащиты

Схема	Защищаемый объект	Характеристика молниезащиты
<i>Напряжение 3—20 кВ</i>		
	<p>Цеховые трансформаторные подстанции и РП с питающими воздушными линиями</p>	<p>Устанавливаются РТВ на вводе каждой воздушной линии. В том случае, если токи к. з. больше предельных токов к. з., отключаемых трубчатыми разрядниками, на шинах подстанции устанавливаются РВС или РВП</p>
	<p>Цеховые трансформаторные подстанции и РП с питающими воздушными линиями через кабельные перемычки</p>	<p>Устанавливаются РТФ или РТВ на кабельных муфтах и РВС или РВП на шинах подстанции</p>
	<p>Главные понизительные подстанции с отходящими воздушными линиями на стороне низшего напряжения</p>	<p>Устанавливаются РВС на шинах подстанции, РТФ или РТВ — на вводах в подстанцию и дополнительно на расстоянии трех-четырех пролетов от вводов</p>
	<p>Главные понизительные подстанции с отходящими воздушными линиями, имеющими кабельные вставки на подходах к подстанции</p>	<p>Устанавливаются РВС на шинах подстанции, РВП — за реакторами, РТФ или РТВ — на кабельных муфтах и на расстоянии трех-четырех пролетов от них; при длине кабельной вставки свыше 100 м второй комплект разрядников РТ не устанавливаются</p>

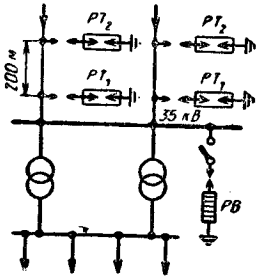
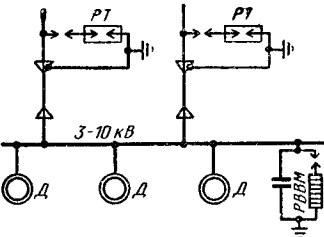
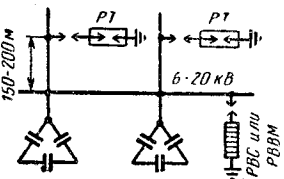
Продолжение табл. 10-10

Схема	Защищаемый объект	Характеристика молниезащиты
	<p>Генераторы до 12 тыс. кВт электростанций промышленных предприятий. Воздушные линии подключаются к шинам через кабельные вставки без реакторов. Воздушные линии к шинам генераторов мощностью более 12 000 кВт присоединять не разрешается</p>	<p>Устанавливаются РВМ на шинах электростанций, емкостью порядка 1 мкФ. РТ — на воздушных линиях; на кабельных муфтах и в конце защищенного молниеотводами подхода: длина кабельной вставки должна быть не менее 100 м. Подход воздушных линий на расстоянии 300 м защищается стержневыми молниеотводами. В том случае, если подходы воздушных линий к электростанции или подстанции экранированы окружающими строениями, защита подходов воздушных линий молниеотводами не обязательна</p>
	<p>Генераторы до 12 000 кВт электростанций промышленных предприятий. Линии реактиваны. Воздушные линии присоединены к шинам генераторного напряжения через кабельные вставки</p>	<p>Устанавливаются РВМ на шинах генераторного напряжения, РВС или РВП — за реакторами, на линиях: РТ₂ — на расстоянии 300 м от РТ₁. На шинах электростанции, кроме разрядника, устанавливаются емкости порядка 1 мкФ. Длина кабельной вставки должна быть не менее 50 м</p>

Напряжение 35—110 кВ

	<p>Главные понизительные подстанции 35—110 кВ</p>	<p>Устанавливаются РВС на шинах подстанции, РТФ или РТВ — на вводах и в конце тросовых участков. Подходы воздушных линий защищаются тросами. Если подходы экранированы окружающими строениями, защита молниеотводами не обязательна. Вилитовые разрядники присоединяются под один разъединитель вместе с трансформаторами напряжения</p>
	<p>Главные понизительные подстанции 35—110 кВ по упрощенной схеме с короткозамыкателями вместо выключателей</p>	<p>Устанавливаются РВС без разъединителей</p>

Продолжение табл. 10-10

Схема	Защищаемый объект	Характеристика молниезащиты
	<p>Цеховые понизительные подстанции глубокого ввода 35 кВ с трансформаторами до 630 кВ·А</p>	<p>Устанавливаются РВС на шинах подстанции РТ или РТВ — на вводах в подстанцию и на расстоянии 200 м</p>
	<p>Подстанции насосных установок промышленных предприятий с электродвигателями 3—10 кВ, питающиеся через воздушные линии без установки понизительных трансформаторов (не имеющие ГПП на подстанции насосной, например 35/6 кВ)</p>	<p>Устанавливаются РВМ на шинах подстанции емкостью порядка 1 мкФ; на воздушных питающих линиях устанавливают РТ</p>
	<p>Для всех подстанций, имеющих установленные и присоединенные к шинам батареи конденсаторов, при наличии ввода воздушных линий на те же шины</p>	<p>Устанавливаются РТ на воздушных линиях на расстоянии 150—200 м от шин подстанции и РВС или РВМ — на шинах</p>

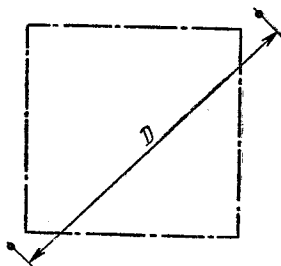
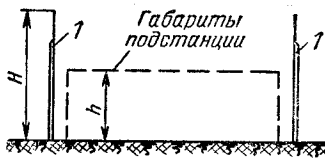


Рис. 10-22. Схема расположения отдельно стоящих молниеотводов открытого распределительного устройства.

l — молниеотвод; H — высота молниеотвода; h — высота опорных конструкций подстанций; D — расстояние между молниеотводами.

лительных устройств электростанций предприятия, следует прокладывать по крыше и стенам здания по возможности дальше от токоведущих частей электроустановок. Часто бывает достаточно установить один

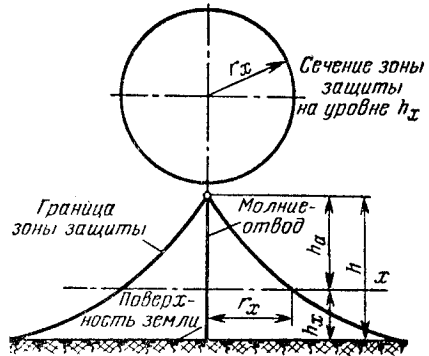


Рис. 10-23. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода.

молниеотвод, например, на заводской трубе.

Проверка защищаемого пространства осуществляется следующим образом.

1) По формуле

$$r_x = h_a \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} \quad (10-36)$$

строится кривая защищаемой зоны (см. рис. 10-23).

2. Если здание подстанции и ее конструкции накрываются защитной зоной, то дополнительных молниеотводов устанавливать не следует. Схемы молниеотводов подстанций приведены в табл. 10-10.

10-11. МОЛНИЕЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

На линиях с деревянными опорами должны быть защищены все места с ослабленной изоляцией. Подвеска тросовых молниеотводов по всей длине необходима только на линиях 110 кВ и выше с металлическими опорами. К местам с ослабленной изоляцией относятся отдельные металлические опоры и воздушные промежутки между пересекающимися линиями. Расстояние по вертикали между проводами пересекающихся линий, исходя из условия защиты от перенапряжений, в период грозового сезона должно быть не менее:

Таблица 10-12

Сопrotивления заземлений

Тип устройства защиты от перенапряжений	Наибольшее сопротивление заземления, Ом
Вентильные разрядники на подстанции	5
Вентильный разрядник на электростанции или подстанции с вращающимися машинами	1
Трубчатый разрядник на линии	15
То же на подходе к электростанции или подстанции с вращающимися машинами	10
Опора с тросами	15
Стержневой молниеотвод	1 и ниже

Примечание. Заземление молниеотводов может присоединяться к заземляющему контуру электростанций, если сопротивление контура не превышает 1 Ом.

2 м — при пересечениях линий до 10 кВ между собой и с линиями более низкого напряжения;

3 м — при пересечениях линий 20—110 кВ между собой и с линиями более низкого напряжения;

4 м — при пересечениях линий 154—220 кВ с линиями более низкого напряжения.

Таблица 10-11

Характеристика молниезащиты линий

Линии, кВ, на опорах	Характеристика молниезащиты
3—10 кВ на деревянных	Отдельные металлические опоры защищаются трубчатыми разрядниками. В местах пересечения линий на опоре, ближайшей к пересечению, прокладываются заземляющие спуски ¹
35 кВ на деревянных	Отдельные металлические опоры защищаются трубчатыми разрядниками. В местах пересечения линий на опорах, ограничивающих пролет пересечения, устанавливаются трубчатые разрядники
35 кВ на металлических (с тросом и без троса)	Снижение импульсных сопротивлений заземлений опор до 10 Ом
110 кВ на деревянных	Отдельные металлические опоры защищаются трубчатыми разрядниками. В местах пересечения линий на опорах, ограничивающих пролет пересечения, устанавливаются трубчатые разрядники ²
110 кВ на металлических	Подвеска тросовых молниеотводов. Снижение импульсных сопротивлений заземлений опор до 10 Ом

¹ Не требуется специальных мер защиты пересечений, если расстояние между проводами пересекающихся линий не менее:

4 м — при пересечении между собой линий 3—20 кВ;

5 м — при пересечении линий 35—110 кВ с линиями 20 кВ и ниже;

6 м — при пересечении линий 154—220 кВ с линиями 20 кВ и ниже.

² При расположении места пересечений линий вблизи опоры (до 30 м) трубчатые разрядники могут устанавливаться только на ближайшей опоре.

На линиях 3—10 кВ для защиты пересечений на близлежащей опоре прокладываются заземляющие спуски (рис. 10-24). На линиях 35—110 кВ на деревянных опорах (без троса), на опорах, ограничивающих пролет пересечения, устанавливаются

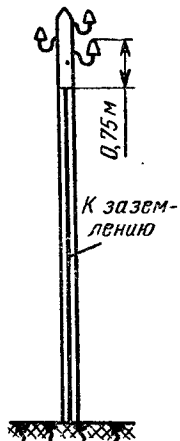


Рис. 10-24. Прокладка заземляющих спусков на опорные напряжения 6—20 кВ.

трубчатые разрядники. Молниезащита линий осуществляется в зависимости от напряжения и конструктивного исполнения линий. Условия молниезащиты приведены в табл. 10-11. Сопротивления заземлителей для линий приведены в табл. 10-12.

10-12. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВАМ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Вентильные разрядники присоединяются к шинам подстанции или электростанции через разьединитель. При установке разрядников у трансформаторов или на линиях возможно присоединение разрядников без разьединителей. На столбовых подстанциях,

как правило, вентильные разрядники присоединяются без разьединителей. В закрытых РУ вентильные разрядники устанавливаются в отдельных камерах. Разрядники и трансформаторы напряжения могут устанавливаться в одной камере и присоединяться через общий разьединитель. Место установки разрядников на подстанции или электростанции выбирается из условия максимального приближения разрядника (по длине ошиновки) к трансформаторам или генераторам.

10-13. МОЛНИЕЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ¹

Производственные, жилые и общественные здания и сооружения промышленных предприятий в зависимости от их назначения, конструктивного исполнения, географического местоположения, связанного с интенсивностью грозовой деятельности и ожидаемого количества поражения их молнией, должны быть обеспечены молниезащитой. Молниезащита указанных объектов должна быть выполнена в соответствии с указаниями и данными, приведенными в табл. 10-13.

Молниезащитой здания и сооружения оборудуются в зависимости от ожидаемого числа поражений N в год. Величина N определяется в общем случае по выражению

$$N = \frac{(b + 3h)(l + 3h)n}{10^6}, \quad (10-37)$$

где b — ширина защищаемого здания (сооружения), м; l — длина защищаемого здания, сооружения, м; h — высота здания (сооружения) по его боковым сторонам, м; n — среднее число поражений 1 квадратного километра земной поверхности в год.

¹ Приводится по данным альбома А60 ГПИ ТПЭП, выпущенного в 1970 г.

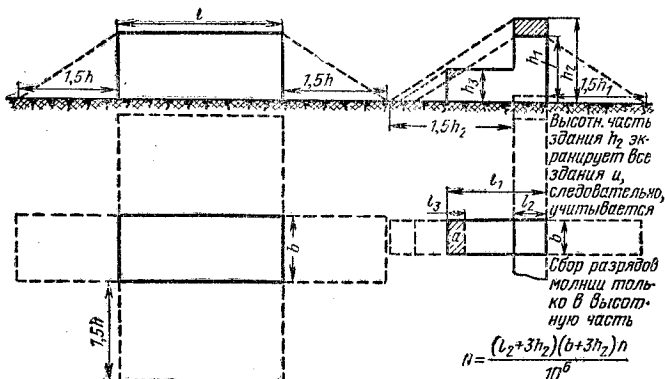


Рис. 10-25. Вероятность поражения молнией зданий или сооружений сложной конфигурации.

При $h = h_1$ остается незащищенная зона a ; при $h = h_2$ здание защищается полностью.

Таблица 10-13

Классификация зданий и сооружений по устройству молниезащиты и необходимости ее выполнения

Наименование зданий и сооружений	Местность, в которой здания и сооружения подлежат обязательной молниезащите	Категория по устройству молниезащиты
1. Производственные здания и сооружения с производствами, относимыми к классам В-I и В-II по Правилам устройства электроустановок	На всей территории СССР	I
2. Производственные здания и сооружения с помещениями, относимыми к классам В-Ia, В-Iб и В-IIa по Правилам устройства электроустановок	В местностях со средней грозовой деятельностью 10 ч и более в год	II
3. Наружные технические установки и наружные склады, содержащие взрывоопасные газы, пары, горючие и легковоспламеняющиеся жидкости (например, газгольдеры, емкости, сливоналивные эстакады и т. п.), относимые к классу В-IIa по Правилам устройства электроустановок	На всей территории СССР	II
4. Производственные здания и сооружения с производствами, относимыми к классам II-I, II-II или II-IIIa по Правилам устройства электроустановок	В местностях со средней грозовой деятельностью 20 и более грозových часов в год, при ожидаемом количестве поражений молнией здания или сооружения в год не менее 0,05 (см. п. 1, 4) для зданий или сооружений I степени огнестойкости и 0,01 — для III, IV и V степени стойкости	III
5. Производственные здания и сооружения III, IV, V степени огнестойкости, относимые по степени пожарной опасности к категориям Г и Д по СНИП II-М, 2-62, а также открытые склады твердых горючих веществ, относимые к классу II-III по Правилам устройства электроустановок	В местностях со средней грозовой деятельностью 20 и более грозových часов в год при ожидаемом количестве поражений молнией здания или сооружения в год не менее 0,05 (см. п. 1, 4)	III
6. Наружные установки, в которых применяются или хранятся горючие жидкости с температурой вспышки паров выше 45 °С, относимые к классу II-III по Правилам устройства электроустановок	В местностях со средней грозовой деятельностью 20 и более грозových часов в год	III
7. Животноводческие и птицеводческие здания и сооружения сельскохозяйственных предприятий III, IV и V степени огнестойкости следующего назначения: коровники и телятники на 1 000 голов и более, свинарники для животных всех возрастов и групп на 100 голов и более; конюшни на 40 голов и более; птичники для всех видов возрастов птицы на 100 голов и более	В местностях со средней грозовой деятельностью 40 и более грозových часов в год	III
8. Вертикальные вытяжные трубы промышленных предприятий и котельных, водонапорные и силосные башни, пожарные вышки высотой от 15 до 30 м от поверхности земли	В местностях со средней грозовой деятельностью 20 и более грозových часов в год	III
9. Вертикальные вытяжные трубы промышленных предприятий и котельных высотой более 30 м от поверхности земли	На всей территории СССР	III
10. Жилые и общественные здания, возвышающиеся на уровне общего массива застройки более чем на 25 м, а также отдельно стоящие здания высотой более 30 м, удаленные от массива застройки не менее, чем на 100 м	В местностях со средней грозовой деятельностью 20 и более грозových часов в год	III
11. Общественные здания IV и V степени огнестойкости следующего назначения: детские сады и ясли; учебные и спальные корпуса школ-интернатов; спальные корпуса и столовые санаториев, учреждений отдыха и пионерских лагерей, спальные корпуса больниц; клубы и кинотеатры	В местностях со средней грозовой деятельностью 20 и более грозových часов в год	III

Продолжение табл. 10-13

Наименование зданий и сооружений	Местность, в которой здания и сооружения подлежат обязательной молниезащите	Категория по устройству молниезащиты
12. Здания и сооружения, имеющие историческое и художественное значение, находящиеся в ведении управления изобразительных искусств и охраны памятников Министерства культуры СССР	На всей территории СССР	III

Для случая, когда здание или сооружение имеет сложную форму (конфигурацию), определение защитной зоны производят в соответствии с чертежом рис. 10-25.

Первый случай, когда наиболее высокая часть здания не экранирует полностью все здание. На рис. 10-25 незащищенная часть здания обозначена заштрихованной зоной a . В этом случае число поражений молнии определяется по выражению

$$N = \frac{[(l_2 + 3h_2)(b + h_2) + (l_3 + 3h_3)(b + h_3)]n}{10^6}; \quad (10-38)$$

здесь h_1 — высота здания, не обеспечивающая молниезащиты зоны a ; h_2 — высота здания, обеспечивающая молниезащиту всего здания; h_3 — высота здания, создающая незащищенную зону a при высоте наиболее высокой части здания, равной h_1 ; l_1 — полная длина здания; l_2 — длина наиболее высокой части здания; l_3 — длина здания, на которой не обеспечивается молниезащита здания в зоне a ; b — ширина здания.

Для отвода молний от незащищенной зоны следует устанавливать дополнительные молниеприемники.

Второй случай. Если наиболее высокая часть здания (рис. 10-25) имеет высоту, равную h_2 , то все здание экранируется, дополнительные молниеприемники устанавливать не требуется и число поражений здания определяется по выражению (10-37), где принимается $h = h_2$.

Среднее число поражений молниями одного квадратного километра земной поверхности зависит от грозовой деятельности. Связь между грозовой деятельностью и средним числом поражений молнией на одном квадратном километре (n) составляет:

При грозовой деятельности, ч/год . . .	20—40	40—80	60—80	70—100	более 100
Среднее число поражений на 1 км ² в год	2,5	3,8	5,0	6,3	7,5

В соответствии с данными [Л. 10-12] определение степени пожарной опасности производится по табл. 10-14. Степень огнестойкости зданий и сооружений определяется по табл. 10-15—10-18.

Определение необходимости молниезащиты производственных зданий и сооружений, не вошедших в указанные в табл. 10-13, может производиться по аналогии или по другим причинам, дающим основание для применения молниезащитных устройств.

Причинами для необходимости устройств молниезащиты может служить число поражений молнией в год более 0,05 для зданий и сооружений I и II степени огнестойкости; 0,01 — для III, IV и V степени огнестойкости (независимо от активности грозовой деятельности в рассматриваемом районе).

В зданиях большой площади (при ширине 100 м и более) необходимо согласно § 2.15 и 2.27 СНЗ0-69 предусматривать меры для выравнивания потенциала внутри здания во избежание повреждения электроустановок и поражения людей при прямых ударах молний в здание.

При поражении здания или сооружения возникает переходный процесс, связанный с распространением волны по конструкциям пораженного здания или сооружения. Потенциал волны нарастает до прихода отраженной от заземляющего устройства волны обратного знака и равен:

$$U_{cp} = Z_{cp} a_c \frac{2h}{V_c}, \text{ кВ}, \quad (10-39)$$

где Z_{cp} — волновое сопротивление сооружения, Ом; a_c — крутизна тока молнии в сооружении, кА/мкс; h — высота сооружения, м; V_c — скорость распространения волны на конструкции, м/мкс, принимается равной 0,5 скорости света.

При наличии в здании и сооружении конструктивных элементов, используемых для молниезащиты (металлические фермы, колонны, металлические или железобетонные связи и т. д.), кроме объединенного заземляющего устройства других мер не требуется.

Здания и сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты к I и II катего-

риям, должны быть защищены от прямых ударов молнии, от электростатической и электромагнитной индукции и от заноса высоких потенциалов через надземные и подземные металлические коммуникации. Здания и сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты к III категории, должны быть защищены от прямых ударов молнии и от заноса высоких потенциалов через надземные металлические коммуникации, а также от электростатической индук-

Таблица 10-14

Пожарная опасность промышленных зданий и сооружений в зависимости от технологической характеристики

Категории производств по пожарной опасности	Характеристика пожарной опасности технологического процесса	Наименование производств
А	Производства, связанные с применением веществ, воспламенение или взрыв которых может последовать в результате воздействия воды или кислорода воздуха; жидкостей с температурой вспышки паров 28 °С и ниже; горючих газов, нижний предел взрываемости которых 10% и менее к объему воздуха; газов и жидкостей в количествах, которые могут образоваться с воздухом взрывоопасные смеси	Цехи обработки и применения металлического натрия и калия; баратные и ксатантные цехи фабрик искусственного волокна; цехи стержневой полимеризации синтетического каучука; водородные станции; химические цехи фабрик апетатного шелка; бензино-экстракционные цехи; цехи гидрирования, дистилляции и газофракционирования производства искусственного жидкого топлива, рекуперации и ректификации органических растворителей с температурой вспышки паров 28 °С и ниже; склады баллонов для горючих газов; склады бензина, стационарные кислотные и щелочные аккумуляторные помещения электростанций, насосные станции по перекачке жидкостей с температурой вспышки паров 28 °С и ниже и т. п.
Б	Производства, связанные с применением: жидкости с температурой вспышки паров выше 28 до 120 °С; горячих газов, нижний предел взрываемости которых более 10% к объему воздуха, при применении этих газов и жидкостей в количествах, которые могут образоваться с воздухом взрывоопасные смеси; производства, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие волокна или пыль и в таком количестве, что они могут образовывать опасные смеси	Цехи приготовления и транспортировки угольной пыли и древесной муки; промыочно-пропарочные станции цистерн и другой тары от мазута и других жидкостей, имеющих температуру вспышки паров выше 28 до 120 °С; выбойные и размольные отделения мельниц; цехи обработки синтетического каучука; цехи изготовления сахарной пудры; дробильные установки для фрезерного торфа; мазутное хозяйство электростанций; насосные станции по перекачке жидкостей с температурой вспышки паров выше 28 до 120 °С и т. п.
В	Производства, связанные с обработкой или применением твердых сгораемых веществ и материалов, а также жидкостей с температурой вспышки паров выше 120 °С	Лесопильные, деревообделочные, столярные, модельные, бондарные и лесотарные цехи; трикотажные и швейные фабрики; цехи текстильной и бумажной промышленности с сухими процессами производства; предприятия первичной обработки хлопка; заводы сухой первичной обработки льна, конопля и лубяных волокон; зерноочистительные предприятия мельниц и зерновые элеваторы; цехи регенерации смазочных масел, смолоперегонные и пековарки; склады горючих и смазочных материалов; открытые склады масла и масляное хозяйство электростанций; трансформаторные мастерские; распределительные устройства с выключателями и аппаратурой, содержащей более 60 кг масла в единице оборудования; транспортные галереи и эстакады для угля и торфа; закрытые склады угля; пакгаузы смешанных грузов; насосные станции по перекачке жидкостей с температурой вспышки паров выше 120 °С и т. п.
Г	Производства, связанные с обработкой негорюемых веществ и материалов в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии и сопровождающиеся выделением лучистого тепла, систематическим выделением искр и пламени, а также производства, связанные с сжиганием твердого, жидкого и газообразного топлива	Литейные и плавильные цехи металлов, печные газогенераторные станции, кузничи, сварочные цехи, депо мотовозные; цехи горячей прокатки металлов, мотороспытательные станции, помещения двигателей внутреннего сгорания, цехи термической обработки металлов, главные корпуса электростанций, распределительные устройства с выключателями и аппаратурой, содержащей масло менее 60 кг в единице оборудования; высоковольтные лаборатории, котельные и т. п.
Д	Производства, связанные с обработкой негорюемых веществ и материалов в холодном состоянии	Механические цехи холодной обработки металлов (кроме магниевых сплавов), шихтовные (скрапные) заводы, содовое производство (кроме печных отделений), воздуходувные и компрессорные станции воздуха и других негорючих газов,

Продолжение табл. 10-14

Категории производств по пожарной опасности	Характеристика пожарной опасности технологического процесса	Наименование производств
Д	Производства, связанные с обработкой негорючих веществ и материалов в холодном состоянии	Цехи регенерации кислот, депо электрокаров и аккумуляторных электровозов; цехи инструментальные, холодной штамповки и холодной проката металлов; добыча и холодная обработка минералов, руд, асбеста, солей и других негорючих материалов; цехи текстильной и бумажной промышленности с мокрыми процессами производства, цехи переработки мясных, рыбных и молочных продуктов; щиты управления, водоочистка, багерная насосная, золошлакоотстойник, насосные и водоприемные устройства электростанций; углекислотные и хлораторные установки, градирни; насосные станции для перекачки негорючих жидкостей и т. п.

ции в случае наличия железобетонной емкости с горючими жидкостями с температурой вспышки паров выше 45°С.

Для зданий и сооружений, совмещающих в себе помещения, требующие устройства молниезащиты I и II или I и III категории, молниезащиту всего здания или сооружения следует выполнять в соответствии с требованиями для I категории. Однако, если объем помещений, требующих защиты по I категории, составляет в одноэтажных зданиях менее 30% всего объема здания, а в многоэтажных зданиях менее 30% объема помещений верхнего этажа, молниезащита всего здания в целом может быть выполнена по II категории. При этом все подземные и надземные внутрищелевые коммуникации при вводе в помещения, требующие защиты I категории, должны быть присоединены к специальному протяженному заземлителю, расположенному за пределами этих помещений и имеющему сопротивление растеканию тока промышленной частоты не более 10 Ом.

Для зданий и сооружений, совмещающих в себе помещения, требующие устройства молниезащиты II и III категорий, рекомендуется молниезащиту всего здания или сооружения выполнять в соответствии с требованиями для II категории. Если же объем помещений, требующих защиты II категории, составляет в одноэтажных зданиях менее 30% всего объема здания, а в многоэтажных зданиях менее 30% объема помещений верхнего этажа, то молниезащита всего здания в целом может быть выполнена по III категории. При этом все подземные внутрищелевые коммуникации у вводов в помещения, требующих защиты II категории, должны быть присоединены к специальному внутрищелевому заземлителю, сопротивлению растеканию тока промышленной частоты которого не превышает 10 Ом.

Требование присоединения подземных и надземных коммуникаций к специальному заземлителю должно быть выполнено для помещений защиты II категории также и в том случае, когда остальная часть зданий не подлежит молниезащите.

Заземляющие устройства.
Согласно рекомендации «Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и Указаний по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений СН 305-69» необходимо делать объединенные заземляющие устройства для защитного и молниезащитного заземления из условий безопасности людей и сооружений ввиду возможности появления разности потенциалов между раздельно выполненными контурами заземления.

Контур заземлений промышленных установок обычно уже имеют требуемое значение сопротивления растекания для защитных целей: $R_p = 1-4$ Ом для молниезащитных целей; $R_p = 20$ Ом для пожароопасных зданий и сооружений и $R_p = 10$ Ом для взрывоопасных зданий категории В-Ia, б; В-II, а и В-I, г. Причем вышеуказанные значения сопротивления растекания молниезащитных контуров должны быть у каждого токоотводящего столба.

Для защитного заземления практически безразлично, какой конструкции и каких геометрических размеров будет заземляющий контур. Важно, чтобы сопротивление контура было не более требуемой величины. Для молниезащитных устройств совершенно необходимо иметь концентрированное заземляющее устройство.

Желательно концентрированный контур иметь выполненным из вертикальных электродов, что вытекает из условия более эффективного процесса стекания импульсного тока с конструкции заземления в грунт. Использование протяженных заземлителей в виде полос, лучей или замкнутого контура для целей молниезащиты малоэффективно вследствие наличия индуктивности, которая будет препятствовать распространению тока молнии по протяженному электроду.

Таким образом, эффективность стекания тока молнии будет происходить на ограниченном участке, протяженность которого принимается равной 10-20 м от точки ввода тока на заземлитель. Из этих соображений при проектировании объединенного заземляющего устройства оно в первую оче-

Таблица 10-15

Строительные характеристики конструктивных элементов в зависимости от степени огнестойкости зданий и сооружений

Наименование конструктивных элементов сооружений	Степени огнестойкости зданий и сооружений				
	I	II	III	IV	V
Несущие стены и лестничных клеток	Из естественных или искусственных материалов, бетона, оштукатуренного с пределом огнестойкости не менее 4 ч	Из естественных или искусственных каменных материалов, бетона или железобетона с пределом огнестойкости не менее 3 ч	Из естественных или искусственных каменных материалов, бетона, оштукатуренного с пределом огнестойкости не менее 3 ч	Деревянные, брусчатые, каркасные или штитовые стены, защищенные с двух сторон штукатуркой, гипсовыми листами или асбестоцементными плитами с пределом огнестойкости не менее 0,4 ч	Деревянные, брусчатые, каркасные или штитовые стены, без защиты негорючими материалами
Заполнение фахверка каркасных стен	Кирпич, керамические и шлакобетонные камни, железобетонные или армопоситнячатые плиты с пределом огнестойкости не менее 1 ч	Кирпич, керамические или шлакобетонные камни, пенопоситнячатые блоки, железобетонные или армопоситнячатые плиты, армопоситнячатые или армопоситнячатые волнистые листы с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч	Кирпич, керамические или шлакобетонные камни, пенопоситнячатые блоки, железобетонные или армопоситнячатые плиты, армопоситнячатые волнистые листы с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч	Деревянные конструкции, оштукатуренные или защищенные с двух сторон гипсовыми или асбестоцементными листами с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч	Деревяная обшивка или полцарь между стойками, не защищенные негорючими материалами
Колонны и столбы	Кирпичные, бетонные, железобетонные, а также металлические, защищенные от действия огня, с пределом огнестойкости не менее 3 ч	Кирпичные, бетонные, железобетонные, а также металлические, защищенные от действия огня, с пределом огнестойкости не менее 3 ч. Для одноэтажных зданий, а также для многоэтажных производственных зданий с категориями Г и Д при условии отсутствия применения в них в качестве топлива горючих жидкостей разрешаются также открытые металлические конструкции с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч	Кирпичные, бетонные и железобетонные, а также металлические, защищенные от действия огня, с пределом огнестойкости не менее 3 ч	Деревянные, защищенные от огня штукатуркой или гипсовыми листами, с пределом огнестойкости не менее 0,4 ч	Деревянные, без защиты негорючими материалами

Продолжение табл. 10-13

Наименование конструктивных элементов или сооружений	Степени огнестойкости зданий и сооружений				V
	I	II	III	IV	
Междэтажные и чердачные перекрытия	Кирпичные своды, гипсовые железобетонные и керамические сборные и монолитные конструкции с железобетонными балками, а также с металлическими балками, защищенными от огня, с пределом огнестойкости не менее 1,5 ч	Кирпичные своды, гипсовые, железобетонные и керамические сборные и монолитные конструкции с железобетонными балками, а также с металлическими балками, защищенными от огня, с пределом огнестойкости не менее 1 ч. Для одноэтажных зданий, а также для многоэтажных производственных категорий Г и Д при условии отсутствия применения в них в качестве топлива горючих жидкостей разрешаются также открытые металлические конструкции с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч	Деревянные перекрытия, защищенные штукатуркой или гипсовыми листами, с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч, а также перекрытия с деревянными настилами по металлическим балкам, защищенные от огня штукатуркой или гипсовыми плитами, с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. Отдельные участки перекрытий несгораемые с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч	Деревянные перекрытия, защищенные от огня штукатуркой или гипсовыми листами, с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч	Деревянные перекрытия, не защищенные мастиками
Бесчердачные перекрытия	Железобетонные конструкции с пределом огнестойкости не менее 1,5 ч	Открытые металлические конструкции, а также стальные балки и плиты с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч	Открытые деревянные конструкции	Открытые деревянные конструкции	Открытые деревянные конструкции
Перегородки	Из несгораемых материалов с пределом огнестойкости не менее 1 ч	Из несгораемых материалов с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч	Гипсовые перегородки в стоваром каркасе, а также деревянные, защищенные штукатуркой или гипсовыми листами, с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч	Гипсовое перегородки в стоваром каркасе, а также деревянные, защищенные штукатуркой или гипсовыми листами, с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч	Деревянные перегородки, не защищенные мастиками
Брандмауэры	Из естественных или искусственных материалов, бетона или железобетона с пределом огнестойкости не менее 5 ч				

Таблица 10-16

Характеристика материалов и конструкций по возгораемости

Группа возгораемости	Характеристика по возгораемости	
	материалов	конструкций
Несгораемые	Под воздействием огня или высокой температуры не воспламеняются, не тлеют и не обугливаются	Конструкции, выполненные из несгораемых материалов
Трудногораемые	Под воздействием огня или высокой температуры с трудом воспламеняются, тлеют или обугливаются и продолжают гореть или тлеть при наличии источника огня (после удаления источника огня горение и тление прекращаются)	Конструкции, выполненные из трудногораемых материалов, а также конструкции из сгораемых материалов, защищенные от огня штукатуркой или облицовкой из несгораемых материалов
Сгораемые	Под воздействием огня или высокой температуры воспламеняются или тлеют и продолжают гореть или тлеть после удаления источника огня	Конструкции, выполненные из сгораемых материалов и не защищенные от огня штукатуркой или облицовкой из несгораемых материалов

Таблица 10-17

Характеристика конструктивных элементов зданий по огнестойкости

Степень огнестойкости зданий или сооружений	Группа возгораемости частей зданий					
	Минимальные пределы огнестойкости (в часах)					
	Несущие стены и стены лестничных клеток	Заполнение фак-верка каркасных стен	Колонны и столбы	Междупэтажные и чердачные перекрытия	Бесчердачные перекрытия	Перегородки
I	Несгораемые 4	Несгораемые 1	Несгораемые 3	Несгораемые 1,5	Несгораемые 1,5	Несгораемые 1
II	Несгораемые 3	Несгораемые 0,25	Несгораемые 3	Несгораемые 1	Несгораемые 0,25	Несгораемые 0,25
III	Несгораемые 3	Несгораемые 0,25	Несгораемые 3	Трудногораемые 0,75	Сгораемые —	Трудногораемые 0,25
IV	Трудногораемые 0,4	Трудногораемые 0,25	Трудногораемые 0,4	Трудногораемые 0,25	Сгораемые —	Трудногораемые 0,25
V	Сгораемые —	Сгораемые —	Сгораемые —	Сгораемые —	Сгораемые —	Сгораемые —

Брандмауэры

Несгораемые 5

Несгораемые 5

Несгораемые 5

Несгораемые 5

Несгораемые —

Таблица 10-18

Таблица пределов огнестойкости и групп возгораемости строительных конструкций

№ п/п.	Наименование конструкций	Толщина или наименьший размер сечения конструкции, мм	Предел огнестойкости, ч	Группа возгораемости
1	Сплошные стены и перегородки из обыкновенного и дырчатого глиняного обожженного, а также силикатного кирпича, бетона, бутобетона или железобетона	60	0,75	Несгораемые » » » »
		120	2,5	
		250	5,5	
		380	11,0	
		650	20,0	
2	Стены и перегородки из естественного камня, легкобетонных и гипсовых камней, облегченных кирпичных кладок с засыпкой или заполнением легким бетоном или термозащитными вкладышами	60	0,5	Несгораемые » » »
		120	1,5	
		250	4,0	
		380	7,0	
3	Стены и перегородки из пеностеклянных блоков	120	1,5	Несгораемые
4	То же оштукатуренные с обеих сторон	160	3,3	Несгораемые
5	Стены из волнистых асбестоцементных листов или волнистой листовой стали по стальному каркасу	—	0,25	Несгораемые
6	Фаяхверковые стены из кирпича, бетонных и естественных камней со стальным каркасом: незащищенные защищенные штукатуркой по сетке при толщине штукатурки 25 мм облицованные кирпичом при толщине облицовки: 65 мм 120 мм	—	0,3	Несгораемые » » » »
		—	0,7	
		—	2,0	
		—	4,0	
		—	—	
7	Сплошные деревянные стены и перегородки из бревен, брусьев, пластин или досок, оштукатуренные с двух сторон слоем штукатурки толщиной 20 мм	100	0,6	Трудногораемые » » »
		150	0,75	
		200	1,0	
		250	1,25	
8	Деревянные каркасные стены и перегородки, оштукатуренные или обшитые с двух сторон гипсовой сухой штукатуркой или асбестоцементными листами: пустотелые или заполненные сгораемыми материалами; с плотным заполнением несгораемыми материалами; с заполнением пустот несгораемыми рулонами или плитными материалами (минеральная вата, минеральный войлок, минеральная пробка и т. д.)	—	0,5	Трудногораемые » »
		—	0,75	
		—	0,6	
9	Фибролитовые, оштукатуренные с двух сторон стены и перегородки с деревянным каркасом	—	0,75	Трудногораемые
10	Стойки, колонны и столбы кирпичные, бетонные и железобетонные	200	2,0	Несгораемые » » » »
		300	3,5	
		400	5,0	
		500	6,5	
		650	8,5	

Продолжение табл. 10-18

№ п/п.	Наименование конструкций	Толщина или наименьший размер сечения конструкции, мм	Предел огнестойкости, ч	Группа возгораемости
11	Стальные колонны, незащищенные, с площадью сечения металла, см ² : до 100 от 101 до 200 от 201 до 300 от 301 до 400	— — — —	0,25 0,3 0,4 0,5	Несгораемые » » »
12	Стальные колонны, защищенные штукатуркой по сетке, кирпичом, бетоном, керамическими и гипсовыми блоками с заполнением внутреннего пространства колонны негорючими материалами, при толщине облицовки, мм 25 30 100 120	— — — —	0,5 2,0 4,0 5,0	Несгораемые » » »
13	Деревянные сплошные оштукатуренные стойки с сечением не менее 200×200 мм, защищенные слоем штукатурки толщиной 20 мм	—	1,0	Трудногораемые



Рис. 10-26. Общий вид молниеприемника, устанавливаемого отдельно. H — высота молниеприемника, м.

редь должно полностью использоваться и для молниезащитного заземления. Для этой цели у точки присоединения токоотвода берется участок контура размером 20—30 м и проверяется, создает ли этот участок контура требуемую для молниезащиты величину сопротивления.

В случае, если этот участок не создает требуемой величины сопротивления растекания, к нему добавляют необходимое количество вертикальных электродов. Может оказаться, что в результате добавления электродов у токоотводов общее значение сопротивления растекания контура для защитного заземления будет иметь величину значительно меньше требуемой Правилами устройства электроустановок. В этих случаях

следует выяснить, нельзя ли облегчить контур, ранее предусмотренный для защитного заземления. Для зданий и сооружений, относящихся к категории В-I и В-II по взрывоопасности, молниезащитные устройства от прямых ударов молнии выполняются конструктивно не связанными со зданием или сооружением, но для защиты от электростатической индукции необходимо создать замкнутый контур, величина сопротивления растекания которого не нормируется. Этот контур объединяется с защитным заземлением

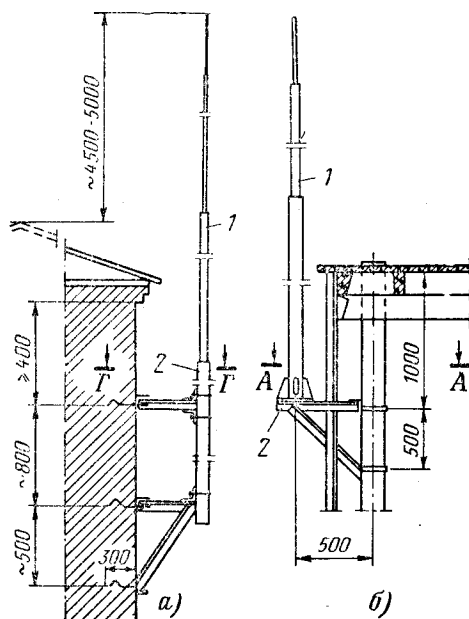


Рис. 10-27. Конструкция крепления молниеприемников типа СМ на стенах зданий или сооружений.

и может быть учтен в расчете величины сопротивления всего защитного контура.

Ниже приводятся основные чертежи конструкции молниеотводов и их крепления. На рис. 10-26 приведены отдельно стоящие молниеотводы, которые должны быть рассчитаны при высоте

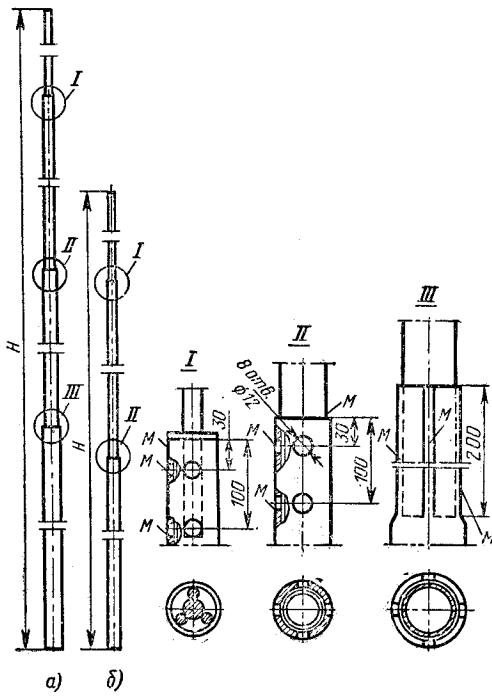


Рис. 10-28. Общий вид стержневого молниеприемника типа СМ.

а — молниеприемники СМ4 и СМ5; б — молниеприемники СМ1, СМ2 и СМ3.

30—50 м на нагрузку от ветра 30 м/с и при высоте 10—25 м на нагрузку от ветра 35 м/с. Молниеотводы при высоте 50 м

должны иметь светоограждение. На рис. 10-27 даны конструкции крепления молниеотводов на стенах зданий или сооружений: а) на кирпичной стене; б) на железобетонной стене. 1 — стержневой молниеприемник типа СМ; 2 — конструкция для крепления молниеприемника.

На рис. 10-28 дана конструкция стержневого молниеприемника типа СМ. Эти молниеприемники не разрешается устанавливать в простенках между окнами.

Защита промышленных зданий или сооружений отдельно стоящими молниеотводами. Защита здания I категории двумя отдельно стоящими молниеотводами см. рис. 10-29.

Защита промышленных зданий и сооружений молниезащитными тросами. На рис. 10-30 дан пример выполнения молниезащиты тросами. Расстояние $S_3 = 0,3 S_B$ необходимо для исключения переноса высоких потенциалов на подземные коммуникации. Расстояние S_B определяется по кривым падения потенциала. Защита от прямых ударов молнии осуществляется антенными молниеотводами. Защита от электрической индукции выполняется наложением металлической сетки на кровле.

На рис. 10-31 дан склад горючего и смазочного материала и его молниезащита. Это сооружение должно иметь защиту по II категории и обязательно защищаться от прямых ударов молнии, электростатической индукции и электромагнитной индукции.

На рис. 10-32 приведены элементы защиты дымовых труб.

Пример выполнения групповой защиты зданий первой категории при помощи молниеотвода, установленного на вытяжной

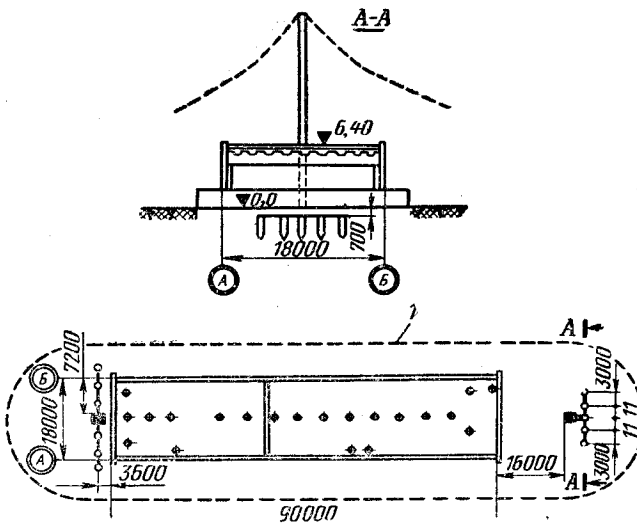


Рис. 10-29. Защита здания двумя отдельно стоящими молниеотводами.

1 — зона защиты на отметке 6,4 м.

Рис. 10-30. Молниезащита электродвигательной станции антенными молниеотводами.

1 — заземлитель защиты от электростатической индукции; 2 — антенный металлический молниеотвод; 3 — молниезащитный трос; 4 — фасад; 5 — план; 6 — зона защиты на отметке h .

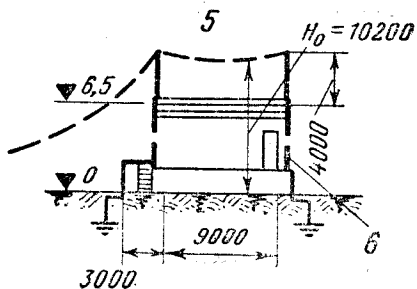
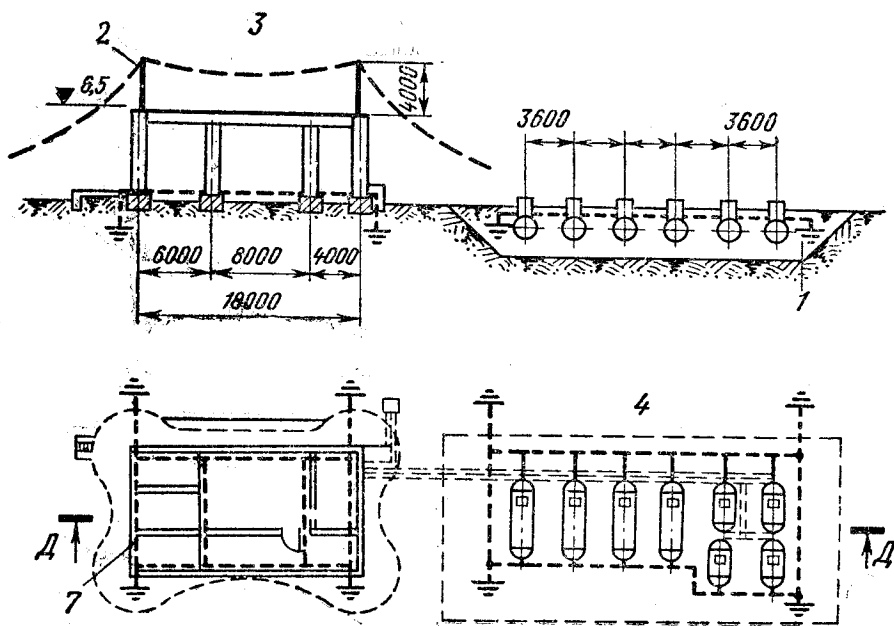
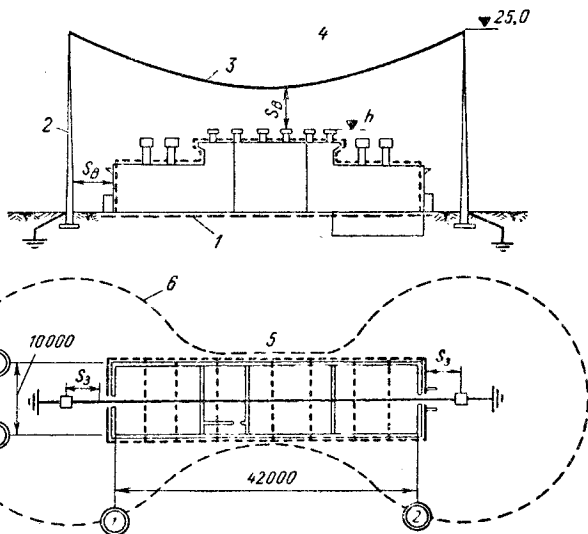


Рис. 10-31. Молниезащита склада горючих и смазочных материалов.

1 — заземлитель емкостей; 2 — стержневой металлический молниеотвод; 3 — разрез по Д-Д; 4 — план на отметке ± 0.0 ; 5 — фасад по А-А; 6 — токоотвод (спуск к заземлителю); 7 — контур заземления.

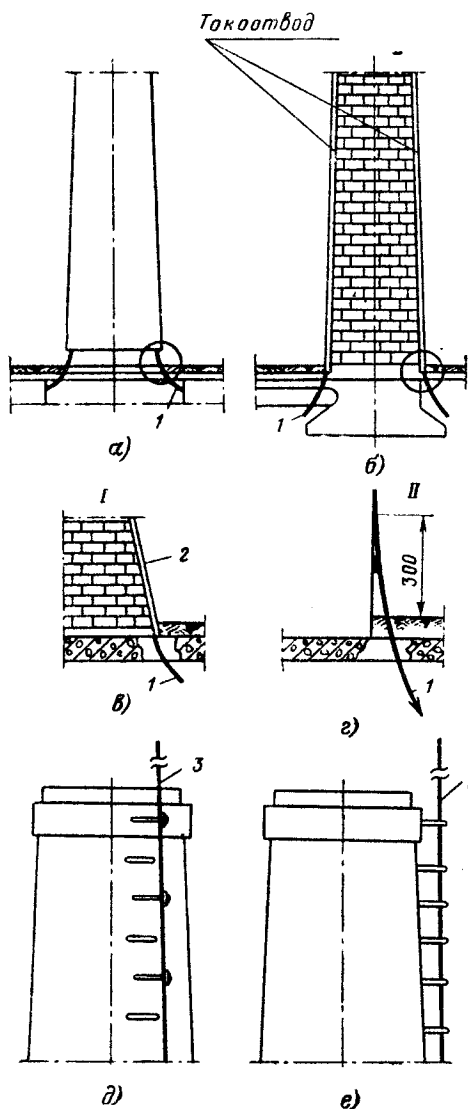


Рис. 10-32. Молниезащита дымовых труб.

а — металлическая труба; б — кирпичная труба; в — деталь основания кирпичной трубы; г — деталь основания металлической трубы; д, е — верхняя часть дымовой трубы с молниеприемником; 1 — присоединение к контуру заземления; 2 — токоотвод; 3 — молниеприемник.

трубе и отдельно стоящими молниеотводами см. рис. 10-33.

В ряде случаев молниезащита зданий осуществляется металлической сеткой, уложенной по кровле. Эта сетка соединяется с заземлителями защиты от прямых ударов молнии. Наличие металлической сетки, уложенной по крыше здания, обеспечивает молниезащиту практически в любой точке поверхности здания (рис. 10-34). Подробнее см. [Л. 10-12].

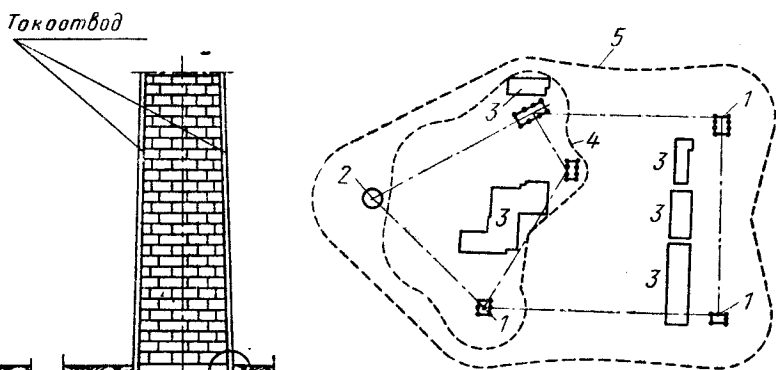


Рис. 10-33. Пример защиты зданий промышленного значения.

1 — молниеотвод; 2 — молниеотвод, установленный на дымовой трубе; 3 — промышленные здания; 4 — зона защиты на отметке 15 м; 5 — зона защиты на высоте 5 м.

На рис. 10-35 приведен пример молниезащиты здания газогенераторной станции стержневыми молниеотводами, установленными специально для этой цели на здании, и молниеотводами, установленными на газотводных трубах. Здание имеет заземлитель защиты от статического электричества.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

10-1 Правила устройства электроустановок. М., «Энергия», 1965.
 10-2. Найфельд М. Р. Заземления и защитные меры безопасности. М., «Энергия», 1965.
 10-3. Вильгейм Р., Уотерс М. Заземление нейтрали в высоковольтных системах. М., Госэнергоиздат, 1959.
 10-4. Сиротинский Л. И. Техника высоких напряжений, ч. III, вып. I. М., Госэнергоиздат, 1959.
 10-5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М., «Энергия», 1969.
 10-6 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. М., «Энергия», 1969.
 10-7. Лурье А. П. Испытание заземляющих устройств электрических установок. М., Госэнергоиздат, 1950.
 10-8. Гомберг А. Е. Измеритель заземления. М., Госэнергоиздат, 1961.
 10-9. Коршунов А. П. Выбор экономических сечений заземлителей. — «Энергетик», 1965, № 10.
 10-10. Рябкова Е. Я. Длинные вертикальные электроды для заземляющего контура подстанции. — «Электрические станции», 1965, № 10.
 10-11. Рябкова Е. Я. Заземляющий контур подстанции высокого напряжения. — «Электрические станции», 1965, № 11.

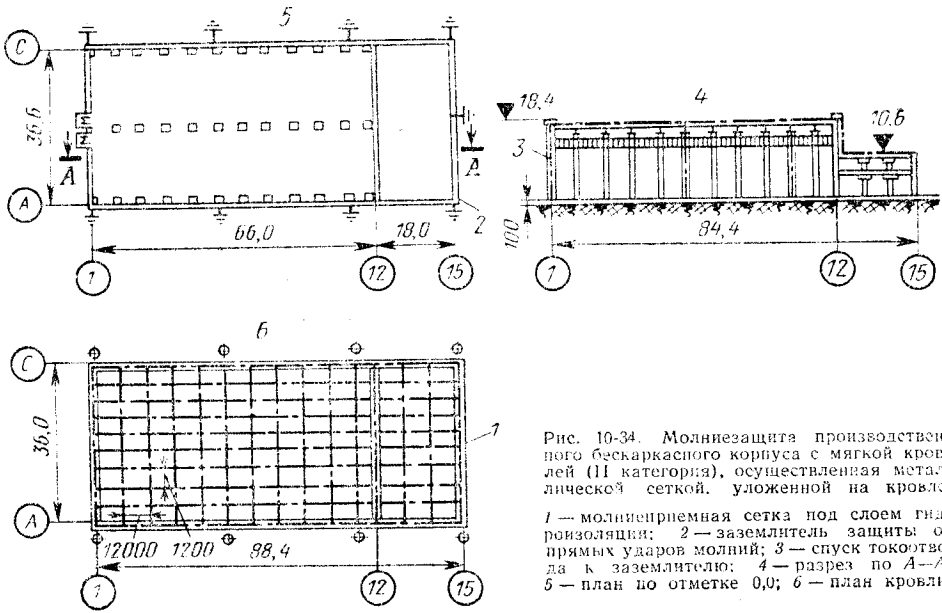


Рис. 10-34. Молниезащита производственного бескаркасного корпуса с мягкой кровлей (II категория), осуществленная металлической сеткой, уложенной на кровле.
 1 — молниеприемная сетка под слоем гидроизоляции; 2 — заземлитель защиты от прямых ударов молний; 3 — спуск токоотвода к заземлителю; 4 — разрез по А-А; 5 — план по отметке 0,0; 6 — план кровли.

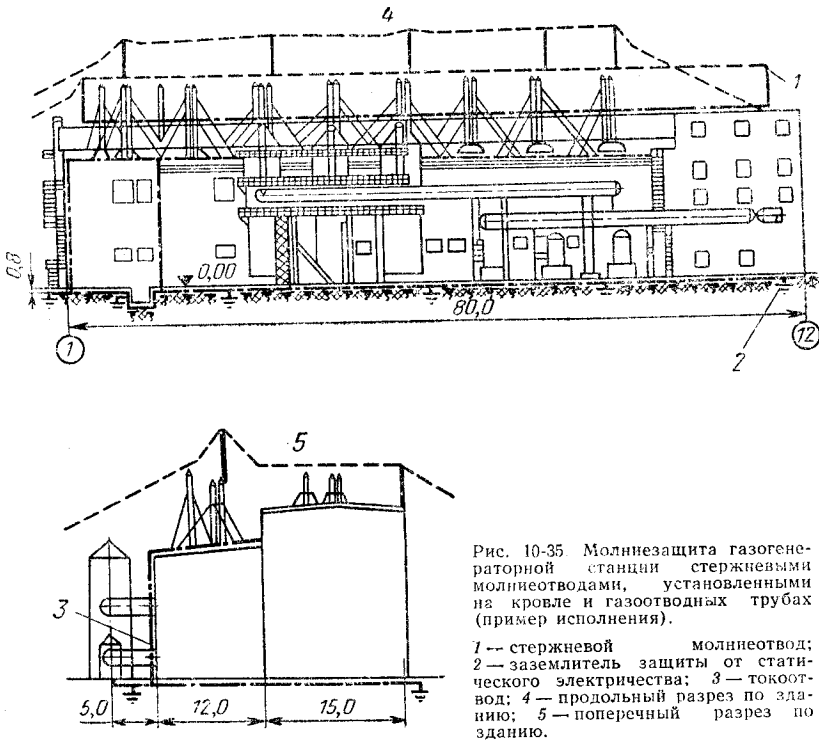


Рис. 10-35. Молниезащита газогенераторной станции стержневыми молниеотводами, установленными на кровле и газоотводных трубах (пример исполнения).
 1 — стержневой молниеотвод; 2 — заземлитель защиты от статического электричества; 3 — токоотвод; 4 — продольный разрез по зданию; 5 — поперечный разрез по зданию.

10-12. ГПИ Тяжпромэлектропроект, Альбом А60, Молниезащита зданий и сооружений промышленных предприятий. М., 1970.

10-13. Справочник энергетика промышленных предприятий под ред. А. А. Федорова, т. I, Госэнергоиздат, М., 1961.

РАЗДЕЛ ОДИННАДЦАТЫЙ

БЛУЖДАЮЩИЕ ТОКИ И ЗАЩИТА ОТ ЭЛЕКТРОКОРРОЗИИ

11-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ФИЗИЧЕСКИЕ ПОНЯТИЯ

Все нормативные данные в настоящем разделе соответствуют материалам из строительных норм СН266-63 «Правила защиты подземных металлических сооружений от коррозии» и из других печатных источников по коррозии металлических подземных сооружений.

Разрушающее действие блуждающих токов характеризуется следующими приблизительными удельными количествами электролитического разведения различных металлов в соответствии с их электрохимическими эквивалентами:

Сталь	9 кг/А·год
Свинец	34 кг/А·год
Алюминий	3 кг/А·год

Для оболочек электрических кабелей представляет интерес сопоставление коррозионных характеристик свинца и алюминия. Как видно, в весовом отношении интенсивность разведения у алюминия в 11,3 раза меньше, чем у свинца. Однако различие интенсивностей разведения по объему меньше только в 2,7 раза, поскольку удельный вес алюминия меньше приблизительно в 4,2 раза, чем свинца.

На трубопроводах, предназначенных для перекачки и транспортировки легко воспламеняющихся и взрывоопасных продуктов, в аварийных режимах могут возникать разрывы цепей, проводящих блуждающие токи, с сопровождающим опасным искрообразованием. Такие режимы могут возникать при обрывах приварных перемычек между трубопроводами, нарушении проводимости соединительных фланцев, при случайных замыканиях во время ремонтных работ и т. д. Степень опасности может быть уяснена из данных табл. 11-1, из которой видно, что в ряде случаев ток величиной всего лишь в несколько десятков миллиампер достаточен для образования воспламеняющей искры. Наиболее распространенными источниками блуждающих токов являются рельсовые сети трамвая, метрополитена и электрических железных

дорог (пригородных, магистральных и промышленных). Кроме того, источниками блуждающих токов служат катодные установки и электрические линии постоянного тока по системе провод — земля.

11-2. ЗАКОНЫ УТЕЧКИ ТОКОВ ИЗ РЕЛЬСОВ В ЗЕМЛЮ

На рис. 11-1 показана упрощенная схема участка электрической дороги постоянного тока, вдоль которой проложено неко-

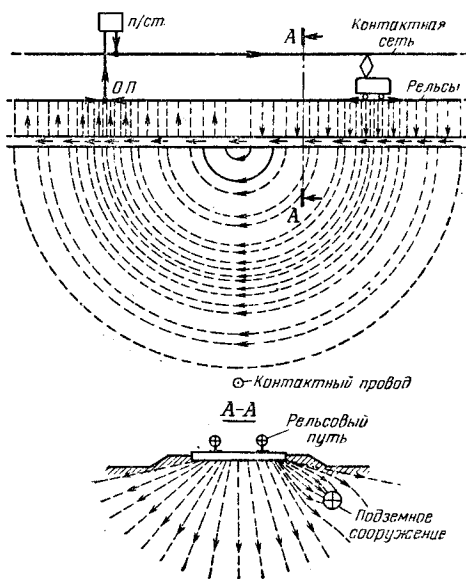


Рис. 11-1.

торое подземное металлическое сооружение. Для простоты на участке показан один электровоз. Расчетная схема для рельсового пути имеет вид однопроводной линии с утечкой при равномерно распределенных параметрах: продольном сопротивлении рельсов на единицу длины r_p , Ом/км, и переходном сопротивлении рельсы — земля

Характеристика воспламеняемости огне- и взрывоопасных смесей

Таблица 11-1

Смесь	Напряжение, В	Минимальная воспламеняющая мощность, Вт, и ток, А (в скобках) при индуктивности цепи, Г					
		0,0001	0,001	0,01	0,1	0,22	0,65
Метано-воздушная	24	—	38,5(1,6)	10(0,42)	8,35(0,14)	2,4(0,1)	—
	60	60(1)	42(0,7)	24(0,4)	7,8(0,13)	5,4(0,09)	—
Газ бензин Б-70	24	27,5(1,15)	19,5(0,81)	8,4(0,35)	2,25(0,094)	1,5(0,063)	0,96(0,04)
	60	38(0,8)	30(0,6)	18(0,3)	5,4(0,09)	3,6(0,06)	2,1(0,035)

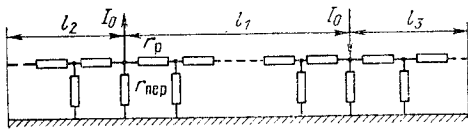


Рис. 11-2.

$r_{пер}$, Ом·км. Сопротивление земли как проводника условно приравнивается нулю. Расчетная схема изображена на рис. 11-2. На ней не показаны тяговая подстанция и контактная сеть, не влияющие на распределение токов в рельсовой сети и земле. Электровоз и отсасывающая линия замещены стрелками протекającego в них тока I_0 .

Изменение потенциалов рельсов dU_p на отрезке dx равно:

$$dU_p = -I_p r_p dx, \tag{11-1}$$

где I_p — ток в рельсах на отрезке dx .

Изменение тока в рельсах dI_p на отрезке dx равно:

$$dI_p = -\frac{U_p}{r_{пер}} dx. \tag{11-2}$$

Дифференцирование (11-1) с подстановкой dI_p из (11-2) дает:

$$\frac{d^2 U_p}{dx^2} = \frac{r_p}{r_{пер}} U_p. \tag{11-3}$$

Общее решение (11-3), как известно, дает:

$$U_p = A e^{\xi x} + B e^{-\xi x}, \tag{11-4}$$

$$I_p = -\frac{1}{m} (A e^{\xi x} - B e^{-\xi x}), \tag{11-5}$$

где

$$\xi = \sqrt{\frac{r_p}{r_{пер}}}, \text{ 1/км, и } m = \sqrt{r_p r_{пер}}, \text{ Ом.}$$

Величины A и B зависят от схемы и определяются подстановкой в (11-4) и (11-5) соответствующих граничных условий. В частности, для схемы на рис. 11-2 при $l_2 = l_3 = 0$ имеем:

$$U_p = I_0 m \frac{\text{sh } \xi (x - 0,5 l_1)}{\text{ch } 0,5 \xi l_1}; \tag{11-6}$$

$$I_p = I_0 \frac{\text{ch } \xi (x - 0,5 l_1)}{\text{ch } 0,5 \xi l_1}. \tag{11-7}$$

Параметр ξ называют характеристикой утечки. Его выражение показывает, что для снижения величины блуждающих токов надо принимать меры к уменьшению r_p и увеличению $r_{пер}$. Кроме того, надо уменьшать протяженность участка рельсовой сети, относящейся к одному отсасывающему пункту. Потенциальная диаграмма, диаграммы изменения тока в рельсах и токов утечки из рельсов в землю, а также потенциальная диаграмма подземного соору-

жения показаны на рис. 11-3. Ординаты потенциальной диаграммы подземного сооружения показаны в более крупном масштабе, поскольку фактически значения потенциалов подземных сооружений значительно меньше значений потенциалов на соответствующих участках рельсовых сетей.

На рис. 11-1 электровоз расположен в некоторой точке справа от подстанции. При перемещении электровоза и потребляемого им тока вдоль пути видоизменяются потенциальная диаграмма рельсов и диаграммы изменения всех других указанных выше величин.

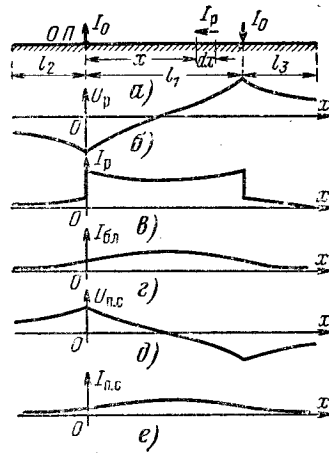


Рис. 11-3.

Если электровоз займет симметричное расположение слева от подстанции, то потенциальная диаграмма рельсов получит вид некоторого зеркального отображения относительно диаграммы, изображенной на рис. 11-3. Очевидно, что с перемещением электровоза происходит изменение ординат потенциальной диаграммы не только по величине, но на некоторых участках и по знаку, т. е. образуются знакопеременные зоны рельсовой сети.

То же происходит и на подземных сооружениях. Вблизи отсасывающего пункта потенциалы рельсового пути всегда отрицательны (катодная зона рельсов). При большом количестве электровозов на линии отдельные участки рельсов могут иметь всегда только положительный потенциал (анодная зона рельсов).

11-3. МЕРЫ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВЕЛИЧИНЫ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

Для основного источника блуждающих токов — рельсовых путей трамвая, метрополитена и электрифицированных железных дорог всех назначений — при прочих равных условиях (прочность, экономика, удобства обслуживания и др.) предпочтительными являются конструкции и материалы,

Таблица 11-2

Допускаемые среднесуточные падения напряжения в рельсах

Тип основания трамвайного рельсового пути	Максимально допустимое падение напряжения, В, при числе месяцев в году со среднемесячной температурой выше минус 5°C				
	3—4	5—6	7—8	9—10	11—12
Бетонное с рельсами, заделанными в бетон	1,2	0,8	0,6	0,5	0,4
Песчаное с замоночиением	6	4	3	2,5	2
Щебеночное с замоночиением или песчаное со слоем битуминизированного песка под штучным покрытием (до полозины высоты шпалы)	9,6	6,4	4,8	4	3,2
Бетонное с электроизоляцией корыта битуминизированным песком слоем 10—12 см	12	8	6	5	4
Шпально-песчаное и шпально-щебеночное без замоночиения	12	8	6	5	4

приводящие к возможно меньшим величинам утечки тока из рельсов в грунт.

Схема присоединения отсасывающих линий к рельсовым сетям трамвая должна быть такой, чтобы на любом участке рельсовой сети среднесуточное падение напряжения, вычисленное для любого месяца со среднемесячной температурой выше минус 5°C, не превышало значений, указанных в табл. 11-2. Потенциалы отсасывающих пунктов трамвайных рельсовых путей не должны существенно различаться между собой. Их средние разности в часы максимального движения не должны превышать: при автоматическом регулировании 0,5 В; при реостатном регулировании 1 В.

11-4. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

От почвенной коррозии металлические трубопроводы и кабели должны быть защищены изоляцией или путем укладки в неметаллические трубы, блоки, каналы, туннели и коллекторы, а в соответствующих случаях и катодной поляризацией (под катодной поляризацией понимается искусственное придание подземному сооружению отрицательного потенциала необходимой величины относительно земли с по-

мощью соответствующих технических средств). Защитные средства выбираются с учетом технико-экономических расчетов для возможных условий прокладки и на основании показателей коррозионной агрессивности среды относительно данного металла.

Коррозионную активность грунтов относительно стали можно оценивать по табл. 11-3 в соответствии с результатами измерений удельного сопротивления грунта. Для свинца кабельных оболочек коррозионную активность грунтов и вод можно оценивать по табл. 11-4 и 11-5 в соответствии с данными химических анализов.

Стальные трубопроводы в земле на территории промышленных предприятий должны иметь весьма усиленные битумные или другие равноценные по изоляции покрытия.

Подобным же образом, руководствуясь нормативами из табл. 11-6, можно оценивать коррозионную агрессивность грунтов и вод по отношению к кабелям с алюминиевыми оболочками.

При повышенной, высокой и весьма высокой коррозионной активности грунтов необходима также и катодная поляризация.

Кабели со свинцовой оболочкой и стальной броней, прокладываемые непосредственно в земле, должны иметь защиту: в грунтах средней агрессивности — путем катодной поляризации;

в грунтах высокой агрессивности — полихлорвиниловым (или иным равноценным) покрытием и при необходимости катодной поляризации.

Прокладка кабелей с голыми свинцовыми оболочками непосредственно в грунте не допускается. Они должны прокладываться в неметаллических трубках, блоках, каналах, туннелях и коллекторах. Кабели с алюминиевыми оболочками должны защищаться полихлорвиниловыми (или иными равноценными) покрытиями и при необходимости — катодной поляризацией.

При применении катодной поляризации создаваемые на металлических сооружениях защитные потенциалы не должны выходить за пределы, указанные в табл. 11-7 и 11-8. При этом не должно возникать вредных влияний на соседние металлические подземные сооружения, а установки, осуществляющие катодную поляризацию, должны работать непрерывно, за исключением коротких периодов их ремонта или замены.

Защита подземных металлических сооружений от коррозии, вызываемой блуждающими токами, представляет собой задачу, несколько отличную по сравнению с защитой от почвенной коррозии.

Опасность коррозии в этом случае устанавливается на основании определения: наличия блуждающих токов в земле; величины потенциалов данного подземного сооружения по отношению к земле, другим смежным подземным сооружениям,

Таблица 11-3

Характеристика коррозионной активности грунта относительно стали

Величина удельного сопротивления грунта, Ом·м	Более 100	20—100	10—20	5—10	Менее 5
Коррозионная активность	Низкая	Средняя	Повышенная	Высокая	Весьма высокая

Таблица 11-4

Характеристика коррозионной активности грунтов относительно свинца

Грунты	Показатели			Коррозионная активность
	Количество органических веществ, %	Количество водородных ионов (значение pH)	Количество азотных веществ, %	
Песчаные, песчано-глинистые	Не более 1	6,5—7,5	Не более 0,0001	Низкая
Глинистые, солончаковые, известковые, слабощершечные	1—1,5	5—6,5 и 7,5—9	0,0001—0,001	Средняя
Сильнощершечные, торфяные, грунты, засоренные посторонними веществами (мусором, известью, шлаком)	Более 1,5	Менее 5 и более 9	Более 0,001	Высокая

Таблица 11-5

Характеристика коррозионной активности вод относительно свинца

Воды	Показатели				Коррозионная активность
	Количество органических веществ гумуса, мг/л	Концентрация водородных ионов (значение pH)	Общая жесткость в градусах жесткости	Количество азотистых веществ, мг/л	
Речные, озерные	Не более 20	6,5—7,5	Более 15	Не более 10	Низкая
Грунтовые, речные	20—40	5—6,5 и 7,5—9	9—15	10—20	Средняя
Речные, болотные	Более 40	Менее 5 и более 9	Менее 9	Более 20	Высокая

Таблица 11-6

Характеристика коррозионной активности грунтов и вод относительно алюминия

Среда	Показатели коррозионной активности				Коррозионная активность
	Значение pH	Количество веществ в грунтах, %; содержание ионов в водах, мг/л			
		C	SO ₄ ²⁻	Fe ³⁺	
Все грунты, кроме засоренных посторонними веществами	6,0—7,5	Менее 0,001	Менее 0,005	Менее 0,002	Низкая
	4,5—6,0 и 7,5—8,5	0,001—0,005	0,005—0,01	0,002—0,01	Средняя
	Менее 4,5 и более 8,5	Более 0,005	Более 0,01	Более 0,01	Высокая
Грунтовые, речные, озерные и другие воды	6,0—7,5	Менее 5	Менее 30	Менее 1	Низкая
	4,5—6,0 и 7,5—8,5	5—50	30—150	1—10	Средняя
	Менее 4,5 и более 8,5	Более 50	Более 150	Более 10	Высокая

Таблица 11-7

Минимальные защитные потенциалы металлических подземных сооружений

Металл сооружения	Значения минимальных защитных потенциалов по отношению к неполяризующимся электродам, В			Среда
	водородному	медносульфатному	свинцовому	
Сталь	-0,55	-0,87	-0,38	Любая
Свинец	-0,2 -0,42	-0,52 -0,74	-0,03 -0,25	Кислая Щелочная
Алюминий	-0,68	-1	-	-

Таблица 11-8

Максимально допустимые значения защитных потенциалов металлических подземных сооружений

Металл сооружения	При наличии противокоррозионного покрытия или без него	Значение максимальных защитных потенциалов по отношению к неполяризующимся электродам сравнения, В			Среда
		водородному	медносульфатному	свинцовому	
Сталь	С противокоррозионным покрытием	-0,9	-1,22	-0,73	Любая
	С частично поврежденным покрытием	-1,2	-1,52	-1,03	
	Без противокоррозионного покрытия	Ограничивается вредным влиянием на соседние металлические сооружения			
Свинец	С противокоррозионным покрытием	-0,6	-0,92	-0,43	Кислая
	То же	-0,9	-1,22	-0,73	Щелочная
	Без противокоррозионных покрытий	-0,8	-1,12	-0,63	Кислая
	То же	-1	-1,32	-0,83	Щелочная
Алюминий	-	-1,08	-1,4	-0,91	-

близко расположенным рельсам электрического транспорта;

величины и направления тока в данном подземном сооружении;

поверхностной плотности тока, стекающего с сооружения в землю (для бронированных кабелей).

Электрические кабели в зоне действия блуждающих токов должны отвечать в отношении их прокладки тем же условиям, что и при наличии только почвенной коррозии, как указано выше. Кроме того, кабели связи должны иметь катодную поляризацию в анодных и знакопеременных зо-

нах независимо от величин удельного сопротивления грунта и плотности тока утечки.

Стальные трубопроводы в земле в зоне действия блуждающих токов, как правило, должны иметь весьма усиленное изоляционное покрытие независимо от агрессивности грунта. В анодных и опасных знакопеременных зонах стальные трубопроводы должны быть защищены катодной поляризацией независимо от степени агрессивности грунта.

Оценка степени коррозионной опасности в знакопеременных зонах стальных

Таблица 11-9

Характеристика коррозионной опасности в знакопеременных зонах рельсовых путей

Величина коэф-фициента несим-метричности блуждающих токов	Оценка степени опасности электрокоррозии и рекоменда-ции по защите при частоте знакопеременных блуждающих токов не ниже 0,005 Гц
До 0,3	Практически безопасная зона
От 0,3 до 0,6	Катодная поляризация осуществляется во вторую очередь после осуществления защиты в устойчивых анодных зонах
Свыше 0,6	Катодная поляризация осуществляется наравне с защитой в устойчивых анодных зонах

трубопроводов производится по величине коэффициента несимметрии потенциальных диаграмм по табл. 11-9.

При пересечении подземных металлических сооружений с путями рельсовых электрических дорог на территории промышленных предприятий расстояние от подошвы рельса до подземного сооружения должно быть не менее 1 м. Пересечение полагается производить под углом 75—90°. В местах пересечения с рельсами стальные трубопроводы должны прокладываться в футлярах или каналах на изолирующих прокладках, а изоляционные покрытия труб должны быть весьма усиленными и выступать на 3 м от конца футляра.

Электрические кабели в местах пересечений с рельсами должны прокладываться в неметаллических трубах, блоках, каналах, туннелях, обеспечивающих надежную изоляцию оболочек кабелей от земли. Не допускается пересечение подземных сооруже-

Таблица 11-10

Допускаемые приближения подземных сооружений к заземляющим дистанционным питанием провод — земля

Рабочий ток в цепи дистанционного питания по системе провод—земля, А	Минимально допустимое расстояние между заземляющим устройством и подземным сооружением, м
0,25	15
0,5	20
1	30
1,5	40
2	60
3,5	100

ний с рельсами под крестовинами и стрелками, в местах оборудования отсасывающих пунктов.

В дополнение ко всему изложенному по защите подземных сооружений от коррозии необходимо соблюдение дополнительного условия при наличии в зоне прокладок сооружений заземляющих устройств установок дистанционного питания усиленных пунктов по системе провод — земля. Расстояния от подземного сооружения до заземлений положительной полярности в этих случаях должны быть не менее указанных в табл. 11-10.

Расстояния до заземлений отрицательной полярности допускаются и меньшей величины, но при условии применения прямого электрического дренажа.

11-5. МЕТОДИКА КОНТРОЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Сопротивление изоляции отсасывающей линии (кабельной или воздушной) относительно земли измеряется мегомметром на-

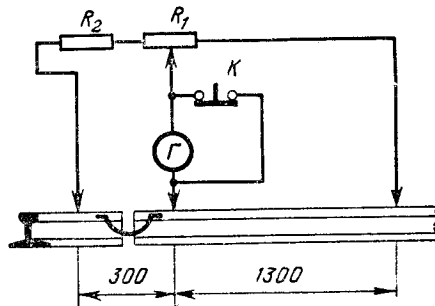


Рис. 11-4.

пряжением 1000 В. При этом отсасывающая линия должна быть отключена с обеих сторон. Электрическое сопротивление сборных стыков можно измерять стыкомером, выполненным по схеме рис. 11-4. У этого прибора шкала регулируемого сопротивления R_1 градуирована так, что при нулевом показании гальванометра Γ стрелка подвижного контакта на шкале сопротивления R_1 показывает величину сопротивления стыка, выраженную в метрах сплошного рельса. Кнопка K служит для дешунтирования прибора в момент измерения.

Измерение сопротивления контактов в отсасывающем пункте производится по схеме рис. 11-5. Здесь вольтметр должен иметь внутреннее сопротивление не менее 10 000 Ом на 1 В шкалы.

Сопротивление контакта $R_{\text{конт}}$ вычисляется по формуле

$$R_{\text{конт}} = \frac{V}{A} - R_{\text{пров}}, \quad (11-8)$$

где V — показание вольтметра, В; A — показание амперметра, А; $R_{\text{пров}}$ — вычислен-

ное сопротивление проводника между амперметром и рельсом, Ом.

Проверка соответствия нормам падения напряжения в рельсах производится по сумме абсолютных значений наибольших ординат любых двух анодной и катодной зон на потенциальных диаграммах.

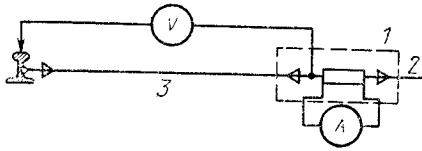


Рис. 11-5. Измерение сопротивления контактов в отсасывающем пункте.

1 — коммутационный (кабельный) ящик; 2 — отсасывающая линия; 3 — соединительный провод между отсасывающей линией и рельсами в отсасывающем пункте.

Измерение разности потенциалов рельсы — земля можно производить с помощью интегрирующих или стрелочных приборов. В последнем случае прибор должен иметь не менее 10 000 Ом на 1 В шкалы и пределы измерения 10—0—10 или 15—0—15 В.

Измерительным электродом обычно служит заостренный стальной стержень диаметром 15—20 мм с зажимом для присоединения измерительного провода. Электрод забивают на глубину 30—40 см на расстоянии 15—20 м от крайнего рельса.

Измерение потенциалов относительно земли делают у всех отсасывающих пунктов и в промежуточных точках рельсового пути через каждые 200 м. В случае пользования стрелочным прибором запись показаний в каждой точке пути ведут в течение 10—15 мин через каждые 10—15 с и вычисляют средние значения отдельно для положительных и отрицательных показаний прибора по формулам

$$U_{\text{ср}(+)} = \frac{\sum U_{(+)}}{n}; \quad U_{\text{ср}(-)} = \frac{\sum U_{(-)}}{n}, \quad (11-9)$$

где $U_{\text{ср}(+)}$ — среднее положительное значение потенциала рельс относительно земли; $U_{\text{ср}(-)}$ — то же для отрицательного потенциала; $\sum U_{(+)}$ — сумма положительных показаний прибора; $\sum U_{(-)}$ — то же для отрицательных показаний; n — общее число показаний прибора, включая нулевые.

По результатам измерений на упрощенной, по возможности спрямленной схеме рельсовой сети строят потенциальную диаграмму, откладывая вычисленные средние значения потенциалов в виде ординат перпендикулярно линиям схемы, принимаемым за оси координат.

Измерение удельного сопротивления грунта производится специальным прибором МС-08 по схеме, изображенной на рис. 11-6. Забиваемые в землю измерительные электроды располагаются равномерно в одну линию параллельно оси подземного сооружения на расстоянии 2—4 м от него

по горизонтали. Расстояние между электродами берется равным двойной глубине залегания подземного сооружения. Удельное сопротивление грунта вычисляется по формуле

$$\rho = 6,28 aR, \quad \text{Ом} \cdot \text{м}, \quad (11-10)$$

где a — расстояние между электродами, м; R — показание прибора МС-08, Ом.

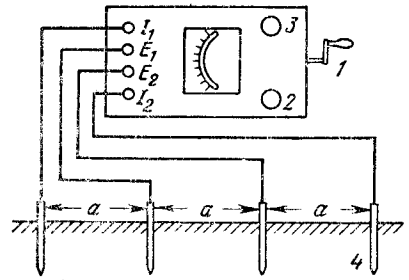


Рис. 11-6. Прибор МС-08 в схеме измерения удельного сопротивления грунта.

1 — ручка генератора; 2 — переключатель пределов измерения; 3 — регулировочный реостат; a — расстояние между измерительными электродами, равное двойной глубине залегания сооружения.

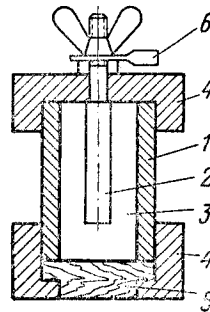


Рис. 11-7. Медносульфатный неполяризующийся электрод.

1 — пластмассовый цилиндрический корпус; 2 — стержень из красной меди; 3 — полость, заполняемая насыщенным раствором медного купороса; 4 — пластмассовые крышки; 5 — пористая (деревянная) контактная пробка; 6 — наконечник измерительного провода.

При измерении разности потенциалов подземное сооружение — земля, если абсолютные значения показаний прибора не превышают 1 В, следует применять неполяризующиеся электроды. При больших значениях показаний прибора можно проводить измерения с помощью стальных или свинцовых электродов. В первом случае берут вольтметр с внутренним сопротивлением не менее 20 000 Ом на 1 В шкалы, во втором случае — не менее 10 000 Ом на 1 В шкалы.

При измерениях с медносульфатным неполяризующимся электродом, эскиз которого показан на рис. 11-7, истинные разности потенциалов сооружение — земля $U_{\text{соор}}$ определяются по формуле

$$U_{\text{соор}} = \pm U_{\text{изм}} \mp 0,32, \quad \text{В}, \quad (11-11)$$

где $\pm U_{\text{изм}}$ — показания прибора, В.

В этих измерениях заземляющий электрод располагают над обследуемым соору-

женнем по возможности ближе к нему. При измерениях стрелочным прибором в зоне действия блуждающих токов запись показаний ведут в течение 10—15 мин с интервалами в 10—15 с. Вычисление средних значений потенциалов в каждой контрольной точке производится аналогично тому, как это выше указано для рельсовых путей. По результатам подсчетов строятся потенциальные диаграммы также аналогично тому, как указано выше для рельсовых путей.

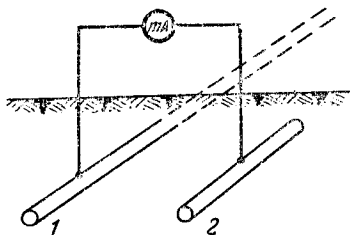


Рис. 11-8. Измерение плотности тока утечки с оболочки кабеля.

1 — обследуемый кабель; 2 — вспомогательный электрод.

Ток в подземном сооружении может быть определен по результатам измерений падения напряжения между двумя точками, отстоящими на некотором расстоянии l друг от друга, по формуле

$$I_{cp} = \frac{\Delta U_{cp}}{rl}, \text{ А,} \quad (11-12)$$

где I_{cp} — среднее значение тока за период измерения, А; ΔU_{cp} — среднее значение падения напряжения по записям показаний измерительного прибора, В; r — сопротивление единицы длины подземного сооружения, Ом/м; l — расстояние между точками присоединения измерительного прибора, м.

Для измерений применяют милливольтметр с пределами шкалы 1—0—1 и 10—0—10 мВ. Направление тока определяется направлением отклонения стрелки прибора от нулевого показания. Плотность тока утечки с поверхности кабеля в грунт определяется с помощью вспомогательного электрода, зарытого вблизи самого кабеля (рис. 11-8). Вспомогательный электрод изготавливается из деревянного стержня с навитой на него кабельной бронелентой, зачищенной до блеска, с площадью поверхности не менее 1 дм². Земля вокруг этого электрода утрамбовывается и увлажняется.

Между оболочкой (броней) кабеля и вспомогательным электродом включается с помощью изолированных проводников миллиамперметр с внутренним сопротивлением 1—5 Ом.

Плотность тока утечки с поверхности кабеля вычисляется по формуле

$$j_{cp} = \frac{kl_{cp}}{s}, \text{ мА/дм}^2, \quad (11-13)$$

где j_{cp} — среднее значение плотности тока утечки, мА/дм²; I_{cp} — среднее значение показаний миллиамперметра за период измерения, мА; s — поверхность ленты измерительного электрода, дм²; k — коэффициент, характеризующий отношение средне-суточной тяговой нагрузки ближайшей к месту измерения тяговой подстанции к ее среднему значению за 1 ч в период измерения плотности тока утечки.

Плотность тока утечки с поверхности трубопровода можно определять путем измерения величин токов в двух различных точках трубопровода, отстоящих на некотором расстоянии l друг от друга (рис. 11-9). Вычисления производятся в зависимости от направлений токов в точках А и Б по формулам

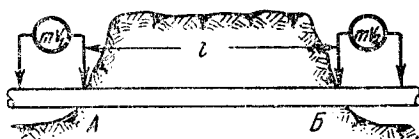


Рис. 11-9.

а) при согласных направлениях токов (оба тока направлены вправо или оба влево)

$$j_{cp} = \frac{(I_{Acp} - I_{Bcp}) \kappa}{s}, \text{ мА/дм}^2; \quad (11-14)$$

б) при противоположно направленных токах

$$j_{cp} = \frac{(I_{Acp} + I_{Bcp}) \kappa}{s}, \text{ мА/дм}^2. \quad (11-15)$$

Здесь s — площадь соприкосновения сооружения с грунтом между точками А и Б, вычисляемая по величинам расстояния l и наружного диаметра трубопровода, дм². Остальные обозначения аналогичны поясненным выше.

Коэффициент несимметричности блуждающих токов γ определяется на основании параметров построенных потенциальных диаграмм рельсовых сетей по формуле

$$\gamma = \frac{U_{соор(+)}}{U_{соор(+)} + U_{соор(-)}}, \quad (11-16)$$

где $U_{соор(+)}$ — среднее значение наибольшего положительного потенциала в знакопеременной зоне подземного сооружения; $U_{соор(-)}$ — то же для наибольшего отрицательного потенциала в той же зоне.

Частота знакопеременных блуждающих токов f определяется по формуле

$$f = \frac{n}{3600}, \text{ 1/с,} \quad (11-17)$$

где n — число циклов за 1 ч, причем под циклом понимается процесс на некотором

отрезке времени, в течение одной части которого потенциал сооружения принимает непрерывно только положительные значения, а в течение другой части — только отрицательные.

Длительность измерений, необходимая для определения f , должна быть не менее 1 ч в течение дневного периода суток.

11-6. СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ ОТ КОРРОЗИИ¹

В качестве средств защиты подземных металлических сооружений от коррозии в большинстве случаев применяются различные изоляционные покрытия и электроустановки катодной поляризации. Примеры конструкций противокоррозионных покрытий для стальных трубопроводов даны в табл. 11-11 и 11-12.

В табл. 11-13—11-16 приведены основные технические характеристики по некоторым электрическим установкам, а на рис. 11-10—11-12 показаны принципиальные электрические схемы соответствующих установок.

¹ В настоящем разделе справочника ввиду его краткости даны сведения или упоминания лишь о наиболее распространенных или характерных конструкциях изоляционных покрытий, приборов, аппаратуры и т. д., с целью показать лишь примеры. Для получения более подробных сведений по этим вопросам необходимо обращаться к соответствующим специальным ведомственным материалам.

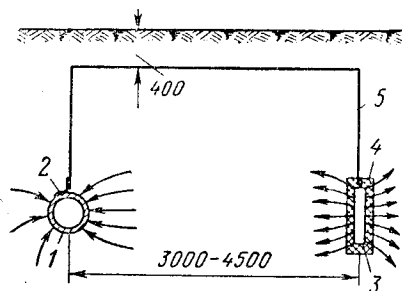


Рис. 11-10. Принципиальная схема протекторной защиты трубопровода.

1 — защищаемый трубопровод; 2 — приварная пластина для присоединения соединительного провода; 3 — анодный электрод (протектор); 4 — активизирующий наполнитель из смеси сернокислого магния, сернокислого кальция и глины; 5 — соединительный изолированный провод (типа ВРГ или равноценных, сечением 2,5—4 мм²).

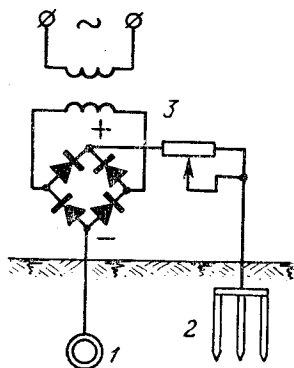


Рис. 11-11. Принципиальная схема катодной защиты трубопровода.

1 — защищаемый трубопровод; 2 — анодный электрод (заземлитель); 3 — катодная станция.

Таблица 11-11

Примеры конструкций битумно-резиновых противокоррозионных покрытий стальных трубопроводов (наносимых на трассе)

Тип изоляции	Конструкция покрытия	Толщина покрытия, мм
Нормальный	Грунтовка, мастика — 3 мм, стеклохолст или крафт-бумага	3
Усиленный	Грунтовка, мастика — 5,5 мм, стеклохолст или крафт-бумага	5,5
Весьма усиленный	Грунтовка, мастика — 4 мм, бризол — 1,5 мм; мастика — 3 мм, стеклохолст или крафт-бумага	8,5

Таблица 11-12

Примеры конструкций противокоррозионных покрытий из липких пластмассовых лент поливинилхлорида или полиэтиленов для стальных трубопроводов

Тип изоляции	Конструкция покрытия	Толщина покрытия, мм
Нормальный	Липкая лента в один слой	Не менее 0,35
Усиленный или весьма усиленный	Липкая лента в два слоя	Не менее 0,7

Таблица 11-13

Конструктивные данные цилиндрических протекторов из магниевых сплавов со стальными сердечниками

Тип протектора	Диаметр, мм	Высота, мм	Масса, кг	Стальной сердечник		
				Диаметр, мм	Форма	Выводы
МГА-1	110	600	10,4	3	Спираль	С одного торца
МГА-2	110	600	10,4	3	То же	С обоих торцов
МГА-3	85	500	5,2	3—4	То же	С одного торца
МГА-4	85	500	5,2	3—4	То же	С обоих торцов
МГА-5	110	600	10,4	4—5	Стержень	С одного торца
МГА-6	110	600	10,4	4—5	То же	С обоих торцов
МГА-7	85	500	5,2	3—4	То же	С одного торца
МГА-8	85	500	5,2	3—4	То же	С обоих торцов

Таблица 11-14

Основные характеристики катодных станций, питаемых от источника переменного тока 220/127 В

Тип катодной станции	Пределы выпрямленного напряжения, В	Максимальный выпрямленный ток, А	Габариты, мм
КСС-75	3—12	6,25	410×315×220
	6—24	3,12	
КСС-150	3—12	12,5	430×325×238
	6—24	6,25	
КСС-300	3—12	25,0	500×384×262
	6—24	12,5	
КСС-600	3—12	50,0	595×444×262
	6—24	25,0	
КСС-1200	3—12	100,0	635×510×310
	6—24	50,0	
	12—48	25,0	
КС-400	10—40	10,0	608×620×205
КСГ-500-1	10—50	10,0	310×545×280
КСГ-1200-1	10—60	20,0	410×635×280
ССКЗ	10—40	120,0	1 600×600×350

Таблица 11-15

Основные характеристики поляризованных электродренажных устройств

Тип электродренажного устройства	Номинальный ток дренажа, А	Чувствительность по напряжению, В	Принцип запитывания обратного тока	Габариты, мм
ПЭД-АКХ-57У	250	0,01—0,02	Релейно-контактная система	—
ПЭД-АКХ-ОРГГАЗ	250	0,02—0,03	То же	—
ПЭД-58	100	0,5	Комбинированная система	550×330×270
ПГД-200	200	0,7	Германиевые диоды	460×520×225
ДП-63	300	0,7	Комбинированная система	682×476×443
ПДУ-60	600	1,0	То же	1 350×450×1 650
ПД-3а	300	0,6	Кремниевые диоды	305×366×782
ПД1-1	300	0,5	Комбинированная система	390×280×760

Таблица 11-16

Основные характеристики усиленных электродренажных устройств

Тип электродренажного устройства	Номинальный ток дренажа, А	Номинальная мощность вольтодобавочного устройства, Вт	Габариты, мм
УД-АКХ	250	2 000	600×550×1 100
УД-2400	300	2 400	380×570×870

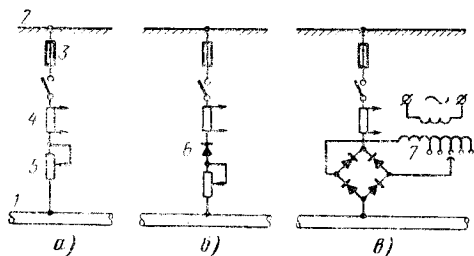


Рис. 11-12. Принципиальная схема дренажной защиты.

а — прямой дренаж; б — поляризованный дренаж; в — усиленный дренаж; 1 — защищаемое подземное сооружение; 2 — рельсы; 3 — плавкий предохранитель; 4 — шунт для присоединения измерительного прибора; 5 — регулируемое сопротивление; 6 — вентиль (применяются так же релейно-контакторные и комбинированные схемы); 7 — регулируемое выпрямительное устройство, питаемое от общих сетей переменного тока.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

11-1. Правила защиты подземных металлических сооружений от коррозии, СН 266-63. М., Стройиздат, 1964.

11-2. Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок, ГПИ Тяжпромэлектропроект, 1970, № 10.

11-3. Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии, МКХ РСФСР, 1965.

11-4. Защита подземных металлических

сооружений от коррозии, справочник под ред. Н. И. Рябева. Изд. МКХ РСФСР, 1959.

11-5. Справочник по транспорту газов, под ред. К. С. Зарембо. М., Гостоптехиздат, 1954.

11-6. Временная инструкция по защите городских газопроводов от электрохимической коррозии. Изд. МКХ РСФСР, 1955.

11-7. Францевич И. Н. и др. Комплексная электрозащита газопровода Дашава — Киев от коррозии. Изд. АН УССР, 1955.

РАЗДЕЛ ДВЕНАДЦАТЫЙ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Под электрическим расчетом сети понимают расчет, в результате которого определяются напряжения во всех узлах и потоки мощности во всех ветвях схемы замещения сети. Электрический расчет проводится для решения следующих задач: определение потерь мощности и энергии в элементах сети, выбор сечения проводов и кабелей, выбор устройств для регулирования напряжения и для компенсации реактивной мощности и многих других.

Первым этапом электрического расчета является согласование схемы замещения. Составить схему замещения какой-либо сети — это значит выбрать схему замещения каждого элемента сети и рассчитать ее параметры, соединить схему замещения отдельных элементов в той же последовательности, в которой соединены сами элементы в сети, и привести все параметры схемы замещения к одной ступени напряжения.

12-1. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

В качестве схемы замещения воздушных и кабельных линий в общем случае применяется П-образная схема замещения

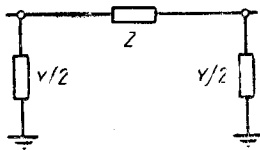


Рис. 12-1. П-образная схема замещения линии.

(рис. 12-1) с сосредоточенным сопротивлением Z и разнесенной по концам проводимостью Y . Сопротивление схемы замещения Z отражает наличие активного R и индуктивного X сопротивления проводов линии, а проводимость Y — наличие утечки активной составляющей тока из-за несовершенства изоляции и потерь мощности на корону (активная проводимость G) и утечки реактивной составляющей тока, вызванной частичными емкостями между фазными проводами и землей (емкостная проводимость B).

Параметры схем замещения для линий электропередачи с длиной не более 500 км определяются по выражению

$$\left. \begin{aligned} Z &= R + jX = (r_0 + jx_0) l; \\ Y &= G + jB = (g_0 + jb_0) l. \end{aligned} \right\} \quad (12-1)$$

Здесь r_0 и x_0 — погонные (на единицу длины) активное и индуктивное сопротив-

ления фазных проводов; g_0 и b_0 — погонные активная и емкостная проводимости.

Погонное активное сопротивление r_0 можно взять из таблиц физико-технических данных проводов и кабелей (табл. 32-1, 32-2), где величина его получена путем непосредственного измерения на заводских образцах и отнесена к температуре $+20^\circ\text{C}$.

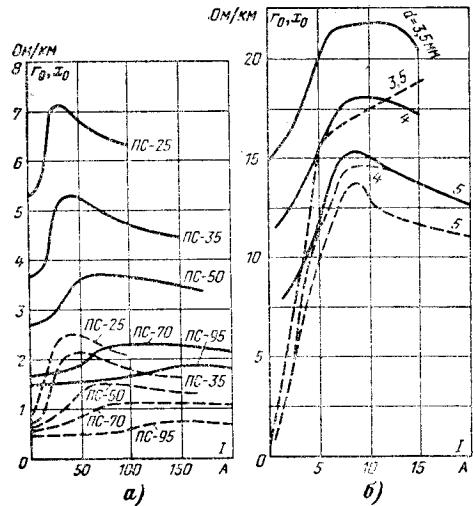


Рис. 12-2. Активные и индуктивные сопротивления стальных проводов в зависимости от тока.

a — для многопроволочных проводов; b — для однопроволочных проводов; — активное сопротивление r_0 , Ом/км; - - - полное индуктивное сопротивление $x_0 = x'_0 + x''_0$, где x'_0 — внешнее индуктивное сопротивление, принятое равным 0,4 Ом/км; x''_0 — внутреннее индуктивное сопротивление, Ом/км.

При известной температуре ϑ материала проводов перерасчет сопротивления осуществляется по формуле

$$r_\vartheta = r_0 [1 + \alpha (\vartheta - 20)], \quad (12-2)$$

где r_0 — погонное сопротивление при температуре $+20^\circ\text{C}$; α — температурный коэффициент электрического сопротивления (для медных, алюминиевых и сталеалюминиевых проводов $\alpha = 0,004$, для стальных $\alpha = 0,00455$).

Приближенные значения погонного сопротивления можно определить по формуле

$$r_0 = \frac{\rho}{s}, \quad (12-3)$$

где s — сечение токоведущей части провода; ρ — расчетное удельное сопротивление материала провода, равное $\rho = 31,5 \text{ Ом}\cdot\text{X}$

$\times \text{мм}^2/\text{км}$ для алюминия и $\rho = 18,8 \text{ Ом} \times \text{мм}^2/\text{км}$ для меди.

Погонное активное сопротивление r_0 воздушной линии, выполненной из стальных проводов, зависит не только от сечения, но и от тока, протекающего по фазам (ввиду резкого проявления поверхностного эффекта и перемагничивания проводов). В этом случае r_0 определяется по номограммам в зависимости от величины тока и марки провода (рис. 12-2). Номограммы построены по экспериментальным данным заводских испытаний.

Погонное индуктивное сопротивление x_0 Ом/км проводов из цветного металла определяется выражением

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d} + 0,016, \quad (12-4)$$

где d — расчетный диаметр провода, определяемый по таблицам физико-технических данных проводов (табл. 32-1, 32-2); $D_{\text{ср}}$ — среднегометрическое расстояние между фазными проводами,

$$D_{\text{ср}} = \sqrt{D_{12}D_{13}D_{23}}. \quad (12-5)$$

В последней формуле D_{12} , D_{13} , D_{23} — расстояния между осями всех фазных проводов. При горизонтальном расположении проводов с расстоянием между соседними проводами, равном D ,

$$D_{\text{ср}} = D \sqrt[3]{2} = 1,26D. \quad (12-6)$$

В высоковольтных воздушных линиях с напряжением 330 кВ и выше получило распространение расщепление фазных проводов, выполняемое с целью уменьшения потерь мощности на корону и уменьшения индуктивного сопротивления. Обычно для воздушных линий 330 кВ применяется расщепление фазы на 2 провода, линий 500 кВ — на 3 провода и линий 750 кВ на 4 провода. При расщеплении фазы на n проводов индуктивное сопротивление x_0 определяется выражением

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_3} + \frac{0,016}{n}, \quad (12-7)$$

где r_3 — эквивалентный радиус расщепленной фазы.

В случае двух проводов в фазе с расстоянием a между ними

$$r_3 = \sqrt{\frac{d}{2}} a = 0,707 \sqrt{da};$$

при трех проводах

$$r_3 = \sqrt[3]{\frac{d}{2}} a^2 = 0,795 \sqrt[3]{da^2};$$

при четырех проводах

$$r_3 = \sqrt[4]{\frac{V_2}{2}} da^3 = 0,915 \sqrt[4]{da^3}.$$

Для стальных проводов индуктивное сопротивление определяется по выражению

$$x_0 = x_0' + x_0'',$$

где $x_0' = 0,144 \lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d}$ — индуктивное сопротивление, обусловленное внешним по отношению к проводу магнитным потоком; x_0'' — индуктивное сопротивление, обусловленное магнитным потоком внутри провода.

Величина x_0'' ввиду насыщения стали зависит от протекаемого по проводам тока и определяется по номограммам в зависимости от величины тока и марки провода (рис. 12-2).

Активная проводимость G в схемах замещения воздушных и кабельных линий при электрическом расчете может не учитываться по следующим причинам:

1. Активная проводимость, обусловленная несовершенством изоляции и потерями в диэлектрике (для кабелей), настолько мала, что ею можно пренебречь без ущерба для точности расчетов.

2. Потери активной мощности на корону практически имеют место лишь в воздушных линиях с номинальным напряжением 220 кВ и выше. Однако даже для таких линий они пренебрежимо мало влияют на распределение активной мощности вдоль линий в рабочих режимах и, следовательно, не сказываются на потерях напряжения. Потери активной мощности на корону следует учитывать лишь в воздушных линиях с номинальным напряжением 220 кВ и выше при определении потерь мощности и энергии. Методика определения потерь мощности и энергии на корону приведена в § 12-2.

Погонная емкостная проводимость b_0 сим/км воздушных линий с достаточной для инженерных расчетов точностью может быть определена по формуле

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d}} 10^{-6}. \quad (12-8)$$

При расщепленных фазах погонная емкостная проводимость рассчитывается по выражению

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_3}} 10^{-6}, \quad (12-9)$$

где эквивалентный радиус расщепленной фазы определяется так же, как и в случае расчета погонного индуктивного сопротивления.

Для кабельных линий ввиду отсутствия геометрических размеров кабелей погонные индуктивное сопротивление и емкостная проводимость определяются из таблиц физико-технических данных кабелей.

12-2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ НА КОРОНУ

Исходные положения. Корона возникает при начальной напряженности $E_{нкВ_{\max}}/см$ определяемой следующей эмпирической формулой [Л. 12-1]:

$$E_n = 30,3m\delta \left[1 + \frac{0,424}{\sqrt{d\delta}} \right], \quad (12-10)$$

где d — расчетный диаметр провода, см; δ — относительная плотность воздуха; m — коэффициент негладкости, принимаемый для витого провода равным 0,82.

Для основных марок сталеалюминиевых проводов значения E_n при относительной плотности воздуха $\delta=1$ лежат в узких пределах 30—32 кВ_{макс}/см.

Если напряженность E на поверхности провода оказывается больше E_n , то возникает общая корона. С общей короной связаны недопустимо высокие радиопомехи и потери энергии. Поэтому по существующим нормам напряженность на проводах не должна превышать 0,9 E_n . На проводе с идеально отшлифованной поверхностью коронный разряд при $E < E_n$ не возникает. Однако в действительности на поверхности проводов имеются царапины, заусенцы и загрязнения.

Во время выделения атмосферой осадков на поверхности провода образуются местные неровности в виде капель дождя, кристалликов снега или изморози. Все эти неровности приводят к местным повышениям напряженности поля и местным очагам коронного разряда. Корона при $E < E_n$ называется местной короной. При выборе проводов воздушных линий местная корона допускается. Поэтому определение потерь мощности на местную корону имеет большое значение.

Основные данные для расчета потерь мощности на корону находятся экспериментальным путем на опытных пролетах и на действующих линиях, снабженных измерительной аппаратурой. Потери мощности на местную корону ΔP_k в проводах воздушных линий выражаются функциональной зависимостью

$$\Delta P_k = \frac{nd^2 E_э}{4} F \left(\frac{E_э}{E_n} \right), \quad (12-11)$$

где n — число проводов в фазе; d — расчетный диаметр фазного провода, см; $E_э$ — эквивалентная напряженность поля расщепленной фазы, кВ_{макс}/см; E_n — начальная напряженность короны, кВ_{макс}/см.

Потери на корону зависят от погоды. Учитываются следующие основные виды погоды: 1) хорошая погода; 2) дождь (включая мокрый снег); 3) снег; 4) изморозь. Функции $F_{х.п.}$, F_d , F_c , $F_{из}$ для указанных видов погоды приведены на рис. 12-3. При этом значения функции $F_{х.п.}$ приведены для различного числа проводов в фазе ($n=1, 2, 3, 4$). Функции F_d , F_c , $F_{из}$ практически не

зависят от числа проводов в фазе, поэтому на рис. 12-3 для них приведены усредненные данные.

В среднем при типовом проектировании воздушных линий в районах с умеренным

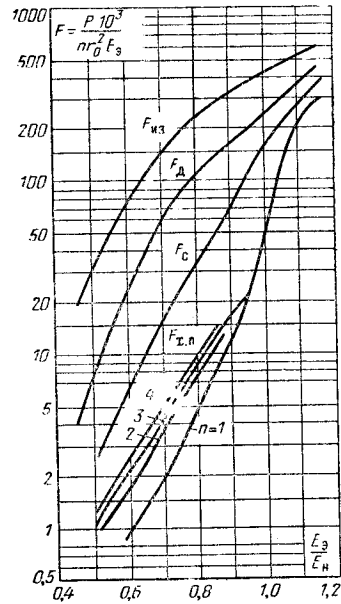


Рис. 12-3. Функция потерь мощности на корону. $F_{х.п.}$ — хорошая погода без осадков, для числа проводов $n=1, 2, 3, 4$ в фазе; F_c — снег; F_d — дождь и мокрый снег; $F_{из}$ — изморозь независимо от числа проводов в фазе.

климатом можно принимать продолжительность хорошей погоды $T_{х.п.}=7235$ ч, дождя и мокрого снега $F_d=500$ ч, снега $T_c=800$ ч, изморозь $T_{из}=225$ ч. В этом случае среднегодовые потери мощности на корону трехфазной воздушной линии (кВт/км) и потери энергии на корону за год (кВт·ч/км) определяются по следующим формулам:

$$\Delta P_{к.г} = \frac{nd^2 \cdot 10^{-3}}{4 \cdot 8760} \times \left\{ \left[\sum_{i=1} F_{х.п} \left(\frac{E_{iэ}}{E_{н,\delta}} \right) E_{iэ} \right] \delta^2 T_{х.п} + \left[\sum_{i=1,2,3} F_d \left(\frac{E_{iэ}}{E_{н,\delta=1}} \right) E_{iэ} \right] T_d + \left[\sum_{i=1,2,3} F_c \left(\frac{E_{iэ}}{E_{н,\delta=1}} \right) E_{iэ} \right] T_c + \left[\sum_{i=1,2,3} F_{из} \left(\frac{E_{iэ}}{E_{н,\delta=1}} \right) E_{iэ} \right] T_{из} \right\}; \quad (12-12)$$

$$\Delta A_{к.г} = \Delta P_{к.г} \cdot 8760. \quad (12-13)$$

В формуле (12-12) суммирование осуществляется по фазам ($i=1, 2, 3$) воздушной линии.

Упрощенная методика определения потерь мощности и энергии на местную корону. В качестве исходных данных для расчета должно быть задано следующее: высота трассы воздушной линии над уровнем моря H ; среднегодовая температура $t_{с.г.}$; среднегеометрическое расстояние между фазами $D_{ср.}$; марка провода и число проводов в фазе; междуфазное напряжение воздушной линии $U_{м.ф.}$.

Расчет потерь мощности и энергии на местную корону производится в следующей последовательности:

1. Определяется давление воздуха P на высоте трассы воздушной линии над уровнем моря:

$$P = P_0 (1 - 10^{-4} H), \quad (12-14)$$

Число проводов в фазе n	2
Коэффициент β	2
Эквивалентный радиус $r_э$	$0,707 \sqrt{da}$

где $P_0=760$ мм рт. ст.— давление воздуха над уровнем моря; H — высота над уровнем моря, м.

2. Определяется относительная плотность воздуха

$$\delta = 0,386 \frac{P}{T}, \quad (12-15)$$

где $T=273+t_{с.г.}$ (°C) — среднегодовая температура в градусах Кельвина.

3. По формуле (12-10) определяем начальную напряженность короны при δ , полученном из выражения (12-15), и при $\delta=1$.

4. Определяется эквивалентная напряженность поля на поверхности проводов всех трех фаз $E_{1э}, E_{2э}, E_{3э}$. В случае одного провода в фазе напряженность поля на поверхности проводов крайних фаз равна:

$$E_{1э} = E_{3э} = 0,705 \frac{U_{м.ф.}}{d \lg \frac{2D_{ср.}}{d}}, \quad (12-16)$$

где $U_{м.ф.}$ — междуфазное напряжение, кВ; d — диаметр провода, см; $D_{ср.}$ — среднегеометрическое расстояние между фазами, см.

Напряженность поля на поверхности провода средней фазы принимается на 7% больше, чем на проводах крайних фаз:

$$E_{2э} = 1,07E_{1э}.$$

В случае расщепления фазы на n проводов эквивалентная напряженность поля i -й фазы ($i=1, 2, 3$) вычисляется по формуле

$$E_{iэ} = E_{iср} \left[1 + \gamma \left(\frac{E_{iср}}{E_n} \right) \right], \quad (12-17)$$

где

$$\gamma = 0,545 \frac{\beta^2 d^2}{a^2}, \quad (12-18)$$

$E_{iср}$ — средняя напряженность поля на поверхности i -й расщепленной фазы.

В формуле (12-18) β — безразмерный коэффициент, значения которого принимаются в зависимости от числа проводов расщепленной фазы n ; a — расстояние между проводами расщепленной фазы, см.

Средняя напряженность поля на поверхности крайних расщепленных фаз равна:

$$E_{1ср} = E_{3ср} = 0,705 \frac{U_{м.ср}}{nd \lg \frac{D_{ср.}}{r_э}}, \quad (12-19)$$

где $r_э$ — эквивалентный радиус расщепленной фазы, см, рассчитываемый по формулам, приведенным ниже:

	3	4
	$2 \sqrt{\frac{3}{3}}$	$3 \sqrt{\frac{4}{2}}$
	$0,795 \sqrt{\frac{3}{da^2}}$	$0,915 \sqrt{\frac{4}{da^2}}$

Средняя напряженность на поверхности средней расщепленной фазы принимается на 7% больше, чем на крайних фазах $E_{2ср}=1,07 E_{1ср}$.

5. По кривым рис. 12-3 определяются значения $F_{х.п}(E_э/E_n)$, $F_{д}(E_э/E_n)$, $F_{с}(E_э/E_n)$, $F_{из}(E_э/E_n)$, причем при определении $F_{х.п}$ значение E_n берется для δ вычисленного по (12-15), а при определении $F_{д}$, $F_{с}$, $F_{из}$ значение E_n берется для $\delta=1$.

6. По формулам (12-12), (12-13) определяются среднегодовые потери мощности на корону и потери энергии на корону на год.

Пример. Определить среднегодовые потери мощности и годовые потери энергии на корону для 1 км воздушной линии 220 кВ, расположенной в средней полосе на высоту $H=800$ м над уровнем моря. Среднегодовая температура $t_{с.г.}=5^\circ\text{C}$. Марка провода АСО-500 ($d=30,2$ мм), среднегеометрическое расстояние между фазами $D_{ср.}=9$ м.

Определяем давление воздуха на высоте $H=800$ м над уровнем моря:

$$P = 760 (1 - 10^{-4} \cdot 800) = 700 \text{ мм рт. ст.}$$

Определяем относительную плотность воздуха:

$$\delta = 0,386 \frac{700}{273 + 5} = 0,97.$$

Начальная напряженность короны при $\delta=0,97$

$$E_n = 30,3 \cdot 0,82 \cdot 0,97 \left[1 + \frac{0,424}{\sqrt{3 \cdot 0,2 \cdot 0,97}} \right] = 30,1 \text{ кВ}_{\text{макс}}/\text{см.}$$

Аналогично при $\delta = 1$

$$E_{н} = 32,1 \text{ кВ}_{\text{макс}}/\text{см.}$$

Определяем эквивалентную напряженность поля на поверхности проводов крайних фаз:

$$E_{1э} = E_{2э} = 0,705 \frac{242}{3,02 \lg \frac{2900}{3,02}} = 20,4 \text{ кВ}_{\text{макс}}/\text{см.}$$

На проводе средней фазы

$$E_{2э} = 1,07 \cdot 20,4 = 21,8 \text{ кВ}_{\text{макс}}/\text{см.}$$

Вычисляем

$$\begin{aligned} \frac{E_{1э}}{E_{н, \delta=0,97}} &= \frac{20,4}{30,1} = 0,685; & \frac{E_{2э}}{E_{н, \delta=0,97}} &= \\ &= \frac{21,8}{30,1} = 0,732; \\ \frac{E_{1э}}{E_{н, \delta=1}} &= \frac{20,4}{32,1} = 0,635; & \frac{E_{2э}}{E_{н, \delta=1}} &= \\ &= \frac{21,8}{32,1} = 0,68. \end{aligned}$$

По кривым рис. 12-3 определяем:

$$\begin{aligned} F_{\text{х.п}} \left(\frac{E_{1э}}{E_{н, \delta=0,97}} \right) &= 1,8; & F_{\text{х.п}} \left(\frac{E_{2э}}{E_{н, \delta=0,97}} \right) &= \\ &= 2,2; \\ F_{\text{д}} \left(\frac{E_{1э}}{E_{н, \delta=1}} \right) &= 30; & F_{\text{д}} \left(\frac{E_{2э}}{E_{н, \delta=1}} \right) &= 50; \\ F_{\text{с}} \left(\frac{E_{1э}}{E_{н, \delta=1}} \right) &= 8; & F_{\text{т}} \left(\frac{E_{2э}}{E_{н, \delta=1}} \right) &= 13; \\ F_{\text{из}} \left(\frac{E_{1э}}{E_{н, \delta=1}} \right) &= 90; & F_{\text{из}} \left(\frac{E_{2э}}{E_{н, \delta=1}} \right) &= 130. \end{aligned}$$

Подставляя найденные значения в формулу (12-12), определяем:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{к.с.г}} &= \frac{3,02^2 \cdot 10^{-3}}{4 \cdot 8760} [(2 \cdot 1,8 \cdot 20,4 + \\ &+ 2,2 \cdot 21,8) \cdot 0,97^2 \cdot 7235 + (2 \cdot 30 \cdot 20,4 + \\ &+ 50 \cdot 21,8) \cdot 500 + (2 \cdot 8 \cdot 20,4 + \\ &+ 13 \cdot 21,8) \cdot 800 + (2 \cdot 90 \cdot 20,4 + \\ &+ 130 \cdot 21,8) \cdot 225] = 1,04, \text{ кВт/км.} \end{aligned}$$

Годовые потери электрической энергии составят:

$$\Delta A_{\text{к.г}} = 1,04 \cdot 8760 = 9,1 \cdot 10^3, \text{ кВт/км.}$$

12-3. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКОМ РАСЧЕТЕ СЕТИ

Действующие значения токов и напряжений в симметричной трехфазной сети при электрическом расчете представляются комплексными величинами [гл. 12-2], кото-

рые записываются в одной из следующих форм (рис. 12-4):

$$\left. \begin{aligned} \dot{I} &= I' + jI'' = Ie^{j\psi} \\ \dot{U} &= U' + jU'' = Ue^{j\delta} \end{aligned} \right\} \quad (12-20)$$

где I' (U') — составляющие тока (напряжения), направленные по действительной оси (Re) комплексной системы координат; I'' (U'') — составляющие тока (напряжения), направленные по мнимой оси (Im) комплексной системы координат; $I(U)$ — модуль вектора тока (напряжения); ψ (δ) — фаза вектора тока (напряжения) относительно действительной оси с положительным отсчетом против часовой стрелки.

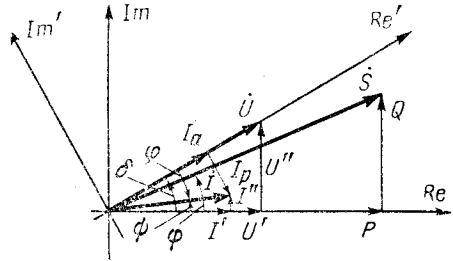


Рис. 12-4. Векторная диаграмма электрических величин на комплексной плоскости.

Для комплексных величин справедливы следующие соотношения, позволяющие переходить от одной формы записи к другой:

$$\begin{aligned} I' &= I \cos \psi; \\ I'' &= I \sin \psi; \end{aligned}$$

$$I = \sqrt{(I')^2 + (I'')^2}; \quad (12-21)$$

$$\operatorname{tg} \psi = \frac{I''}{I'}$$

Вектор тока \dot{I} часто выражается в комплексной системе координат (Re' , Im'), в которой вектор напряжения направлен по действительной оси. В этом случае вектор тока записывается в виде

$$\dot{I} = I_a - jI_p = Ie^{-j\psi}, \quad (12-22)$$

где I_a (I_p) — активная (реактивная) составляющая тока.

Полная мощность \dot{S} трехфазной симметричной сети также является комплексной величиной, и ее значение (по определению) равно:

$$\dot{S} = \sqrt{3} \dot{U} \hat{I} = P + jQ, \quad (12-23)$$

где \hat{I} — сопряженный вектор тока, равный:

$$\hat{I} = I' - jI'' = Ie^{-j\psi};$$

P (Q) — активная (реактивная) мощность.

Поскольку направление осей (Re , Im) комплексной плоскости может быть выбрано произвольно, то составляющие векторов

токов и напряжений по действительной и мнимой оси и их фазы зависят от выбранной системы координат и изменяются при изменении последней. Такие величины называются инвариантными относительно системы координат. В отличие от них величины, которые не зависят от выбранной системы координат и, следовательно, не изменяются при изменении направления осей, называются инвариантными относительно

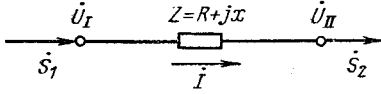


Рис. 12-5. Схема замещения элемента сети с сопротивлением Z .

системы координат. К ним относятся модули векторов (токов и напряжений), активные и реактивные составляющие токов, активная P , реактивная Q и полная S мощности, фазы токов относительно векторов напряжения и ряд других.

При записи инвариантных относительно системы координат величин всегда следует оговариваться, в какой системе координат они вычислены. Обычно действительную ось совмещают с одним из векторов электрических величин, чаще всего с вектором напряжения одного из узлов сети.

Инвариантные относительно системы координат величины справедливы в любой системе координат, поэтому специально оговариваться, в какой системе координат они вычислены, не требуется.

При передаче мощности через элемент сети с сопротивлением Z (рис. 12-5) имеют место падение и потеря напряжения, а также потеря мощности. Падение напряжения является комплексной величиной, численно равной разности векторов напряжений в начале и в конце элемента сети,

$$\dot{U}_\Delta = \dot{U}_I - \dot{U}_{II}. \quad (12-24)$$

Потеря напряжения является действительной величиной, численно равной разности модулей напряжения в начале и в конце элемента сети:

$$\Delta U = U_I - U_{II}. \quad (12-25)$$

В соответствии с законом Ома вектор падения напряжения в сопротивлении Z можно записать в виде

$$\dot{U}_\Delta = \sqrt{3} i Z. \quad (12-26)$$

Совмещая действительную ось (Re_{II}) комплексной плоскости с вектором \dot{U}_{II} (рис. 12-6) предыдущее выражение можно переписать в виде

$$\begin{aligned} \dot{U}_\Delta &= \sqrt{3} (I_{aII} - j I_{pII})(R + jX) = \\ &= U'_{\Delta II} + j U''_{\Delta II}. \end{aligned} \quad (12-27)$$

Здесь $U'_{\Delta II} = \sqrt{3}(I \cos \varphi_{II} R + I \sin \varphi_{II} X)$ — продольная составляющая падения напряжения; $U''_{\Delta II} = \sqrt{3}(I \cos \varphi_{II} X - I \sin \varphi_{II} R)$ — поперечная составляющая падения напряжения.

Вектор тока i в соответствии с формулой (12-23) можно представить в виде

$$i = \frac{\hat{S}_{II}}{\sqrt{3} U_{II}}. \quad (12-28)$$

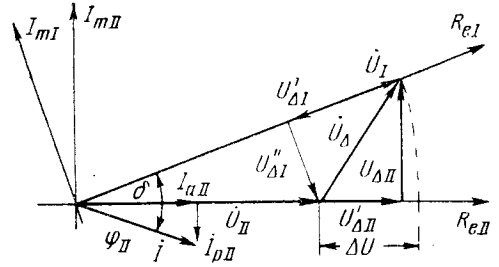


Рис. 12-6. Векторная диаграмма напряжений в элементе сети с сопротивлением Z .

Подставляя (12-28) в (12-26), получаем величины продольной и поперечной составляющей падения напряжения, выраженные через мощность и напряжение в конце элемента сети:

$$\left. \begin{aligned} U'_{\Delta II} &= \frac{P_{II} R + Q_{II} X}{U_{II}}; \\ U''_{\Delta II} &= \frac{P_{II} X - Q_{II} R}{U_{II}}. \end{aligned} \right\} \quad (12-29)$$

Продольная и поперечная составляющие напряжения являются величинами, инвариантными относительно системы координат, поэтому в их обозначении имеется индекс II, показывающий, что они вычислены в системе координат, действительная ось которой совпадает с вектором \dot{U}_{II} . В системе координат, действительная ось (Re_I) в которой совмещена с вектором напряжения \dot{U}_I (рис. 12-6), продольная и поперечная составляющая имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} U'_{\Delta I} &= \frac{P_I R + Q_I X}{U_I}; \\ U''_{\Delta I} &= \frac{P_I X - Q_I R}{U_I}. \end{aligned} \right\} \quad (12-30)$$

т. е. не совпадают с предыдущими значениями.

Векторы напряжений \dot{U}_I и \dot{U}_{II} связаны соотношением

$$\dot{U}_I = \dot{U}_{II} + \dot{U}_\Delta, \quad (12-31)$$

а модули этих векторов (рис. 12-6) соотношениями

$$\left. \begin{aligned} U_I &= \sqrt{(U_{II} + U'_{\Delta II})^2 + (U''_{\Delta II})^2}; \\ U_{II} &= \sqrt{(U_I - U'_{\Delta I})^2 + (U''_{\Delta I})^2}. \end{aligned} \right\} (12-32)$$

Тангенс угла сдвига δ между векторами \vec{U}_I и \vec{U}_{II} равен:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{U''_{\Delta II}}{U_{II} + U'_{\Delta II}} = \frac{U''_{\Delta I}}{U_I - U'_{\Delta I}}. \quad (12-33)$$

В соответствии с выражениями (12-25) и (12-32) потеря напряжения в элементе сети равна:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U &= \\ &= \sqrt{(U_{II} + U'_{\Delta II})^2 + (U''_{\Delta II})^2} - \\ &\quad - U_{II} = (U_{II} + U'_{\Delta II}) \times \\ &\quad \times \sqrt{1 + \left(\frac{U''_{\Delta II}}{U_{II} + U'_{\Delta II}}\right)^2} - \\ &\quad - U_{II}; \\ \Delta U &= U_I - \\ &= \sqrt{(U_I - U'_{\Delta I})^2 + (U''_{\Delta I})^2} - \\ &= U_I - (U_I - U'_{\Delta I}) \times \\ &\quad \times \sqrt{1 + \left(\frac{U''_{\Delta I}}{U_I - U'_{\Delta I}}\right)^2}. \end{aligned} \right\} (12-34)$$

Для отдельных элементов электрических сетей, как правило, справедливо неравенство

$$1 \gg \left(\frac{U''_{\Delta II}}{U_{II} + U'_{\Delta II}}\right)^2 \approx \left(\frac{U''_{\Delta I}}{U_I - U'_{\Delta I}}\right)^2.$$

В силу этого, воспользовавшись приближенным равенством

$$\sqrt{1+x} \approx 1 + \frac{x}{2},$$

величину потерь напряжения можно представить в виде

$$\left. \begin{aligned} \Delta U &= U'_{\Delta II} + \frac{1}{2} \frac{(U''_{\Delta II})^2}{U_{II} + U'_{\Delta II}}; \\ \Delta U &= U'_{\Delta I} - \frac{1}{2} \frac{(U''_{\Delta I})^2}{U_I - U'_{\Delta I}}. \end{aligned} \right\} (12-35)$$

Второе слагаемое в выражениях (12-35) для элементов сети с номинальным напряжением 110 кВ и ниже, как правило, незначительно по величине. Поэтому для таких сетей потеря напряжения в элементах сети

с большой точностью совпадает с продольной составляющей падения напряжения:

$$\Delta U \approx U'_{\Delta II} \approx U'_{\Delta I}. \quad (12-36)$$

Для сетей с номинальным напряжением 220 кВ и выше потерю напряжения в элементах сети следует определять по выражению (12-35) или (12-34).

Потери мощности в элементе сети с сопротивлением Z равны:

$$\begin{aligned} \Delta S &= \Delta P + j\Delta Q = 3I^2Z = \\ &= \frac{S_I^2}{U_I^2} Z = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} Z, \end{aligned} \quad (12-37)$$

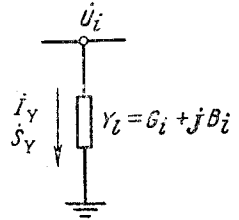


Рис. 12-7. Узел сети с проводимостью \hat{Y} относительно узла нулевого потенциала.

или в отдельности для активной и реактивной мощности

$$\left. \begin{aligned} \Delta P &= \frac{P_I^2 + Q_I^2}{U_I^2} R = \frac{P_{II}^2 + Q_{II}^2}{U_{II}^2} R; \\ \Delta Q &= \frac{P_I^2 + Q_I^2}{U_I^2} X = \frac{P_{II}^2 + Q_{II}^2}{U_{II}^2} X. \end{aligned} \right\} (12-38)$$

Если в i -м узле схемы замещения сети с напряжением \hat{U}_i включена ветвь с проводимостью Y_i (рис. 12-7), то ток в ветви с проводимостью равен:

$$I_Y = \hat{U}_i Y_i / \sqrt{3}, \quad (12-39)$$

а мощность

$$\hat{S}_Y = \sqrt{3} \hat{U}_i \hat{I}_Y = U_i^2 \hat{Y}_i = U_i^2 G - jU_i^2 B. \quad (12-40)$$

Выведенные выражения для определения падения напряжения, потерь напряжения и мощности в ветвях с сопротивлением, а также мощности в ветвях с проводимостью являются основой для электрического расчета сетей.

12-4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ УЧАСТКА СЕТИ С П-ОБРАЗНОЙ СХЕМОЙ ЗАМЕЩЕНИЯ

П-образная схема замещения является наиболее часто встречающимся звеном в схемах замещения электрических сетей. Провести электрический расчет П-образной схемы замещения — это значит определить все параметры ее электрического режима

(напряжения и потоки мощности), приведенные на рис. 12-8. Среди параметров режима определяющими являются следующие четыре: \dot{S}_I , \dot{U}_I , \dot{S}_{II} , \dot{U}_{II} . Остальные параметры легко выражаются через эти основные. Поскольку каждая комплексная величина задается двумя действительными, то основных параметров электрического режима П-образной схемы замещения (при представлении их действительными величинами) будет восемь, а именно: активная P_I

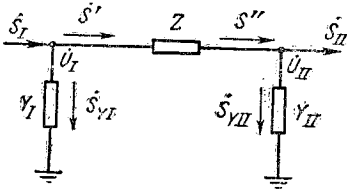


Рис. 12-8. Параметры электрического режима П-образной схемы замещения.

и реактивная Q_I мощности, поступающие в схему замещения, модуль U_I и фаза δ_I напряжения в начале схемы замещения, активная P_{II} и реактивная Q_{II} мощности, выходящие из схемы замещения, а также модуль U_{II} и фаза δ_{II} напряжения в конце П-образной схемы замещения.

Фазой одного из напряжений \dot{U}_I или \dot{U}_{II} при электрическом расчете можно задаться произвольно. Обычно для одного из этих напряжений задаются фазой $\delta=0$, т. е. совмещают действительную ось комплексной плоскости с вектором этого напряжения. Для того чтобы определить остальные семь основных параметров электрического режима П-образной схемы замещения, три из них должны быть известны, то есть выступать в качестве исходных данных при электрическом расчете. Из этого следует, что общее число вариантов задания исходных данных для электрического расчета П-образной схемы замещения составляет $C_3^7 = 35$, где C_3^7 число сочетаний из 7 по 3.

Однако в практике электрических расчетов встречаются лишь следующие, перечисленные ниже вместе с методикой электрического расчета четыре варианта задания исходных данных.

1. В качестве исходных данных задается мощность нагрузки $\dot{S}_{II} = P_{II} + jQ_{II}$ и напряжение нагрузки $\dot{U}_{II} = U_{II}$. Фаза напряжения δ_{II} принимается равной нулю. Методика электрического расчета в этом случае следующая:

а) определяется мощность \dot{S}_{YII} в ветви с проводимостью Y_{II} . Будем считать проводимость Y_{II} чисто реактивной (емкостной) $Y_{II} = jB_{II}$. В этом случае $\dot{S}_{YII} = -jQ_{YII} = -jU_{II}^2 B_{II}$;

б) определяется мощность в конце ветви с сопротивлением Z :

$$\dot{S}'' = \dot{S}_{II} + \dot{S}_{YII} = P_{II} + j(Q_{II} - Q_{YII});$$

в) определяются потери мощности в ветви с сопротивлением Z :

$$\Delta \dot{S} = \Delta P + j\Delta Q = \frac{(S'')^2}{(U_{II})^2} (R + jX);$$

г) определяется мощность в начале ветви с сопротивлением Z :

$$\dot{S}' = \dot{S}'' + \Delta \dot{S};$$

д) определяются продольная $U'_{\Delta II}$ и поперечная $U''_{\Delta II}$ составляющие падения напряжения в ветви с сопротивлением Z :

$$U'_{\Delta II} = \frac{P''R + Q''X}{U_{II}};$$

$$U''_{\Delta II} = \frac{P''X - Q''R}{U_{II}};$$

е) определяются модуль и фаза напряжения \dot{U}_I :

$$U_I = \sqrt{(U_{II} + U'_{\Delta II})^2 + (U''_{\Delta II})^2};$$

$$\text{tg } \delta_I = \frac{U''_{\Delta II}}{U_{II} + U'_{\Delta II}};$$

ж) определяется мощность \dot{S}_{YI} в ветви с проводимостью Y_I :

$$\dot{S}_{YI} = -jQ_{YI} = -jU_I^2 B_I;$$

з) определяется мощность \dot{S}_I , поступающая в схему замещения:

$$\dot{S}_I = \dot{S}_{YI} + \dot{S}'.$$

2. В качестве исходных данных задается мощность $\dot{S}_I = P_I + jQ_I$ и напряжение $\dot{U}_I = U_I$. Фаза напряжения δ_I принимается равной нулю. В этом случае последовательность электрического расчета та же, что и в предыдущем случае, но расчет ведется от начала к концу схемы замещения (а не от конца к началу, как в предыдущем случае).

3. В качестве исходных данных задается мощность $\dot{S}_{II} = P_{II} + jQ_{II}$ и напряжение $\dot{U}_I = U_I$. В этом случае электрический расчет осуществляется методом последовательного приближения. Вначале принимают $U_{II} = U_n$ и по методике расчета при первом варианте задания исходных данных производится расчет по пунктам «а»—«г». Далее по известному напряжению U_I и найденной мощности \dot{S}' определяется продольная $U'_{\Delta I}$ и поперечная $U''_{\Delta I}$ составляющие напряжения

$$U'_{\Delta I} = \frac{P'R + Q'X}{U_I};$$

$$U''_{\Delta I} = \frac{P'X - Q'R}{U_I}$$

и напряженье в конце схемы замещения

$$U_{II} = \sqrt{(U_I - U'_{\Delta I})^2 + (U''_{\Delta I})^2}.$$

Если найденное значение U_{II} сильно отличается от первоначально заданного $U_{II} = U_n$, то расчет повторяется при найденном значении напряжения U_{II} . В большинстве случаев достаточная точность достигается при первом расчете.

4. В качестве исходных данных задается напряжение в начале схемы U_I , модуль напряжения в конце схемы U_{II} и активная мощность P_{II} . В этом случае можно рекомендовать следующую методику расчета. Задавая ряд значений реактивной мощности Q_{II} ($Q_{II}^1, Q_{II}^2, Q_{II}^3$), по методике расчета при первом варианте задания исходных данных определяются соответствующие значения напряжения U_I (U_I^1, U_I^2, U_I^3). По полученным данным строится плавная кривая $U_I = f(Q_{II})$ (рис. 12-9), по которой по истинному значению напряжения в начале

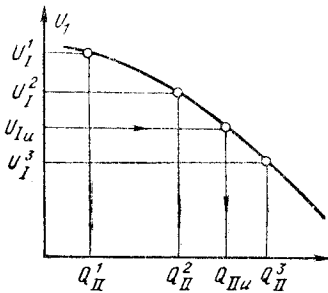


Рис. 12-9. Графо-аналитический способ расчета режима П-образной схемы замещения.

схемы замещения (U_{II}) определяется истинное значение реактивной мощности нагрузки (Q_{II}). По найденному значению Q_{II} и известным значениям P_{II} и U_{II} производится еще один расчет по методике, соответствующей первому варианту задания исходных данных.

12-5. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Двухобмоточные трансформаторы. В таблицах физико-технических данных трансформаторов помимо номинальной мощности S_n и номинальных напряжений обмоток U_I и U_{II} имеются следующие данные, полностью определяющие параметры схемы замещения:

а) ток холостого хода в процентах от номинального I_x , который практически является чисто реактивным и определяет потери реактивной мощности в стали трансформаторов;

б) потери активной мощности при хо-

лостом ходе ΔP_x , являющиеся в основном потерями в стали трансформатора;

в) напряжение короткого замыкания в процентах от номинального u_k , численно равное полному сопротивлению трансформатора Z_{T*} в относительных единицах, приведенному к номинальной мощности и номинальному напряжению трансформатора;

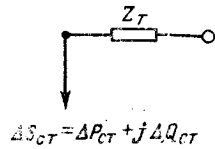


Рис. 12-10. Схема замещения двухобмоточного трансформатора.

г) потери активной мощности ΔP_k при коротком замыкании. Эти потери, отнесенные к номинальной мощности трансформатора, численно равны активному сопротивлению трансформатора в относительных единицах.

В качестве схемы замещения двухобмоточного трансформатора применяется Г-образная схема замещения (рис. 12-10). При этом потери мощности в стали определяются данными холостого хода:

$$\Delta \dot{S}_{CT} = \Delta P_{CT} + j \Delta Q_{CT} = \Delta P_x + j \frac{I_x^{0\%}}{100} S_n, \quad (12-41)$$

а сопротивление Z_T — данными короткого замыкания:

$$\left. \begin{aligned} Z_{T*} &= R_{T*} + jX_{T*}, \\ Z_{T*} &= \frac{u_k\%}{100}; R_{T*} = \frac{\Delta P_k}{S_n}, \\ X_{k*} &= \sqrt{Z_{T*}^2 - R_{T*}^2}. \end{aligned} \right\} \quad (12-42)$$

Полное сопротивление трансформатора в омах определяется по формуле

$$\dot{Z}_T = \dot{Z}_{T*} \frac{U_n^2}{S_n},$$

где U_n — номинальное напряжение обмотки трансформатора, к стороне которого приводится сопротивление.

Для трансформаторов достаточно большой мощности (выше 1000 кВ·А) справедливы соотношения

$$R_{T*} \ll X_{T*} \text{ и } Z_{T*} \approx X_{T*}.$$

В этом случае

$$\dot{Z}_T = R_T + jX_T = \frac{\Delta P_k U_n^2}{S_n^2} + j \frac{u_k\% U_n^2}{100 S_n}. \quad (12-43)$$

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы. В паспортных данных трехобмоточного трансформатора известны следующие величины:

S_n — номинальная мощность трансформатора;

- $U_{1н}, U_{2н}, U_{3н}$ — номинальные напряжения обмоток;
- ΔP_x — потери активной мощности при холостом ходе трансформатора;
- I_x — ток холостого хода трансформатора в процентах по отношению к номинальному.
- $\Delta P_{12}, \Delta P_{13}, \Delta P_{23}^*$ — потери активной мощности при трех перечисленных ниже видах к. з.;
- U_{12}, U_{13}, U_{23}^* — напряжения короткого замыкания при трех перечисленных видах к. з.

В качестве схемы замещения трехобмоточного трансформатора принимают трехлучевую звезду с нагрузкой, характеризующей потери в стали трансформатора (рис. 12-11). Эти потери определяются по данным холостого хода так же, как и для двухобмоточного трансформатора.

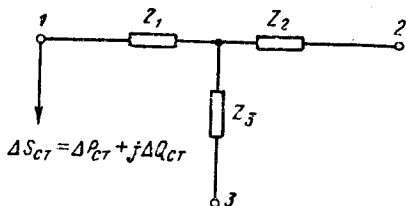


Рис. 12-11. Схема замещения трехобмоточного трансформатора.

Потери активной мощности при коротком замыкании и напряжения короткого замыкания трехобмоточных трансформаторов имеют место для следующих трех видов короткого замыкания:

1. Вторая обмотка трансформатора короткозамкнута, третья разомкнута, а на первую подается такое напряжение, чтобы в первой и второй обмотке трансформатора протекал номинальный ток.

Активная мощность, потребляемая из сети при таком виде к. з. ΔP_{12} указывается в паспортных данных трансформатора.

Осуществив такой вид к. з. для схемы

* Если напряжение короткого замыкания или потери активной мощности из паспортных данных трансформатора при каком-либо виде к. з. отнесены не к номинальной мощности трансформатора S_n , а к мощности S_0 , отличной от номинальной, то предварительно эти величины приводятся к номинальной мощности по формулам

$$\Delta P_k = \Delta P'_k \left(\frac{S_n}{S_0} \right)^2; \quad U_k = U'_k \left(\frac{S_n}{S_0} \right),$$

где ΔP_k (U_k) — потери активной мощности при коротком замыкании (напряжение короткого замыкания), отнесенные к номинальной мощности; $\Delta P'_k$ (U'_k) — потери активной мощности (напряжение короткого замыкания), отнесенные к мощности S_0 .

замещения (рис. 12-11), можно заметить, что

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{12} &= \Delta P_1 + \Delta P_2; \\ U_{12} &= U_1 + U_2, \end{aligned} \right\} \quad (12-44)$$

где ΔP_1 и ΔP_2 — потери активной мощности в первой и второй обмотках трансформатора при протекании по ним номинального тока (эти потери, отнесенные к номинальной мощности трансформатора, численно равны активному сопротивлению этих обмоток в относительных единицах), U_1 и U_2 — падение напряжения в первой и второй обмотках трансформатора при протекании по ним номинального тока. Эти напряжения численно равны полному сопротивлению Z_1 и Z_2 этих обмоток в относительных единицах.

2. Вторая обмотка трансформатора разомкнута, третья короткозамкнута, а на первую подается такое напряжение U_{13} , чтобы в первой и третьей обмотке трансформатора протекал номинальный ток. Осуществив такой вид к. з. для схемы замещения, можно получить соотношения

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{13} &= \Delta P_1 + \Delta P_3; \\ U_{13} &= U_1 + U_3. \end{aligned} \right\} \quad (12-45)$$

3. Первая обмотка трансформатора разомкнута, третья короткозамкнута, а на вторую подается такое напряжение U_{23} , чтобы во второй и третьей обмотках трансформатора протекал номинальный ток. Для этого вида к. з. справедливы соотношения:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{23} &= \Delta P_2 + \Delta P_3; \\ U_{23} &= U_2 + U_3. \end{aligned} \right\} \quad (12-46)$$

Решив систему уравнений (12-44) — (12-46), можно найти потери мощности и напряжения короткого замыкания для каждой из трех обмоток трансформатора в отдельности:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_1 &= \frac{1}{2} (\Delta P_{12} + \Delta P_{13} - \Delta P_{23}); \\ \Delta P_2 &= \Delta P_{12} - \Delta P_1; \\ \Delta P_3 &= \Delta P_{13} - \Delta P_1; \end{aligned} \right\} \quad (12-47)$$

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= \frac{1}{2} (U_{12} + U_{13} - U_{23}); \\ U_2 &= U_{12} - U_1; \\ U_3 &= U_{13} - U_1. \end{aligned} \right\} \quad (12-48)$$

По полученным данным сопротивления обмоток трехобмоточного трансформатора могут быть рассчитаны по выражению (12-43) так же, как и для двухобмоточного трансформатора.

12-6. ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАСЧЕТА РАЗОМКНУТОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Под распределительными понимаются сети, к которым непосредственно могут присоединяться приемники (сети с номиналь-

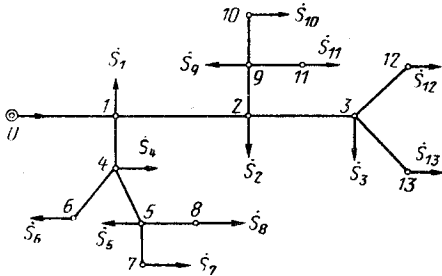


Рис. 12-12. Пример разомкнутой распределительной сети.

ным напряжением до 20 кВ). Такие сети характеризуются небольшой протяженностью (до нескольких километров) и имеют структуру «дерева», т. е. все пункты нагрузки питаются электроэнергией от одного источника (корень дерева), и тем, что в сети отсутствуют замкнутые контуры (рис. 12-12).

При электрическом расчете разомкнутых распределительных сетей¹ принимаются следующие упрощающие допущения [Л. 12-3]:

- 1) в схемах замещения сети не учитываются емкостные проводимости воздушных линий;
- 2) распределение потоков активной и реактивной мощности в сети определяется без учета потерь мощности в элементах сети;
- 3) потери мощности и напряжения, а также токи в отдельных элементах сети определяют не по истинным напряжениям в узлах, а по номинальному напряжению.

В соответствии с первым допущением каждый элемент сети (рис. 12-12) замещается своим полным сопротивлением. Общая схема замещения приведена на рис. 12-13.

Второе допущение позволяет без значительных трудностей определить распре-

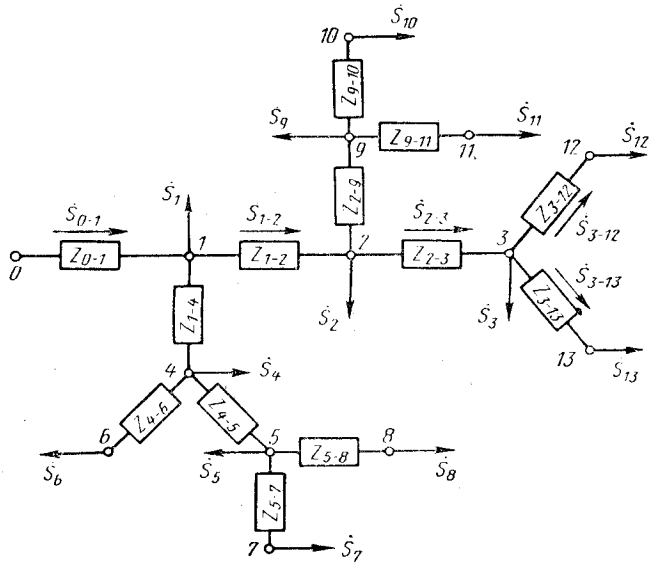


Рис. 12-13. Схема замещения распределительной сети.

деление потоков мощности по элементам сети. Так, по линии, связывающей пункты нагрузки 3 и 12, осуществляется электропитание одного пункта нагрузки (12), поэтому $\dot{S}_{3-12} = \dot{S}_{12}$. По линии 2—3 осуществляется электропитание пунктов 3, 12 и 13, поэтому $\dot{S}_{23} = \dot{S}_3 + \dot{S}_{12} + \dot{S}_{13}$. Наконец, по линии 0—1 осуществляется электропитание всех пунктов нагрузки, поэтому $S_{01} = \sum_{i=1}^{13} \dot{S}_i$.

В соответствии с третьим допущением потери мощности и напряжения в элементе сети между узлами i и j определяются по формулам

$$\left. \begin{aligned} \Delta S_{ij} &= \Delta P_{ij} + \Delta Q_{ij} = \\ &= \frac{(S_{ij})^2}{U_n^2} (R_{ij} + jX_{ij}); \\ \Delta U_{ij} &= \frac{P_{ij} R_{ij} + Q_{ij} X_{ij}}{U_n}. \end{aligned} \right\} (12-49)$$

Задачей электрического расчета распределительных сетей обычно является:

- а) определение токов в элементах сети для их проверки или выбора по допустимому нагреву;
- б) определение максимальной потери напряжения в сети для сравнения с допустимой потерей напряжения;
- в) определение суммарных потерь активной и реактивной мощности и потерь энергии за год.

¹ Электрический расчет разомкнутых сетей с номинальным напряжением 35 кВ проводится так же, как и для разомкнутых распределительных сетей.

12-7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РАЗОМКНУТЫХ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ С НОМИНАЛЬНЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ 110—220 кВ

Методику электрического расчета разомкнутых сетей с номинальным напряжением 110—220 кВ целесообразно иллюстрировать на конкретном примере, например для сети, представленной на рис. 12-14. На рис. 12-15 приведена схема замещения этой сети.

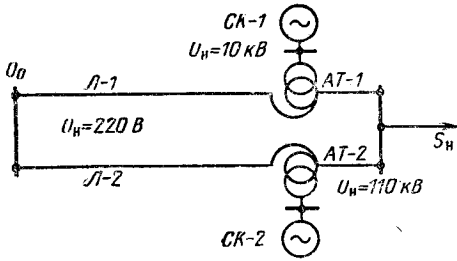


Рис. 12-14. Разомкнутая питающая сеть 220 кВ.

Обычно в качестве исходных данных задаются нагрузки во всех узлах схемы замещения, кроме питающего, и напряжение в питающем узле. В этом случае расчет проводится в два этапа. На первом этапе задаются для всех узлов (кроме питающего) напряжением, равным номинальному напряжению сети, и осуществляется расчет распределения потоков мощности по ветвям

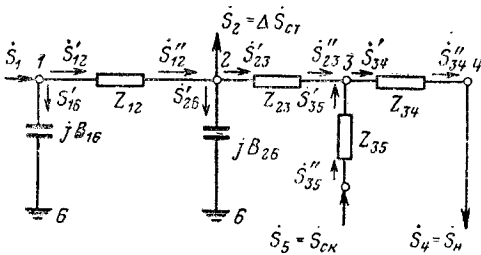


Рис. 12-15. Схема замещения разомкнутой питающей сети.

схемы замещения в направлении от наиболее удаленных узлов к питающему узлу. Так, мощность в конце ветви 3—4 $\dot{S}_{34} = \dot{S}_4$. Мощность в начале этой ветви $\dot{S}'_{34} = \dot{S}''_{34} + \Delta \dot{S}_{34}$, где $\Delta \dot{S} = \frac{(\dot{S}''_{34})^2}{(U_N)^2} (R_{34} + jX_{34})$.

Аналогичным образом определяется мощность в начале ветви 35 — \dot{S}'_{35} . Далее определяется мощность в конце ветви 23 $\dot{S}_{23} = \dot{S}'_{35} + \dot{S}'_{34}$ и так далее, до определения мощности \dot{S}_1 , поступающей в питающий узел.

На втором этапе по найденному распределению потоков мощности, начиная с питающего узла, определяются потери напряжения в ветвях и напряжения в узлах схемы замещения. Так потери напряжения в ветви 1—2 равны:

$$\Delta U_{12} = U_1 - \sqrt{(U_1 - U'_{\Delta 1})^2 + (U''_{\Delta 1})^2},$$

где

$$U'_{\Delta 1} = \frac{P'_{12} R_{12} + Q'_{12} X_{12}}{U_1};$$

$$U''_{\Delta 1} = \frac{P'_{12} X_{12} - Q'_{12} R_{12}}{U_1}.$$

Напряжение в узле 2 равно $U_2 = U_1 - \Delta U_{12}$ и так далее, пока не будут определены напряжения во всех узлах сети. При этом следует помнить, что полученные значения напряжения в узлах 4 и 5 приведены к стороне высокого напряжения автотрансформатора. Для получения истинных значений напряжения в этих узлах значения приведенных напряжений следует умножить на коэффициент трансформации между обмотками высокого и среднего (высокого и низкого) напряжения. При этом коэффициент трансформации следует брать с учетом положения регулировочных отпаек автотрансформатора.

12-8. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СЕТЕЙ С НЕСКОЛЬКИМИ НОМИНАЛЬНЫМИ НАПРЯЖЕНИЯМИ

Электрический расчет сетей с несколькими ступенями трансформации целесообразно начать с приведения параметров схемы замещения и известных параметров режима к одной ступени трансформации. После такого приведения электрический расчет осуществляется по той же методике, как и для сети с одним номинальным напряжением.

На рис. 12-16 приведена схема сети с шестью ступенями трансформации (ступени

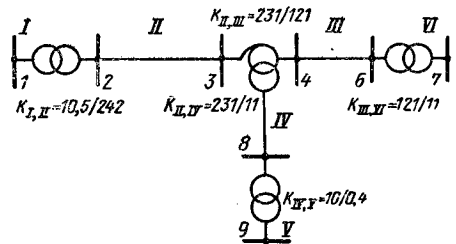


Рис. 12-16. Пример сети с несколькими ступенями напряжений.

трансформации занумерованы римскими цифрами, узлы — арабскими). Для приведения параметров схемы замещения сети и ее режима прежде всего следует выбрать основную или базисную ступень трансформации.

ции, к которой и будет осуществляться приведение. Выбор базисной ступени трансформации осуществляется произвольно. Например, для сети на рис. 12-16 выберем в качестве базисной II ступень трансформации.

Приведение напряжений узлов различных ступеней трансформации к базисной осуществляется по формуле

$$\overset{\circ}{U}_i = U_i \Pi K_T, \quad (12-50)$$

где $\overset{\circ}{U}_i$ — напряжение в i -м узле, приведенное к базисной ступени; U_i — истинное напряжение в i -м узле; ΠK_T — произведение коэффициентов трансформации трансформаторов между базисной ступенью и ступенью трансформации, на которой находится i -й узел.

При выборе коэффициентов трансформации между различными ступенями напряжения следует руководствоваться следующим правилом: если узел i находится на ступени трансформации с номинальным напряжением ниже, чем на базисной ступени, то при приведении напряжение в i -м узле должно увеличиться. Так, если напряжение в узле I сети равно $U_1 = 10,3$ кВ, то приведенное значение этого напряжения равно:

$$\overset{\circ}{U}_1 = U_1 K_{I,II} = 10,3 \frac{242}{10,5} = 238 \text{ кВ.}$$

Аналогично, если истинное напряжение в узле 9 равно: $U_9 = 0,38$ кВ, то приведенное к базисной ступени

$$\begin{aligned} \overset{\circ}{U}_9 &= U_9 (K_{IV,V} K_{II,IV}) = \\ &= 0,38 \frac{10 \cdot 231}{0,4 \cdot 11} = 199,5 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Приведение сопротивлений элементов сети к базисной ступени трансформации осуществляется по формуле

$$\overset{\circ}{Z}_{ij} = Z_{ij} (\Pi K_T)^2, \quad (12-51)$$

где $\overset{\circ}{Z}_{ij}$ — сопротивление элемента включенного между i -м и j -м узлами, приведенное к базисной ступени; Z_{ij} — истинное сопротивление этого элемента; $(\Pi K_T)^2$ — квадрат произведения коэффициентов трансформации трансформаторов между базисной ступенью трансформации и ступенью трансформации, на которой находится элемент сети с сопротивлением Z_{ij} .

При выборе коэффициентов трансформации между различными ступенями напряжения следует руководствоваться следующим правилом: если элемент с сопротивлением Z_{ij} находится на ступени трансформации с номинальным напряжением ниже, чем на базисной ступени, то при приведении значение величины сопротивления должно увеличиться. Так, сопротивление ветви между узлами 4 и 6 (рис. 12-16) приводится к базисной ступени по выражению

$$\overset{\circ}{Z}_{46} = Z_{46} \left(\frac{231}{121} \right)^2.$$

Мощности нагрузок в узлах и мощности, протекающие по ветвям схемы замещения сети, инвариантны относительно преобразования параметров режима к базисной ступени трансформации (т. е. не изменяют своих значений при таком преобразовании).

После электрического расчета сети по схеме замещения, параметры которой приведены к базисной ступени трансформации, приведенные значения напряжений в узлах сети следует пересчитать в истинные. Пересчет осуществляется по формуле (12-50), разрешенной относительно истинных значений напряжения. Например, если в ходе расчета приведенное значение напряжения в узле 7 получилось равным $\overset{\circ}{U}_7 = 196,5$ кВ, то истинное значение напряжения равно:

$$U_7 = 196,5 (121/231 \cdot 11/112) = 10,1 \text{ кВ.}$$

12-9. ВЫБОР РЕГУЛИРОВОЧНЫХ ОТПАЕК ТРАНСФОРМАТОРОВ

Современные трансформаторы в обмотке высокого напряжения имеют ряд регулировочных ответвлений, позволяющих изменять в сторону увеличения и уменьшения коэффициент трансформации по отношению к номинальному и тем самым изменять величину напряжения на стороне вторичной обмотки трансформатора. Так, трансформаторы с РПН мощностью 1000—6300 кВ·А при $U_{в.н} = 20$ и 35 кВ имеют 12 дополнительных ответвлений ($\pm 6 \times 1,5\%$), трансформаторы с РПН той же мощности при $U_{в.н} = 10$ и 6 кВ имеют $\pm 8 \times 1,25\%$ регулировочных ответвлений, трансформаторы с РПН мощностью 10—63 МВ·А имеют $\pm 8 \times 1,5\%$ ответвлений, трансформаторы с ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$.

В общем случае при включении n -го регулировочного ответвления коэффициент трансформации трансформатора можно выразить в виде

$$K_T = \frac{U_{в.н} \left(1 + \frac{\alpha n}{100} \right)}{U_{н.н}}. \quad (12-52)$$

Здесь $U_{в.н}$ — номинальное напряжение обмотки высокого напряжения; $U_{н.н}$ — номинальное напряжение обмотки низкого напряжения; α — шаг изменения напряжения в процентах от номинального при изменении регулировочного ответвления; n — номер включенного регулировочного ответвления. При этом (рис. 12-17) основной вывод обмотки высокого напряжения трансформатора имеет номер $n=0$. Первый вывод, увеличивающий напряжение обмотки $n=+1$; первый вывод, уменьшающий напряжение обмотки $n=-1$; второй вывод, увеличивающий напряжение обмотки $n=+2$, и т. д.

При проектировании и эксплуатации трансформаторных подстанций возникает задача выбора положения регулировочных

отпаек, обеспечивающих допустимый уровень отклонения напряжения на стороне вторичного напряжения трансформатора во всех его режимах. Более конкретно эта за-

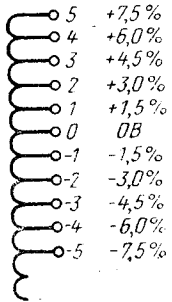


Рис. 12-17. Нумерация регулировочных ответвлений трансформатора.

дача сформулирована на примере сети, схема которой приведена на рис. 12-18. В качестве исходных данных для решения задачи выбора положения регулировочных отпаек трансформатора T

должны быть заданы следующие данные.

- 1) параметры схемы замещения сети;
- 2) напряжение в пункте питания U_1^I и мощность нагрузки S_3^I для режима максимальных нагрузок сети (все параметры режима сети, относящиеся к режиму максимальных нагрузок, имеют индекс I), а так-

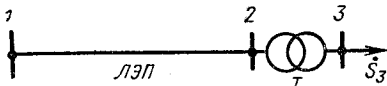


Рис. 12-18. Схема сети к задаче выбора регулировочных ответвлений трансформатора.

же допустимый уровень отклонения напряжения на стороне вторичного напряжения трансформатора T в режиме максимальных нагрузок $U_{3н}^I, U_{3н}^I$. Здесь величина $U_{3н}^I$ является минимально допустимой, а $U_{3н}^I$ — максимально допустимой величиной напряжения в узле 3 для режима максимальных нагрузок;

- 3) напряжение в пункте питания U_1^{II} , мощность нагрузки S_3^{II} и допустимый уровень отклонения напряжения в узле 3 в режиме минимальных нагрузок сети ($U_{3н}^{II}, U_{3н}^{II}$) (все параметры режима сети, относящиеся к режиму минимальных нагрузок, имеют индекс II).

Требуется определить положение регулировочных отпаек трансформатора, при которых величина напряжения на стороне вторичного напряжения трансформатора в режиме максимальных нагрузок находилась в пределах

$$U_{3н}^I \geq U_3^I \geq U_{3н}^I, \quad (12-53)$$

а в режиме минимальных нагрузок в пределах

$$U_{3н}^{II} \geq U_3^{II} \geq U_{3н}^{II}. \quad (12-54)$$

Обозначим величину потерь напряжения от узла 1 до узла 3 сети, представленной на рис. 12-18, для режима максимальных нагрузок ΔU^I . Вычислить эту величину по заданным исходным данным нетрудно. Величины напряжения в узле 3 сети, приведенного к стороне высокого напряжения, для режима максимальных и минимальных нагрузок равны:

$$\left. \begin{aligned} U_3^I &= U_1^I - \Delta U^I; \\ U_3^{II} &= U_1^{II} - \Delta U^{II}. \end{aligned} \right\} \quad (12-55)$$

Истинные напряжения в узле 3 при n -м включенном регулировочном ответвлении трансформатора T соответственно равны:

$$\left. \begin{aligned} U_3^I &= U_3^I \frac{U_{н-н}}{U_{в-н} \left(1 + \frac{\alpha n}{100}\right)}; \\ U_3^{II} &= U_3^{II} \frac{U_{н-н}}{U_{в-н} \left(1 + \frac{\alpha n}{100}\right)}. \end{aligned} \right\} \quad (12-56)$$

С учетом (12-55) и (12-56) неравенства (12-53) и (12-54) можно представить в виде

$$\left. \begin{aligned} U_{3н}^I &\geq \frac{(U_1^I - \Delta U^I) U_{н-н}}{U_{в-н} \left(1 + \frac{\alpha n}{100}\right)} \geq U_{3н}^I; \\ U_{3н}^{II} &\geq \frac{(U_1^{II} - \Delta U^{II}) U_{н-н}}{U_{в-н} \left(1 + \frac{\alpha n}{100}\right)} \geq U_{3н}^{II}. \end{aligned} \right\} \quad (12-57)$$

Неравенства (12-57) определяют номера регулировочных отпаек трансформатора T , которые обеспечивают допустимые величины напряжения трансформатора во всех режимах.

При этом могут быть два случая:

1. Существуют номера регулировочных отпаек, удовлетворяющих одновременно обоим неравенствам (12-57). В этом случае в качестве трансформатора T можно выбрать трансформатор без РПН.

2. Не существует ни одного номера регулировочного ответвления, удовлетворяющего одновременно обоим неравенствам (12-57). В этом случае в качестве трансформатора T следует выбрать трансформатор с РПН, а неравенства (12-57) определяют пределы изменения регулировочных отпаек при изменениях режима загрузки трансформатора.

Пример. Параметры сети, представленной на рис. 12-18, следующие. Линия $U_n = 110$ кВ, привода АС-70, длина 20 км; трансформатор: $S_n = 16$ мВ·А, $U_{в-н}/U_{н-н} = 110/10,5$. В питающем узле во всех режимах поддерживается напряжение $U_1^I = U_1^{II} = 115$ кВ. Нагрузка трансформатора в режиме максимальных и минимальных нагрузок равна $S_3^I = 11 + j4$ мВ·А, $S_3^{II} = 6 +$

$+j3$ мВ·А. Во всех режимах напряжение в узле 3 должно находиться в пределах

$$10,5 > U_3 > 10 \text{ кВ.}$$

Решение. Определяем потери напряжения в сети для режимов максимальных и минимальных нагрузок. Они соответственно равны $\Delta U^I = 4,3$ кВ, $\Delta U^{II} = 3$ кВ. Проверим возможность использования в качестве трансформатора T трансформатор без РПН. В этом случае $\alpha = 2,5\%$, а регулировочные ответвления имеют номера $n=0, \pm 1, \pm 2$. Неравенства (12-57) примут вид:

$$10,5 > \frac{(115 - 4,3) \cdot 10,5}{110(1 + 0,025n)} > 10;$$

$$10,5 > \frac{(115 - 3) \cdot 10,5}{110(1 + 0,025n)} > 10,$$

или после преобразования

$$2,2 > n > 0,3;$$

$$2,9 > n > 0,8.$$

Обоим неравенствам одновременно удовлетворяют $n=1$ и $n=2$, и, следовательно, в качестве трансформатора T можно выбрать трансформатор без РПН. Выбираем регулировочную отпайку $n=1$. В этом случае напряжение U_3 в режимах максимальных и минимальных нагрузок соответственно равно $U_3^I = 10,3$ кВ, $U_3^{II} = 10,42$ кВ, а напряжение U_3 во всех возможных режимах будет изменяться в пределах

$$10,42 > U_3 > 10,3 \text{ кВ.}$$

12-10. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОСТЕЙШИХ ЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ

Под простейшей замкнутой сетью понимается кольцевая сеть, содержащая не более одного замкнутого контура (рис. 12-19) либо линия с двусторонним питанием (рис. 12-20). Кольцевая сеть с одним замкнутым

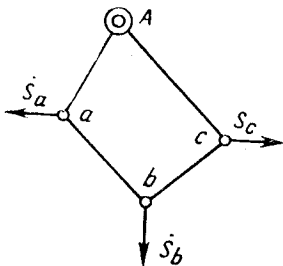


Рис. 12-19. Схема кольцевой сети.

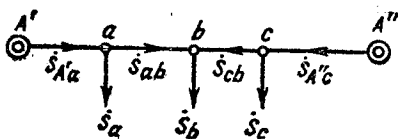


Рис. 12-20. Схема линий с двусторонним питанием.

контуром может быть представлена схемой линии с двусторонним питанием с напряжениями по концам, равными по величине и фазе ($\dot{U}_{A'} = \dot{U}_{A''} = \dot{U}_A$).

Электрический расчет замкнутой сети следует начинать с приведения нагрузок к узлам кольцевой сети или линии с двусторонним питанием. Приведение нагрузок осуществляется с учетом потерь мощности в элементах сети, прилегающих к узлам кольцевой сети или линии с двусторонним питанием. При этом потери мощности опреде-

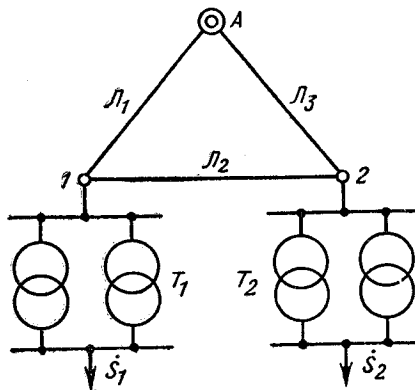


Рис. 12-21. Схема замкнутой кольцевой сети.

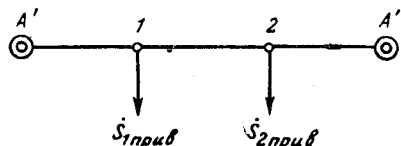


Рис. 12-22. Схема замкнутой кольцевой сети после приведения нагрузок к узлам кольцевой сети.

ляются приближенно по номинальным напряжениям. Например, приведение нагрузок к узлам 1 и 2 сети, представленной на рис. 12-21, 12-22, осуществляется по формулам

$$\dot{S}_{1прив} = \dot{S}_1 + 2\Delta\dot{S}_{T1} + \Delta\dot{S}_{B1};$$

$$\dot{S}_{2прив} = \dot{S}_2 + 2\Delta\dot{S}_{T2} + \Delta\dot{S}_{B2},$$

где $\Delta\dot{S}_{T1} (\Delta\dot{S}_{T2})$ — потери мощности в трансформаторе $T_1 (T_2)$, $\Delta\dot{S} (\Delta\dot{S}_{B2})$ — генерация мощности емкостной проводимостью линий, примыкающих к первому (второму) узлу.

Электрический расчет линии с двусторонним питанием с равными напряжениями по концам. Как уже отмечалось выше, такой схемой может быть представлена любая кольцевая сеть с одним контуром (рис. 12-20). После приведения нагрузок сети непосредственно к узлам линий с двусторонним питанием электрический расчет осуществляется в два этапа.

На первом этапе определяется приближенное распределение потоков мощности по

участкам линии без учета потерь мощности. При этом мощности на участках линии определяются уравнениями

$$\left. \begin{aligned} \dot{S}_{A'a} - \dot{S}_{ab} &= \dot{S}_a; \\ \dot{S}_{ab} + \dot{S}_{cb} &= \dot{S}_b; \\ \dot{S}_{A'c} - \dot{S}_{cb} &= \dot{S}_c; \\ \dot{S}_{A'a} \hat{Z}_{A'a} + \dot{S}_{ab} \hat{Z}_{ab} - \dot{S}_{cb} \hat{Z}_{cb} - \\ - \dot{S}_{A'c} \hat{Z}_{A'c} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (12-58)$$

Первые три уравнения (12-58) соответствуют балансу мощности в узлах *a*, *b* и *c*. Последнее уравнение приближенно выражает равенство нулю падения напряжения от узла *A'* до узла *A''*.

Уравнения (12-58) удобно разрешить относительно мощностей $\dot{S}_{A'a}$ и $\dot{S}_{A'c}$ на головных участках линии с двусторонним питанием:

$$\left. \begin{aligned} \dot{S}_{A'a} &= \frac{\dot{S}_a \hat{Z}_{A'a} + \dot{S}_b \hat{Z}_{A''b} + \dot{S}_c \hat{Z}_{A'c}}{\hat{Z}_{A'A''}}; \\ \dot{S}_{A'c} &= \frac{\dot{S}_a \hat{Z}_{A'a} + \dot{S}_b \hat{Z}_{A''b} + \dot{S}_c \hat{Z}_{A'c}}{\hat{Z}_{A'A''}}. \end{aligned} \right\} \quad (12-59)$$

По выражениям (12-59) можно сформулировать общее правило для определения мощности на головном участке линии с двусторонним питанием: мощность на одном из головных участков линии с двусторонним питанием (например, примыкающего к узлу *A'*) равна дробь, знаменатель которой равен сопряженному комплексному сопротивлению линии (от узла *A'* до узла *A''*), а числитель — сумма произведений мощности нагрузок на сопряженные комплексные сопротивления участков линии от соответствующего узла нагрузки до противоположного конца линии с двусторонним питанием (узла *A''*).

После определения мощности на одном из головных участков линии с двусторонним питанием мощности на остальных участках определяются по уравнениям баланса мощностей в узлах нагрузки. Для проверки правильности вычисления мощности на головном участке рекомендуется определять по (12-59) мощности на обоих головных участках независимо. Сумма этих мощностей должна быть равна сумме мощностей всех нагрузок.

Узел линии с двусторонним питанием, в котором мощности сходятся с двух сторон, называется точкой раздела мощностей. Точки раздела активной и реактивной мощности в общем случае могут не совпадать.

На втором этапе электрического расчета линия с двусторонним питанием разрезается в точке раздела мощностей (рис. 12-23).

Если точка раздела активной и реактивной мощности не совпадает, то разрезание производится в точке раздела активной мощности, при этом мощности в конце участков *ab'* и *cb''* полагаются равными мощностям \dot{S}_{ab} и \dot{S}_{cb} , найденным на первом этапе расчета:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{ab}'' &= \dot{S}_{ab}' = \dot{S}_{ab}; \\ \dot{S}_{bc}'' &= \dot{S}_{bc}' = \dot{S}_{bc}. \end{aligned}$$

В дальнейшем электрический расчет правого и левого участков линии с двусторонним питанием проводится так же, как для разомкнутых схем.

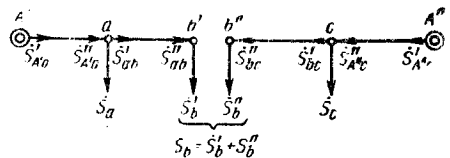


Рис. 12-23. Разрезание линии с двусторонним питанием на втором этапе электрического расчета.

Случай однородной линии с двусторонним питанием

Линия с двусторонним питанием называется однородной, если для всех ее участков выполняется соотношение

$$R_i/X_i = m = \text{const.}$$

Здесь R_i — активное сопротивление *i*-го участка; X_i — реактивное сопротивление *i*-го участка.

Если для неоднородных линий с двусторонним питанием определение мощности на головном участке проводится по выражению (12-59) с комплексными составляющими, то для однородной линии активная и реактивная мощности головного участка определяются следующими выражениями с действительными составляющими:

$$\left. \begin{aligned} P_{A'a} &= \frac{P_a l_{A'a} + P_b l_{A''b} + P_c l_{A'c}}{l_{A'A''}}; \\ Q_{A'a} &= \frac{Q_a l_{A'a} + Q_b l_{A''b} + Q_c l_{A'c}}{l_{A'A''}}. \end{aligned} \right\} \quad (12-60)$$

где P_a (P_b , P_c) — активная мощность нагрузки узла; $l_{A'a}$ ($l_{A''b}$, $l_{A'c}$) — расстояние между узлами *A''* и *a* (*A''* и *b*, *A''* и *c*).

Метод расщепления схем. При электрическом расчете неоднородных кольцевых сетей или линий с двусторонним питанием может быть применен метод расщепления схем. Он заключается в раздельном расчете распределения активных и реактивных мощностей в сети. При этом распределение активных мощностей в основном определяется реактивными сопротивлениями участков сети, а реактивных мощностей — активными сопротивлениями. Метод расщепления схем может быть использован для

приближенного определения распределения мощностей на первом этапе расчета. В соответствии с этим методом выражения для активной и реактивной мощностей на головном участке линии с двусторонним питанием принимают вид:

$$\left. \begin{aligned} P_{A'a} &= \frac{P_a X_{A'a} + P_b X_{A'b} + P_c X_{A'c}}{X_{A'A'}} \\ Q_{A'a} &= \frac{Q_b R_{A'a} + Q_a R_{A'b} + Q_c R_{A'c}}{R_{A'A'}} \end{aligned} \right\} \quad (12-61)$$

Выражения (12-61), определяющие мощности на головном участке линии с двусторонним питанием, менее точны, чем выражения (12-59), но значительно проще последних. Как показывает практика расчетов, погрешность, возникающая при использовании метода расщепления схем, вполне допустима для инженерных расчетов.

12-11. МЕТОДЫ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ЦЭМ

Системы внешнего электроснабжения крупных промышленных предприятий и промышленных комплексов представляют собой связанные через трансформаторы сети различных напряжений (110, 220 кВ и выше), которые работают по сложносамкнутым схемам и обладают большой электрической неоднородностью. Расчет электрического режима таких сетей без применения ЦЭМ практически невозможен.

В настоящее время для расчета электрической сети системы электроснабжения имеется значительное число программ для ЦЭМ «Урал-2», БЭСМ-4 и М-220. Наибольшее распространение в практике расчетов получила программа Института электродинамики АН УССР. Программа позволяет производить расчет режимов электрической сети любой конфигурации с числом узлов до 300 и числом ветвей до 900. Расчет может осуществляться с учетом действительных коэффициентов трансформации, т. е. без приведения параметров схемы замещения к одной ступени напряжения. Это значительно облегчает подготовку исходных данных и расшифровку результатов расчета.

В качестве исходных данных для расчета режима по вышеназванной программе используются данные по ветвям и узлам схемы замещения сети. Ветви и узлы схемы замещения должны быть предварительно занумерованы в произвольном порядке. Исключение при нумерации узлов составляет узел нулевого потенциала (земля), который должен иметь последний (среди номеров узлов) номер.

Данные по ветвям включают в себя следующее: номер ветви, активное и реактивное сопротивление ветви и два номера узлов, ограничивающих эту ветвь.

Каждый узел схемы замещения (номер i -й) после электрического расчета сети

характеризуется следующими данными: активная (P_i) и реактивная (Q_i) мощности, потребляемые из сети или генерируемые в сеть через этот узел, модуль напряжения (U_i) и фаза напряжения (δ_i) этого узла. Для осуществления электрического расчета режима сети две из перечисленных четырех величин должны быть заданы, т. е. выступать в качестве исходных данных. В зависимости от способа задания исходных данных по узлам схемы замещения узлы можно разделить на три следующие группы:

1. Узлы, для которых в качестве исходных данных задаются активная (P_i) и реактивная (Q_i) мощности, а в ходе расчета определяются модуль ($|U_i|$) и фаза (δ_i) напряжения. Таких узлов в схеме замещения, как правило, подавляющее большинство. К ним относятся, в частности, узлы, замещающие подстанции системы электроснабжения. Известные нагрузки подстанций и являются исходными данными соответствующих узлов.

2. Узлы, для которых в качестве исходных данных задаются активная мощность (P_i) и модуль напряжения ($|U_i|$), а в ходе расчета определяются реактивная мощность (Q_i) и фаза напряжения (δ_i). К ним относятся узлы, замещающие шины станций и крупных подстанций, имеющих регулируемые источники реактивной мощности. За счет изменения реактивной мощности (Q_i) в таких узлах можно поддерживать требуемую величину напряжения U_i , которая и задается в исходных данных. Поскольку мощность источников реактивной мощности в узлах ограничена, то в качестве исходных данных для узлов второй группы помимо величин (P_i) и (U_i) задаются ограничения по реактивной мощности $Q_{i\max}$ и $Q_{i\min}$. Здесь $Q_{i\max}$ ($Q_{i\min}$) — максимальное (минимальное) значение реактивной мощности в данном узле. При этом, если определенная в ходе расчета величина реактивной мощности Q_i лежит в пределах $Q_{i\max} \geq Q_i \geq Q_{i\min}$, то расчет заканчивается. Если же определенная в ходе расчета величина Q_i окажется больше $Q_{i\max}$ (или меньше $Q_{i\min}$), то расчет повторяется, но не при заданном модуле напряжения узла (U_i), а при заданной реактивной мощности узла $Q_i = Q_{i\max}$ (или $Q_i = Q_{i\min}$). В последнем случае имеющийся источник реактивной мощности в i -м узле не в состоянии поддерживать заданную в исходных данных величину напряжения U_i .

3. Узел, для которого в качестве исходных данных задается модуль (U_i) и фаза (δ_i) напряжения, а в ходе расчета определяются активная (P_i) и реактивная (Q_i) мощности. Такой узел называется балансирующим и является единственным в схеме замещения. Фазу напряжения балансирующего узла обычно принимают равной нулю ($\delta_i = 0$), т. е. фазы векторов напряжений остальных узлов схемы замещения отсчитываются от вектора напряжения балансирующего узла. В качестве балансирующего узла обычно принимается узел, соответствующий

ющий шинам наиболее мощного источника питания в схеме.

В результате расчета режима электрической сети из ЦВМ выводятся следующие данные: для каждой ветви — активная P и реактивная Q мощности в начале и конце ветви, потери активной ΔP и реактивной ΔQ мощностей; для каждого узла — напряжение (модуль U_i и фаза δ_i), активная P и реактивная Q мощности нагрузки или генерации; для схемы в целом — суммарные потери активной ΔP_{Σ} и реактивной ΔQ_{Σ} мощностей.

Алгоритм программ Института электродинамики АН УССР основан на использовании метода узловых потенциалов по матрице узловых проводимостей. Напряжения в узлах вычисляются итерационным методом Гаусса — Зейделя с ускорением сходимости итерационного процесса.

Оценивая эффективность применения ЦВМ для расчетов режимов электрических сетей системы электроснабжения, следует отметить следующее:

1. Применение ЦВМ для расчета режимов позволяет многократно использовать единой составленные программы для

данного класса ЦВМ. При этом гарантируется отсутствие арифметических ошибок и ошибок, связанных с неправильной реализацией алгоритма расчета режимов.

2. Расчет режимов сложносвязанных сетей практически возможен только при использовании ЦВМ.

3. Применение ЦВМ для расчета режимов электрических сетей позволяет значительно повысить производительность труда. В частности, использование ЦВМ дает возможность в сжатые сроки выполнять многочисленные серии расчетов режимов при переборе большого числа возможных вариантов схем сети, отдельных ее элементов и параметров режима.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

12-1. Долгинов А. И. Техника высоких напряжений в электроэнергетике. М., «Энергия», 1968.

12-2. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. М., «Энергия», 1969.

12-3. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1967.

РАЗДЕЛ ТРИНАДЦАТЫЙ

РАСЧЕТ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ

13-1. ОБЩИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Под расчетом воздушных линий на механическую прочность понимается расчет, в результате которого определяются механические нагрузки на элементы воздушных линий, внутренние напряжения, возникающие в элементах воздушных линий под действием этих нагрузок, и стрелы провеса проводов и тросов. Основной целью расчета на механическую прочность является выбор элементов воздушных линий с такой прочностью, которая обеспечивает их безаварийную эксплуатацию при механических нагрузках, не превышающих нагрузок, имеющих место при самом неблагоприятном сочетании расчетных условий.

Расчет воздушных линий на механическую прочность проводится для нормального, аварийного и монтажного режима. Нормальным режимом воздушной линии является ее работа при оборванных проводах и тросах. Аварийным режимом воздушной линии называется ее работа при частично или полностью оборванных проводах и тросах. Монтажным режимом воздушной линии называется ее работа в условиях монтажа опор, проводов и тросов. Согласно ПУЭ расчет проводов и тросов на механическую прочность производится по методу допустимых напряжений, расчет изоляторов и ар-

матуры по методу разрушающих нагрузок, расчет опор и фундаментов по методу предельных состояний.

13-2. РАСЧЕТ ПРОВОДОВ И ТРОСОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ В НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

1. Общие положения. Расчет проводов на прочность должен производиться для следующих условий: а) при наибольшей внешней нагрузке; б) при низшей температуре и отсутствии внешних нагрузок; в) при среднегодовой температуре и отсутствии внешних нагрузок. Соответствующие этим условиям допускаемые напряжения σ_r , σ_a и σ_m приведены в табл. 13-1. Расчетные физико-механические характеристики проводов приведены в табл. 13-2.

Выбор расчетных климатических условий при расчете воздушных линий на механическую прочность производится по картам климатического районирования территории СССР [Л. 13-1]. В соответствии с этими картами территория СССР разбита на семь районов, характеризующихся различными максимальными скоростями ветра, и на пять районов, характеризующихся раз-

Таблица 13-1

Допускаемые напряжения в проводах и тросах

Марка и сечение	Допускаемые напряжения, кгс/мм ²			Допускаемые напряжения в процентах предела прочности при растяжении		
	при наибольшей нагрузке σ_r	при низшей температуре σ_{-}	при среднегодовой температуре σ_{Σ}	при наибольшей нагрузке	при низшей температуре	при среднегодовой температуре
Алюминиевые:						
А-25—А-35	8,0	8,0	4,8	50	50	30
А-50—А-185	7,5	7,5	4,5	50	50	30
Стальные:						
ПСО всех сечений ПС-25—ПС-70	22,0	22,0	19,25	40	40	35
(ПМС-25—ПМС-70)	32,5	32,5	22,75	50	50	50
ПС-95 (ПМС-95) ТК (тросы)*	35,0	35,0	24,5	50	50	50
Сталеалюминиевые:						
АС сечением от 16 до 95 мм ²	10,5	9,25	6,25	42	37	37
АС сечением 120 мм ² и более	12,2	10,7	7,25	42	37	25
АСО всех сечений	11,3	10,0	6,75	42	37	25
АСУ всех сечений	13,0	11,5	7,75	42	37	25

* В зависимости от разрывного усилия каната в целом, определяемого по соответствующим ГОСТ.

Таблица 13-2

Физико-механические характеристики проводов и тросов

Марка и сечение	Приведенная нагрузка от собственного веса γ_1 , кгс/м·мм ²	Модуль упругости E , кгс/мм ²	Температурный коэффициент линейного удлинения α , 1/град	Предел прочности провода и троса в целом при растяжении σ , кгс/мм ²
Алюминиевые	$2,75 \cdot 10^{-3}$	$6,3 \cdot 10^3$	$23 \cdot 10^{-6}$	15 или 16*
Стальные:				
ПСО	$7,85 \cdot 10^{-3}$	$20 \cdot 10^3$	$12 \cdot 10^{-6}$	55
ПС и ПМС	$8,0 \cdot 10^{-3}$	$20 \cdot 10^3$	$12 \cdot 10^{-6}$	65 или 70**
Тросы	$8,0 \cdot 10^{-3}$	$20 \cdot 10^3$	$12 \cdot 10^{-6}$	120***
Сталеалюминиевые:				
АС сечением 10 мм ²	$3,2 \cdot 10^{-3}$	$7,65 \cdot 10^3$	$20,1 \cdot 10^{-6}$	24
АС сечением от 16 до 95 мм ²	$3,47 \cdot 10^{-3}$	$8,25 \cdot 10^3$	$19,2 \cdot 10^{-6}$	25
АС сечением 120 мм ² и более	$3,56 \cdot 10^{-3}$	$8,45 \cdot 10^3$	$18,9 \cdot 10^{-6}$	29
АСО всех сечений	$3,39 \cdot 10^{-3}$	$7,85 \cdot 10^3$	$19,8 \cdot 10^{-6}$	27
АСУ всех сечений	$3,73 \cdot 10^{-3}$	$8,90 \cdot 10^3$	$18,3 \cdot 10^{-6}$	31

* 15 кгс/мм² при диаметре проволок более 2,5 мм и 16 кгс/мм² при диаметре проволок 2,5 мм и менее.

** 65 кгс/мм² при диаметре проволок более 1,8 мм и 70 кгс/мм² при диаметре проволок 1,8 мм и менее.

*** Уточняется по соответствующим ГОСТ.

личной степенью гололедаобразования. Определение нагрузок на элементы воздушных линий производится при наиболее неблагоприятных сочетаниях климатических усло-

вий, наблюдаемых не реже одного раза в 5 лет для линий 35 кВ и ниже, одного раза в 10 лет для линий 110—330 кВ и одного раза в 15 лет для линий 500 кВ.

Определение величин напряжения в проводах при изменении атмосферных условий производится с помощью уравнения состояния провода, имеющего следующий вид:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 l^2 E}{24\sigma^2} = \sigma_0 - \frac{\gamma_0^2 l^2 E}{24\sigma_0^2} - \alpha E (t - t_0), \quad (13-1)$$

где σ_0 и σ — напряжения в нижней точке провода в начальном (до изменения климатических условий) и искомом (после изменения климатических условий) состояниях, кгс/мм²; l — длина пролета, м; γ_0 и γ — соответствующие нагрузки на провод, приведенные к одному метру длины и одному квадратному миллиметру сечения и называемые в дальнейшем приведенными нагрузками, кгс/м·мм²; E — модуль упругости, кгс/мм²; t_0 и t — соответствующая температура, °С; α — температурный коэффициент линейного расширения провода, 1/град.

Определение стрелы провеса провода при одинаковой высоте точек подвеса осуществляется по формуле

$$f = \frac{\gamma l^2}{8\sigma}. \quad (13-2)$$

2. Определение погонных и приведенных нагрузок на провода и тросы. При расчетах проводов используются погонные p , кгс/м, и приведенные γ , кгс/м·мм², нагрузки. Последние определяются соотношением

$$\gamma = \frac{p}{s}, \quad (13-3)$$

где s — площадь сечения всего провода, мм².

Значения приведенной нагрузки от собственной массы проводов γ_1 длины в табл. 13-2. Погонная нагрузка от собственной массы проводов определяется по формуле

$$p_1 = \sum \gamma_1 s, \quad (13-4)$$

где суммирование осуществляется по всем проводам и тросам линии.

Погонная нагрузка проводов и тросов от массы гололеда p_2 вычисляется исходя из цилиндрической формы гололедных отложений с плотностью 0,9 гс/см³. Нормативная толщина стенки гололеда определяется в соответствии с картой районирования территории СССР по гололеду по данным табл. 13-3.

Погонная нагрузка на провод диаметром d , мм, при толщине стенки гололеда c , мм, определяется выражением

$$p_2 = 0,9 \pi c (\alpha + c) \cdot 10^{-3}. \quad (13-5)$$

Результирующая погонная нагрузка при гололеде p_3 равна арифметической сумме погонных нагрузок от собственной массы и гололеда:

$$p_3 = p_1 + p_2. \quad (13-6)$$

Таблица 13-3

Нормативная таблица стенки гололеда

Районы гололедности СССР	Нормативная толщина стенки гололеда (мм) при повторяемости	
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет
I	5	5
II	5	10
III	10	15
IV	15	20
Особый	20 и более	Более 22

Примечание. Нормативная толщина стенки гололеда с повторяемостью 1 раз в 15 лет (для линий напряжением 500 кВ) должна определяться на основании данных фактических наблюдений и должна приниматься не менее 10 мм.

При направлении ветра перпендикулярно к оси провода погонная ветровая нагрузка p_4 на провод без гололеда определяется по формуле

$$p_4 = \alpha c_x q d \cdot 10^{-3}, \quad (13-7)$$

а на провод с гололедом по выражению

$$p_5 = \alpha c_x q (d + 2c) \cdot 10^{-3}; \quad (13-8)$$

здесь α — коэффициент неравномерности скоростного напора, принимаемый по данным табл. 13-4; c_x — коэффициент лобового сопротивления, принимаемый: 1,1 — для проводов и тросов диаметром 20 мм и больше и 1,2 — для проводов и тросов диаметром меньше 20 мм, свободных от гололеда, а также для всех проводов и тросов, покрытых гололедом; $q = v^2/16$ — скоростной напор.

Таблица 13-4

Значения коэффициента неравномерности α в зависимости от величины скоростного напора ветра

Скоростной напор ветра, кгс/м ²	α^*	Скоростной напор ветра, кгс/м ²	α^*
27 и менее	1,0	70	0,713
35	0,91	80	0,7
40	0,85	85	0,7
45	0,817	100	0,7
50	0,783	105	0,7
55	0,75	115	0,7
65	0,725	125	0,7

* Промежуточные значения α определяются линейной интерполяцией.

Величина наибольшего нормативного скоростного напора ветра зависит от высоты расположения проводов над землей и номера ветрового района по карте районирования территории СССР по скоростным напорам. В табл. 13-5 приведены данные

нормативных скоростных напоров и максимальных скоростей ветра для высоты до 15 м над поверхностью земли.

Таблица 13-5

Нормативные скоростные напоры и скорости ветра для высоты до 15 м над поверхностью земли

Ветровые районы СССР	Нормативный скоростной напор q , кгс/м ² , скорость ветра v , м/с, при повторяемости					
	1 раз в 5 лет		1 раз в 10 лет		1 раз в 15 лет	
	q	v	q	v	q	v
I	27	21	40	25	55	30
II	35	24	40	25	55	30
III	45	27	50	29	55	30
IV	55	30	65	32	70	33
V	70	33	80	36	85	37
VI	85	37	100	39	105	41
VII	100	40	115	43	125	45

Примечания: 1. Для воздушных линий, проходящих в застроенной местности, приведенные в табл. 13-1 значения скоростных напоров могут быть снижены на 30% при условии, что средняя высота окружающих зданий составляет не менее $\frac{1}{3}$ высоты опор.

2. Для участков линий, открытых для сильных ветров, при отсутствии наблюдений следует увеличить скоростной напор на 40% по сравнению со значениями, приведенными для данного района.

При высоте расположения проводов над землей больше 15 м скоростные напоры определяются умножением значений нормативных скоростных напоров в табл. 13-5 на поправочные коэффициенты, приведенные в табл. 13-6. При этом высота расположе-

Таблица 13-6

Коэффициенты увеличения скоростных напоров и скоростей ветра по высоте

Зоны по высоте, м	Коэффициенты увеличения	
	скоростного напора ветра	скорости ветра
До 15	1,0	1,0
20	1,35	1,16
40	1,8	1,31
70	2,0	1,41
100	2,2	1,48
350 и более	3,0	1,73

Примечание. Промежуточные значения определяются путем линейной интерполяции.

ния проводов над землей принимается равной высоте расположения центра тяжести проводов и тросов в неотклоненном состоянии:

$$h = \frac{\sum_{i=1}^n h_i}{n}, \quad (13-9)$$

где h_i — высота крепления i -го провода или троса к изоляторам на опорах, отсчитываемая от отметки земли в местах установки опор, м; n — общее число проводов и тросов.

При сочетании ветра и гололеда скоростной напор принимается равным $0,25 q_n$. При этом в районах с нормативной толщиной стенки гололеда 15 мм и больше величина скоростного напора при гололеде должна приниматься не менее 14 кгс/м^2 .

Результирующая погонная нагрузка от массы провода (с гололедом или без гололеда), действующего вертикально, и горизонтального ветрового давления определяется по формулам: без гололеда

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2}, \quad (13-10)$$

при наличии гололеда

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2}.$$

3. Расчетные сочетания климатических условий. При расчете воздушных линий на механическую прочность в нормальном режиме следует принимать следующие сочетания климатических условий:

1) Высшая температура $t_{\text{макс}}$, ветер и гололед отсутствуют.

2) Провода и тросы покрыты гололедом, температура минус 5°C , ветер отсутствует.

3) Низшая температура $t_{\text{мин}}$, ветер и гололед отсутствуют.

4) Среднегодовая температура t_s , ветер и гололед отсутствуют.

5) Наибольший нормативный скоростной напор ветра, температура минус 5°C , гололед отсутствует.

6) Провода и тросы покрыты гололедом, температура минус 5°C , скоростной напор ветра $0,25 q_{\text{макс}}$, но не меньше 14 кг/м^2 , при толщине стенки гололеда 15 мм и больше.

При расчете приближенный токоведущих частей к элементам опор воздушных линий и сооружений следует принимать следующие сочетания климатических условий:

7) При рабочем напряжении: наибольший нормативный скоростной напор ветра $q_{\text{макс}}$, температура минус 5°C .

8) При атмосферных перенапряжениях: температура $+15^\circ \text{C}$, скоростной напор ветра $6,25 \text{ кг/м}^2$.

9) При внутренних перенапряжениях: температура t_s , скоростной напор $q = 0,27 q_{\text{макс}}$.

4. Формулы критических пролетов. Напряжения в проводах и тросах воздушных линий не должны превышать допускаемых значений, приведенных в табл. 13-1 для следующих режимов:

1) Режим наибольшей внешней нагрузки, имеющий место при 5-м или 6-м сочетаниях расчетных климатических условий. Параметры этого режима (погонную нагруз-

ку, температуру и напряжение в проводе) обозначим соответственно через γ_r, t_r, σ_r .

2) Режим низкой температуры при отсутствии внешних нагрузок, имеющий место при 3-м сочетании расчетных климатических условий. Параметры этого режима обозначим через γ_l, t_l, σ_l .

3) Режим среднегодовой температуры при отсутствии внешних нагрузок (4-е сочетание расчетных климатических условий). Параметры этого режима обозначим через γ_s, t_s, σ_s .

Уравнение состояния провода (13-1) позволяет определить следующие три критических пролета.

Первый критический пролет $l_{1к}$ ($l_{г-}$) представляет собой пролет такой длины, для которого напряжение провода в режиме среднегодовой температуры равно допускаемому σ_s , а в режиме низкой температуры — допускаемому σ_l .

Подставляя в уравнение (13-1) параметры соответствующих режимов, величину $l_{1к}$ можно выразить в виде

$$l_{1к} = \frac{4,46\sigma_l}{\gamma_l} \times \sqrt{\frac{\alpha E (t_s - t_l) - 0,325\sigma_l}{E}} \quad (13-11)$$

Второй критический пролет $l_{2к}$ ($l_{г-}$) имеет место в том случае, когда в режиме максимальных внешних нагрузок напряжение в проводе равно допускаемому σ_r , а в режиме низкой температуры — допускаемому σ_l . Величина $l_{2к}$ определяется соотношением

$$l_{2к} = \frac{4,9\sigma_r}{\gamma_l} \times \sqrt{\frac{0,119\sigma_r + \alpha E (t_r - t_l)}{E \left[\left(\frac{\gamma_r}{\gamma_l} \right)^2 - 1,29 \right]}} \quad (13-12)$$

Третий критический пролет $l_{3к}$ ($l_{г-}$) имеет место в том случае, когда напряжение в режиме максимальных внешних нагрузок равно допускаемому σ_r , а в режиме среднегодовой температуры — допускаемому σ_s :

$$l_{3к} = \frac{4,9\sigma_r}{\gamma_l} \times \sqrt{\frac{0,405\sigma_r + \alpha E (t_r - t_s)}{E \left[\left(\frac{\gamma_r}{\gamma_l} \right)^2 - 2,82 \right]}} \quad (13-13)$$

Исходным режимом при расчете проводов воздушных ЛЭП на механическую прочность называется такой режим, при котором напряжение в проводе равно допускаемому, при этом в остальных режимах напряжения в проводе должны быть меньше допустимого. Исходный режим зависит от соотношения между длинами трех кри-

тических пролетов и соотношения между длинами реального и критических пролетов. Эти соотношения приведены в табл. 13-7.

Таблица 13-7

Таблица соотношений, определяющих исходные условия для расчета проводов

Соотношение критических пролетов	Соотношение реального пролета с критическим	Параметры исходного режима
$l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$	$l < l_{1к}$	γ_l, t_l, σ_l
$l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$	$l_{2к} > l > l_{1к}$	γ_s, t_s, σ_s
$l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$	$l > l_{2к}$	γ_r, t_r, σ_r
$l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$	$l < l_{2к}$	γ_l, t_l, σ_l
$l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$	$l > l_{2к}$	γ_r, t_r, σ_r
$l_{1к}$ — минимальный, $l_{2к} < l_{3к}$	$l < l_{3к}$	γ_l, t_s, σ_s
$l_{1к}$ — минимальный, $l_{2к} < l_{3к}$	$l > l_{3к}$	γ_r, t_r, σ_r
$l_{3к}$ — минимальный, $l_{1к} < l_{2к}$	$l < l_{1к}$	γ_l, t_l, σ_l
$l_{3к}$ — минимальный, $l_{1к} < l_{2к}$	$l > l_{1к}$	γ_s, t_s, σ_s

5. Краткая методика расчета проводов воздушных линий на механическую прочность в нормальном режиме. 1) Определяются исходные данные для расчета: номинальное напряжение воздушной линии, марка проводов, длина пролета l , район гололедности, ветровой район, температуры t_l, t_{\max}, t_s .

2) Определяются погонные и приведенные нагрузки для расчетных сочетаний климатических условий.

3) Определяются длины критических пролетов.

4) По табл. 13-7 определяется исходный режим.

5) По уравнению состояния провода (13-1) и уравнению (13-2) определяются напряжения в проводах и стрелы провеса для всех расчетных сочетаний климатических условий.

Пример. Провести механический расчет провода АСО-240 (сечение алюминиевой части 243 мм², сечение стальной части 31,7 мм², сечение провода в целом 274,7 мм², диаметр провода 21,6 мм, масса 1 км — 937 кг) с пролетом $l=200$ м, подвешенного на воздушной линии 110 кВ в III районе гололедности ($c=15$ мм), в V ветровом районе ($q=80$ кг/м) с температурами $t_l=-40^\circ\text{C}$, $t_s=0^\circ\text{C}$, $t_{\max}=+40^\circ\text{C}$.

Определяем погонные и приведенные нагрузки.

1. Нагрузки от собственной массы

$$\gamma_1 = 3,39 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м} \cdot \text{мм}^2 \text{ (табл. 13-2);}$$

$$\rho_1 = \gamma_1 s = 3,39 \cdot 10^{-3} \cdot 274,7 = 0,93 \text{ кгс/м.}$$

2. Погонная нагрузка от массы гололеда

$$\rho_2 = 0,9 \pi c (d + c) \cdot 10^{-3} = 0,9 \cdot 3,14 \cdot 15 \times$$

$$\times (21,6 + 15) \cdot 10^{-3} = 1,55 \text{ кгс/м.}$$

3. Погонная нагрузка от массы провода с гололедом

$$\rho_3 = \rho_1 + \rho_2 = 2,48 \text{ кгс/м;}$$

7. Нагрузка от ветра и массы провода с гололедом

$$\rho_7 = \sqrt{\rho_3^2 + \rho_5^2} =$$

$$= \sqrt{2,48^2 + 1,235^2} = 2,77 \text{ кгс/м;}$$

$$\gamma_7 = \frac{2,77}{274,7} = 10,1 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Значения $E = 7,85 \cdot 10^3 \text{ кгс/мм}^2$ и $\alpha = 19,8 \cdot 10^{-6} \text{ 1/град}$, находятся по данным табл. 13-2, а значения $\sigma_- = 10,0 \text{ кг/мм}^2$, $\sigma_r = 11,3 \text{ кгс/мм}^2$ и $\sigma_s = 6,75 \text{ кгс/мм}^2$ по данным табл. 13-1.

Вычисляем критические пролеты:

$$l_{1к} = \frac{4,46 \sigma_-}{\gamma_1} \sqrt{\frac{\alpha E (t_s - t_-) 0,325 \sigma_-}{E}} = \frac{4,46 \cdot 10,0}{3,39 \cdot 10^{-3}} \times$$

$$\times \sqrt{\frac{19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,85 \cdot 10^3 [0 - (-40)] \cdot 0,325 \cdot 10,0}{7,85 \cdot 10^{-3}}} = 255 \text{ м;}$$

$$l_{2к} = \frac{4,9 \sigma_r}{\gamma_1} \sqrt{\frac{0,119 \sigma_r + \alpha E (t_r - t_-)}{E \left[\left(\frac{\gamma_r}{\gamma_1} \right)^2 - 1,29 \right]}} = \frac{4,9 \cdot 11,3}{3,39 \cdot 10^{-3}} \times$$

$$\times \sqrt{\frac{0,119 \cdot 11,3 + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,85 \cdot 10^3 [-5 - (-40)]}{7,85 \cdot 10^{-3} \left[\left(\frac{10,1 \cdot 10^{-3}}{3,39 \cdot 10^{-3}} \right)^2 - 1,29 \right]}} = 174 \text{ м;}$$

$$l_{3к} = \frac{4,9 \sigma_s}{\gamma_1} \sqrt{\frac{0,405 \sigma_s + \alpha E (t_r - t_s)}{E \left[\left(\frac{\gamma_r}{\gamma_1} \right)^2 - 2,82 \right]}} =$$

$$= \frac{4,9 \cdot 11,3}{3,39 \cdot 10^{-3}} \sqrt{\frac{0,405 \cdot 11,3 + 0,155 (-5 - 0)}{7,85 \cdot 10^3 \left[\left(\frac{10,1 \cdot 10^{-3}}{3,39 \cdot 10^{-3}} \right)^2 - 2,82 \right]}} = 148 \text{ м.}$$

$$\gamma_3 = \frac{\rho_3}{s_3} = \frac{2,48}{274,7} = 9,05 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м} \cdot \text{мм}^2.$$

4. Погонная нагрузка от ветра на провод без гололеда коэффициент неравномерности $\alpha = 0,7$ (табл. 13-4)

$$\rho_4 = \alpha c_x q d 10^{-3} = 0,7 \cdot 1,1 \cdot 80 \cdot 21,6 \times$$

$$\times 10^{-3} = 1,33 \text{ кгс/м.}$$

5. Погонная нагрузка от ветра на провод с гололедом

$$\rho_5 = \alpha c_x \cdot 0,25 q (d + 2c) = 1 \cdot 1,2 \times$$

$$\times 0,25 \cdot 80 (21,6 + 2 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 1,235 \text{ кгс/м.}$$

6. Нагрузка от ветра и массы провода без гололеда

$$\rho_6 = \sqrt{\rho_1^2 + \rho_2^2} =$$

$$= \sqrt{0,93^2 + 1,55^2} = 1,81 \text{ кгс/м.}$$

По табл. 13-7 для случая $l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$; $l > l_{2к}$ исходным режимом является режим наибольшей внешней нагрузки, что соответствует 6-му сочетанию расчетных климатических условий. Для этого режима полагаем $\sigma_6 = \sigma_r = 11,3 \text{ кг/мм}^2$.

Вычисляем напряжение в проводе при всех сочетаниях расчетных климатических условий.

1) Температура $t = t_{\text{макс}}$, ветер и гололед отсутствуют:

$$\sigma_1 = \frac{\gamma_1^2 l^2 E}{24\sigma_1^2} = \sigma_r = \frac{\gamma_7^2 l^2 E}{24\sigma_r} -$$

$$- \alpha E (t_{\text{макс}} - t_r);$$

$$\sigma_1 = \frac{(3,39 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 200^2 \cdot 7,85 \cdot 10^3}{24\sigma_1^2} = 11,3 -$$

$$- \frac{(10,1 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 200^2 \cdot 7,85 \cdot 10^3}{24 \cdot 11,3^2} -$$

$$- 0,155 [40 - (-5)];$$

$$\sigma_1 - \frac{150,5}{\sigma_1^2} = 0,8 - 6,87;$$

$$\sigma_1^2 (\sigma_1 + 6,07) = 150,5; \sigma_1 = 3,7 \text{ кгс/мм}^2.$$

2) Провод покрыт гололедом, $t = -5^\circ\text{C}$, ветер отсутствует:

$$\sigma_2 - \frac{\gamma_3^2 l^2 E}{24\sigma_2^2} = \sigma_r - \frac{\gamma_7^2 l^2 E}{24\sigma_r^2} - \alpha E (t_r - t);$$

$$\sigma_2 - \frac{1070}{\sigma_2^2} = 0,8; \sigma_2^2 (\sigma_2 - 0,8) = 1070;$$

$$\sigma_2 = 10,5 \text{ кгс/мм}^2.$$

3) Низшая температура $t = t_{\text{мин}}$, ветер и гололед отсутствуют:

$$\sigma_3 - \frac{\gamma_1^2 l^2 E}{24\sigma_3^2} = \sigma_r - \frac{\gamma_7^2 l^2 E}{24\sigma_r^2} -$$

$$- \alpha E (t_{\text{мин}} - t_r);$$

$$\sigma_3 - \frac{150,5}{\sigma_3^2} = 0,8 + 5,42;$$

$$\sigma_3^2 (\sigma_3 - 5,22) = 150,5; \sigma_3 = 8,37 \text{ кгс/мм}^2.$$

4) Среднегодовая температура $t = t_3$, ветер и гололед отсутствуют:

$$\sigma_4 - \frac{\gamma_1^2 l^2 E}{24\sigma_4^2} = \sigma_r - \frac{\gamma_7^2 l^2 E}{24\sigma_r^2} - \alpha E (t_3 - t_r);$$

$$\sigma_4 - \frac{150,5}{\sigma_4^2} = 0,8 - 0,775;$$

$$\sigma_4^2 (\sigma_4 - 0,005) = 150,5; \sigma_4 = 5,43 \text{ кгс/мм}^2.$$

5) Наибольший нормативный скоростной напор ветра $t = -5^\circ\text{C}$, гололед отсутствует:

$$\sigma_5 - \frac{\gamma_6^2 l^2 E}{24\sigma_5^2} = \sigma_r - \frac{\gamma_7^2 l^2 E}{24\sigma_r^2} - \alpha E (t_r - t);$$

$$\sigma_5 - \frac{570}{\sigma_5^2} = 0,8; \sigma_5^2 (\sigma_5 - 0,8) = 570;$$

$$\sigma_5 = 8,58 \text{ кгс/мм}^2.$$

6) Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5^\circ\text{C}$, скоростной напор ветра $0,25 q_{\text{макс}}$. Этот режим является исходным, поэтому

$$\sigma_6 = \sigma_r = 11,3 \text{ кгс/мм}^2.$$

Вычисляем стрелы провеса соответственно для всех сочетаний расчетных климатических условий:

$$f_1 = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma_1} = \frac{3,39 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 3,7} = 4,57 \text{ м};$$

$$f_2 = \frac{\gamma_3 l^2}{8\sigma_2} = \frac{9,05 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 10,5} = 4,3 \text{ м};$$

$$f_3 = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma_3} = \frac{3,39 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 8,37} = 2,07 \text{ м};$$

$$f_4 = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma_4} = \frac{3,39 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 5,43} = 3,12 \text{ м};$$

$$f_5 = \frac{\gamma_6 l^2}{8\sigma_5} = \frac{6,6 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 8,58} = 3,85 \text{ м};$$

$$f_6 = \frac{\gamma_7 l^2}{8\sigma_6} = \frac{10,1 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 11,3} = 4,47 \text{ м}.$$

7) Особенности расчета грозозащитных тросов. При подвеске грозозащитного троса должны соблюдаться следующие условия [Л. 13-1]:

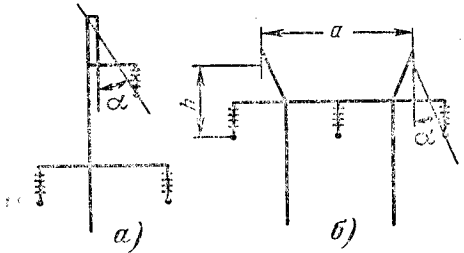


Рис. 13-1. Расположение тросов на опоре.

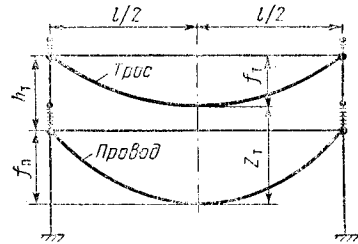


Рис. 13-2. Схема подвески троса и провода на опоре. Рисунок заимствован из [Л. 3] — рис. 1-22.

Трос должен обеспечивать необходимый угол защиты проводов (рис. 13-1). При этом в случае одного грозозащитного троса защитный угол α должен быть не более 30° , а при двух тросах не более 20° (при толщине стенок гололеда 15 мм и более защитный угол допускается не более 30°). При защите линий двумя тросами расстояние между ними должно быть не более пятикратного превышения тросов над проводами $ah < 5$.

Наименьшие расстояния по вертикали между тросом и проводом в середине пролета при температуре $+15^\circ\text{C}$ и без ветра должны быть не менее: 2 м — при длине пролета 100 м; 3,2 м — при длине пролета 150 м; 4 м — при 200 м; 5,5 м — при 300 м; 7 м —

при 400 м; 8,5 м — при 500 м; 10 м — при 600 м; 11,5 м — при 700 м; 13 м — при 800 м; 14,5 м — при 900 м; 16 м — при 1000 м; 18 м — при 1200 м и 21 м — при 1500 м. Промежуточные значения определяются линейной интерполяцией.

Согласно схеме расположения троса и провода на опоре (рис. 13-2) стрела провеса троса f_T при температуре $+15^\circ\text{C}$ и отсутствии ветра определяется по формуле

$$f_T = f_{\Pi} + h_T - l_T, \quad (13-14)$$

где f_{Π} — стрела провеса провода в середине пролета при температуре $+15^\circ\text{C}$ без ветра; h_T — расстояние по вертикали между тросом и проводом на опоре; l_T — требуемое расстояние между тросом и проводом в середине пролета.

Исходя из значения стрелы провеса при $+15^\circ\text{C}$, вычисленной по (13-14), определяют соответствующее напряжение в тросе:

$$\sigma_{+15} = \frac{\gamma l^2}{8f_T}. \quad (13-15)$$

Это значение подставляется в уравнение состояния проводов (13-1) для определения напряжения во всех требуемых режимах. При этом напряжения σ_T , σ_{-} и σ_{+} не должны превышать допустимых. Это обычно имеет место при длине пролета меньше 1000 м.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

13-1. Правила устройства электроустановок. М., «Энергия», 1966.

13-2. Руководящие указания по расчету проводов и тросов воздушных линий электропередач. М., «Энергия», 1965.

13-3. Крюков К. П., Новгородцев Б. П. Конструкции и механический расчет линий электропередач. М., «Энергия», 1970.

РАЗДЕЛ ЧЕТЫРНАДЦАТЫЙ

ШИНОПРОВОДЫ

14-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В промышленных предприятиях черной, цветной металлургии, химических и других энергоемких производствах в связи с увеличением их мощности и ростом плотности электрических нагрузок появилась необходимость передавать в одном направлении токи 2000—5000 А и более при напряжениях 6—20 кВ. В этих случаях целесообразно применять специальные мощные шинопроводы, которые имеют преимущества перед линиями, выполненными из большого числа параллельно проложенных кабелей. Преимущества эти следующие: большая надежность, возможность индустриализации электромонтажных работ, а также доступность наблюдения и осмотра шинопроводов в условиях эксплуатации.

Преимущества кабельных линий или шинопроводов не могут быть выражены количественно в общем виде, и задача выбора между ними должна решаться в каждом конкретном случае с учетом местных условий на основании соответствующего технико-экономического анализа.

При сравнении шинопроводов и кабельных линий решающими факторами являются:

1) величина расчетных годовых затрат;

2) обеспечение необходимого уровня напряжения и пределов его колебания у приемников электрической энергии.

На решение вопроса о применении мощных шинопроводов может оказать влияние также характер генплана предприятия.

Расчетные годовые затраты Z определяются формулой

$$Z = C_0 + 0,15K, \text{ руб/год.} \quad (14-1)$$

Капитальные вложения для шинопроводов зависят от передаваемой мощности, принятого варианта размещения, величины токов к.з., а также от необходимости иметь устройства грозозащиты. Для кабельных линий капитальные затраты зависят в значительной мере от напряжения сетей и выбранного способа прокладки их.

Прежде чем определять и сравнивать годовые затраты по вариантам, необходимо убедиться в их технической осуществимости и для каждого варианта найти наиболее экономичное решение. Например, шинопроводы, как правило, следует размещать над землей на открытом воздухе, так как размещение в туннеле или подземной галерее приводит к значительному удорожанию строительной части и увеличению потерь в железобетонных конструкциях. Если расчетные годовые затраты по шинопроводам и кабельным линиям примерно одинаковы, то предпочтительнее следует отдавать шинопроводам, так как они обладают большей надежностью.

14-2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКА ПО СЕЧЕНИЮ ШИН ИЗ ЦВЕТНОГО МЕТАЛЛА

а) Поверхностный эффект и влияние его на распределение тока по сечению шин. Сущность

поверхностного эффекта заключается в том, что под влиянием ряда факторов [Л. 14-3] ток по сечению проводника распределяется неравномерно, смещаясь к периферии сечения. Это явление имеет место только при переменном токе. Постоянный ток, если не учитывать различной температуры в отдельных слоях проводника, распределяется по его сечению равномерно. Неравномерное распределение переменного тока по сечению проводника вызывает неполное использование этого сечения, отчего сопротивление его как бы возрастает по сравнению с сопротивлением этого же проводника постоянному току. Если принять сопротивление проводника любой конкретной формы постоянному току за единицу, то сопротивление этого же проводника переменному току будет несколько большим:

$$R_{\sim} < R_{\sim} \quad (14.2)$$

В практике величину R_{\sim} называют омическим сопротивлением, а величину R_{\sim} — активным сопротивлением проводника.

Рассмотрим несколько подробнее вопрос о физической сущности поверхностного эффекта на примере наиболее простого (круглого) проводника (рис. 14-1). Вокруг



Рис. 14-1. Картина магнитного поля в плоскости поперечного сечения единичного проводника с током.

проводника и внутри него около геометрической оси, изображенной на рис. 14-1 крестиком, как сечение проводника, так и пространство за его пределами можно разделить на ряд цилиндрических слоев, параллельных оси проводника. Чем ближе слой к оси проводника, тем с большим числом индукционных линий он сцеплен. При изменении тока, проходящего через проводник, изменяется и магнитное поле. В слоях проводника это поле наводит э. д. с., противодействующую изменению тока. Это противодействие тем больше, чем больше наведенная э. д. с., т. е. чем больше индукционных линий имеет сцепление с рассматриваемым слоем, а следовательно, тем больше, чем ближе слой к оси проводника.

Таким образом, периферийные слои проводника имеют меньшие э. д. с., противодействующие изменяющемуся току, а сердцевидные слои, лежащие около оси проводника, имеют большие э. д. с., противодействующие току проводника, вследствие чего происходит вытеснение тока к периферии. Это и есть поверхностный эффект.

Поверхностный эффект усиливается с увеличением частоты. На рис. 14-2, а показано распределение поверхностной плотности тока по периметру прямоугольной ши-

ны при частоте 50 Гц, а на рис. 14-2, б — при частоте 300—400 Гц. На поверхностный эффект оказывают влияние геометрические размеры шинопровода, магнитная проницаемость материала среды и шинопровода и удельная проводимость материала шинопровода.

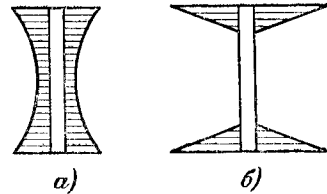


Рис. 14-2. Распределение поверхностной плотности тока по периметру прямоугольной шины.

а — при частоте $f_c = 50$ Гц; б — при высокой частоте.

провода. Магнитная проницаемость влияет на магнитное поле шинопровода. Изменение геометрических размеров, например увеличение их, влечет за собой увеличение разницы в сцеплении индукционных линий внутренних и периферийных слоев и усиливает поверхностный эффект. Повышение частоты

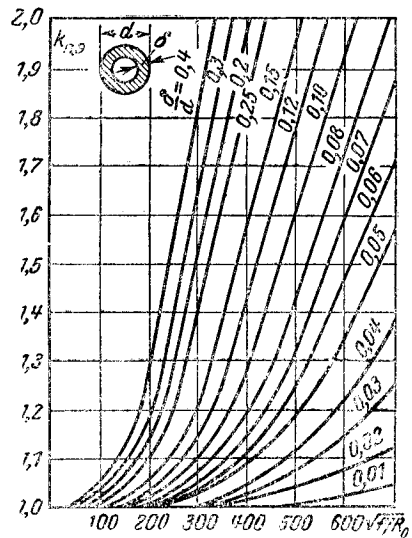


Рис. 14-3. Кривые зависимости $k_{0.5}$ для трубчатых шин от отношения δ/d и $\sqrt{f/R_0}$.

R_0 — сопротивление трубчатой шины длиной l м постоянному току, Ом; f — частота сети, Гц.

магнитной проницаемости и удельной проводимости увеличивает значение наводимых в слоях э. д. с., противодействующих проходящему по ним току. В предельном случае, когда $\gamma = \infty$, весь ток сконцентрировался бы в бесконечно тонком поверхностном слое шинопровода, т. е. разместился бы по пери-

метру его. Близкая к этому картина имеет место в стальных шинпроводах [Л. 14-5], когда выбор размеров шин производят по линейной плотности тока (по периметру поперечного сечения шин). Поверхностный эффект оценивают коэффициентом $k_{п.э}$, равным:

$$k_{п.э} = \frac{R_{\sim}}{R_{=}} > 1. \quad (14-3)$$

Для определения $k_{п.э}$ существуют формулы, однако они сложны и пользоваться ими для расчетов нецелесообразно.

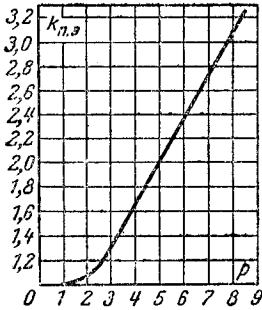


Рис. 14-4. Кривая зависимости величины $k_{п.э}$ для шин круглого сечения от параметра $\rho = \sqrt{\frac{8\pi f}{R_0 \cdot 10^9}}$. f — частота тока, Гц; R_0 — сопротивление 1 м шины постоянному току, Ом.

В практике для упрощения расчетов коэффициент поверхностного эффекта находится из номограмм. Например, для круглых и трубчатых шин номограммы представлены на рис. 14-3, 14-4. На рис. 14-3 даны кривые зависимости $k_{п.э}$ для трубчатых шин от отношения δ/d и $\sqrt{f/R_0}$, где d — наружный диаметр трубы, мм; δ — толщина стенок трубы, мм; f — частота тока, Гц; R_0 — сопротивление шины длиной 1 м постоянному току, Ом/м.

Для шин круглого сечения $k_{п.э}$ определяется по кривой на рис. 14-4 в зависимости от параметра $\rho = \sqrt{\frac{8\pi f}{R_0 \cdot 10^9}}$. Для $\rho \approx 2,7$ величину $k_{п.э}$ можно принимать равной 1,1 как для круглых, так и для прямоугольных шин.

Для более полного использования сечения проводника при переменном токе, улучшения условий охлаждения, а также из конструктивных соображений алюминиевые и медные шины всех форм и размеров, как правило, изготавливаются толщиной не более 10—12 мм. При токах, превосходящих предел, допустимый для одной шины, применяют пакет из нескольких шин.

б) Эффект близости и его влияние на распределение то-

ка по сечению шин. При нескольких проводниках, расположенных близко, их магнитные поля влияют друг на друга и в них происходит перераспределение тока по сечению. Как показано на схематических рисунках магнитных полей двух проводников с током (рис. 14-5), различные части сечений проводов сцеплены с неодинаковым

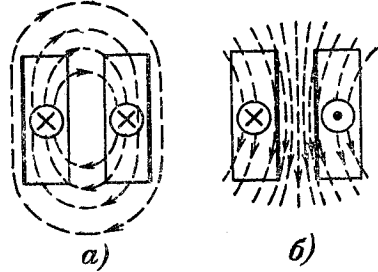


Рис. 14-5. Картина магнитного поля в плоскости поперечного сечения двух параллельных проводов с током.

а — токи в проводниках имеют одинаковое направление; б — токи в проводниках имеют различное направление.

числом магнитных линий. На основании рассуждений, аналогичных приведенным для уединенного проводника, можно прийти к заключению, что наибольшая плотность тока будет в тех частях сечения проводников, которые сцеплены с наименьшим числом магнитных линий. Если токи в проводниках направлены одинаково (рис. 14-5, а), наибольшая плотность тока будет в наиболее удаленных друг от друга частях сечений; при различных направлениях токов (рис. 14-5, б) наибольшая плотность тока получается в наиболее близких друг к другу частях сечений проводников. Области наибольшей плотности тока отмечены на рис. 14-5 толстыми линиями. Это явление перераспределения тока в проводнике при наличии вблизи него других проводников с током получило название эффекта близости. Вызываемое эффектом близости перераспределение тока по сечению проводов может увеличивать либо уменьшать потери энергии в них, что характеризуется коэффициентом близости $k_{э.б}$. Если коэффициент поверхностного эффекта всегда больше единицы, то коэффициент эффекта близости может быть как больше, так и меньше единицы; иначе говоря, эффект близости может как увеличивать, так и уменьшать общую неравномерность распределения тока по сечению, вследствие чего активное сопротивление проводника увеличивается или уменьшается по сравнению с сопротивлением переменному току уединенного проводника. Для круглых сечений коэффициент эффекта близости всегда больше единицы. Для прямоугольных сечений проводников величина $k_{э.б}$ зависит от взаимного расположения проводников. Оптимальными для уменьшения активного сопротивления являются рас-

стояния между шинами, равные примерно толщине шины. При расстоянии между фазами больше 8—10-кратного размера шин влияние эффекта близости на токораспределение по сечению проводников незначительно и с ним можно не считаться.

для шин трубчатого сечения можно определять по кривым на рис. 14-6 в зависимости от параметра $\sqrt{l/R_0}$, а для пакета из шин корыччатого сечения — по кривым на рис. 14-7.

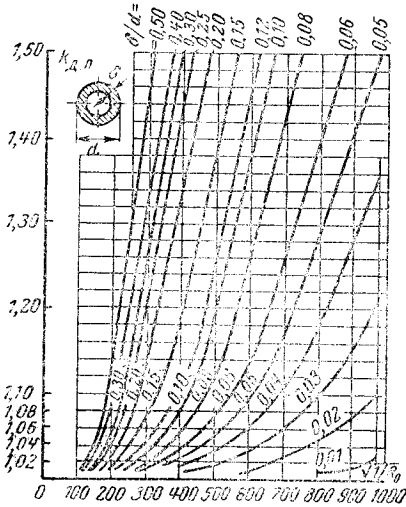


Рис. 14-6. Кривые зависимости $\kappa_{д,п}$ для проводников трубчатого сечения при частоте $f=50$ Гц от параметра $\sqrt{l/R_0}$. R_0 — сопротивление 1 м трубы постоянному току, Ом.

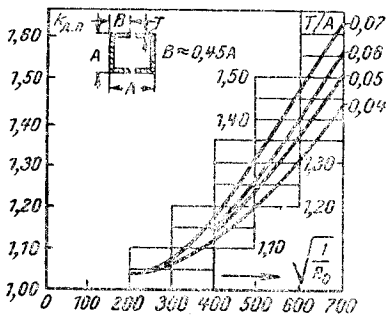


Рис. 14-7. Кривые зависимости $\kappa_{д,п}$ для шин швеллерного профиля при частоте $f=50$ Гц от параметра $\sqrt{l/R_0}$. R_0 — сопротивление 1 м шины постоянному току, Ом.

В практике расчетов влияние поверхностного эффекта и эффекта близости учитывается совместно посредством коэффициента дополнительных потерь $\kappa_{д,п}$:

$$\kappa_{д,п} = \kappa_{п,э} \kappa_{э,б}. \tag{14-4}$$

Для оценки величины $\kappa_{д,п}$ можно пользоваться табл. 4-4 из [Л. 14-1]. В ней для некоторых размеров шин, их числа и расположения даны величины коэффициента дополнительных потерь. Кроме того, $\kappa_{д,п}$

14-3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОГО И РЕАКТИВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЙ ШИНОПРОВОДА

а) Активное сопротивление шинопровода. При определении активного сопротивления за основу принимается величина омического сопротивления, которую вычисляют по формуле

$$R = \frac{\rho l}{s} [1 + \alpha (\theta_2 - \theta_1)], \text{ Ом,} \tag{14-5}$$

где ρ — удельное сопротивление проводника, Ом·мм²/м, при температуре θ_1 (обычно θ_1 принимают равным 20°С); l — длина проводника, м; s — сечение проводника, мм²; α — температурный коэффициент изменения сопротивления (для меди и алюминия $\alpha = +0,004$); θ_2 — температура, при которой определяется сопротивление проводника, °С.

Как изложено в §14-2, активное сопротивление проводника увеличивается за счет поверхностного эффекта, эффекта близости и потерь на гистерезис и вихревых токов в металлических конструкциях или стальной арматуре железобетонных конструкций шинопровода.

Увеличение сопротивления проводника за счет поверхностного эффекта и эффекта близости учитывается введением коэффициента дополнительных потерь из (14-4), а именно:

$$R_{\sim} = R_{\sim} \kappa_{д,п} = R_{\sim} \kappa_{п,э} \kappa_{э,б}.$$

Увеличение активного сопротивления шинопровода за счет потерь в металлических конструкциях, заключающихся в себе шинопровод, учитывается введением в расчеты коэффициента $\kappa_{к}$:

$$R'_{\sim} = R_{\sim} \kappa_{к}. \tag{14-6}$$

Полное активное сопротивление шинопровода определяется выражением

$$R_{\sim\sim} = R_{\sim} + R'_{\sim}, \text{ Ом,} \tag{14-7}$$

или в удельных величинах

$$r_{\sim\sim} = r_{\sim} + r'_{\sim}, \text{ Ом/км.}$$

б) Реактивное сопротивление шинопровода. Для шинопроводов большой протяженности (длина значительно превышает линейные размеры шинопровода в поперечном разрезе) величину индуктивности шинопровода подсчитывают по формуле

$$L = 2 \left(\ln \frac{2l}{g} - 1 \right) \cdot 10^{-3}, \text{ Гн/км,} \tag{14-8}$$

где l — длина шинпровода, см; g — среднегеометрическое расстояние площади поперечного сечения пакета шин от самого себя, см.

Величину взаимной индуктивности для этого же случая определяют по формуле

$$M = 2 \left(\ln \frac{2l}{g_{12}} - 1 \right) \cdot 10^{-4}, \text{ Гн/км, (14-9)}$$

где g_{12} — среднегеометрическое расстояние между двумя пакетами шин шинпровода, см.

Пакет шин, состоящий из нескольких полос, должен рассматриваться как один проводник, но с соответствующим для его исполнения среднегеометрическим расстоянием. Среднегеометрические расстояния площадей сечения друг от друга и самих от себя могут быть найдены из табл. 14-1.

При расположении осей шин по равнобедренному треугольнику, т. е. для случая, когда

$$M_{12} = M_{23} = M_{13} = M, \quad (14-10)$$

реактивное сопротивление шинпровода будет равно:

$$x_1 = x_2 = x_3 = \omega (L - M).$$

Из формулы (14-8) и (14-9) при $f = 50$ Гц, $l = 1$ км находим:

$$x_1 = x_2 = x_3 = \left(\ln 628 \frac{d}{g} \right) \cdot 10^{-4}, \text{ Ом/км,}$$

где d — расстояние между осями фаз, см.




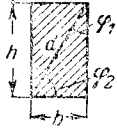
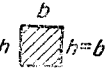
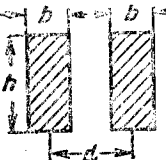
При расположении осей шин в одной плоскости (вертикально или горизонтально) и расстояниях между осями фаз 1-2 и 2-3, равных d , а между осями фаз 1-3 $2d$,

$$x_1 = x_3 = \omega [L - 0,5 (M_{13} - M_{12})];$$

$$x_1 = x_3 = 628 \left(\ln \frac{d}{g} + 0,5 \ln 2 \right) =$$

$$= 628 \left(\ln \frac{d}{g} + 0,346 \right) \cdot 10^{-4}, \text{ Ом/км, (14-11)}$$

Таблица 14-1

Фигура и обозначения размеров на ней	Формула для определения среднегеометрического расстояния фигуры самой от себя	Среднегеометрическое расстояние
	$g = re^{-0,25} \approx 0,782r$	Площадь круга
	$\ln g = \ln r_1 - \frac{r_2^4}{(r_1^2 - r_2^2)} \ln \frac{r_1}{r_2} +$ $+ 0,25 - \frac{3r_2^2 - r_1^2}{r_1^2 - r_2^2}$	Площадь кольца
	$g \approx 0,224 (b + h)$	Площадь прямоугольника
	$(b + h)^2 \ln g = b^2 \ln b + h \ln h + 2bh \ln d +$ $+ h (b + h) \varphi_1 + b (b + h) \varphi_2 - \frac{2}{3} (b + h)^2;$ φ_1 и φ_2 — в радианах; $1^\circ = 0,017453$ рад	Периметр прямоугольника
	$\ln g = \ln b - 0,54,$	Периметр квадрата
	$\ln g = \ln d + f$ где f — функции $\left(\frac{h}{d} ; \frac{b}{h} \right)$ при $b < h$ и $\left(\frac{b}{d} ; \frac{h}{b} \right)$ при $b > h$ (определяется по табл. П-5-1 [Л.14-1])	Между площадями двух одинаковых прямоугольников

$$x_2 = \omega(L - M_{12}) = 628 \left(\ln \frac{d}{g} \right) \cdot 10^{-4}, \text{ Ом/км.} \quad (14-12)$$

При расположении осей фаз шинпровода в одной плоскости происходит перенос мощности с одной фазы на другую (подробно см. [Л. 14-1, 14-2]). При этом условии и в случае симметричной нагрузки фаз активные сопротивления будут равны:

$$r_1 + r_a + 2\omega \frac{\sqrt{3}}{2} (M_{12} - M_{13}) = r_a + 628 \frac{\sqrt{3}}{2} (\ln 2) \cdot 10^{-4} = r_a + 3,77 \cdot 10^{-2}, \text{ Ом/км;} \quad (14-13)$$

$$r_2 = r_a; \quad (14-14)$$

$$r_3 = r_a - 2\omega \frac{\sqrt{3}}{2} (M_{12} - M_{13}) = r_a - 628 \frac{\sqrt{3}}{2} (\ln 2) \cdot 10^{-4} = r_a - 3,77 \cdot 10^{-2}, \text{ Ом/км.} \quad (14-15)$$

Величины x , подсчитанные по формулам (14-11) и (14-12), совпадают с опытными данными измерений. Величины r отличаются за счет коэффициента κ_r , но, так как величина r значительно меньше величины x , то общее расхождение расчетных и опытных данных невелико.

14.4. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И НАПРЯЖЕНИЯ В ШИНОПРОВОДАХ

а) Потери мощности. Потери активной мощности в трехфазном шинпроводе в общем случае без учета потерь в конструкциях равны:

$$\Delta P_{ш} = I_A^2 R_{A\sim} + I_B^2 R_{B\sim} + I_C^2 R_{C\sim}, \quad (14-16)$$

где I_A, I_B и I_C — токи в фазах; $R_{A\sim}, R_{B\sim}$ и $R_{C\sim}$ — активные сопротивления соответствующих фаз.

При равномерной загрузке фаз и одинаковых сопротивлениях имеем:

$$\Delta P_{ш} = 3I^2 R_{\sim} \kappa_{д.п} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.} \quad (14-17)$$

Если для данного шинпровода известна величина потерь в конструкциях шинпровода, то полные потери $\Delta P_{ш}$ могут быть определены более точно по формуле

$$\Delta P_{ш} = 3I^2 R_{\sim} \kappa_{д.п} \cdot 10^{-3} + \Delta P_{ш.к}, \text{ кВт,} \quad (14-18)$$

где $\Delta P_{ш.к}$ — потери в конструкции шинпровода, равные $\Delta P_{к\kappa}$, кВт; κ_r — коэффициент увеличения потерь за счет конструкций шинпровода.

Если из (14-7) величина R_{\sim} известна, то потери в шинпроводе определяются по выражению

$$\Delta P_{ш} = 3I^2 R_{\sim} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.} \quad (14-19)$$

Для симметричных шинпроводов при приближенном определении потерь активной мощности можно пользоваться кривыми на рис. 14-8 и 14-9.

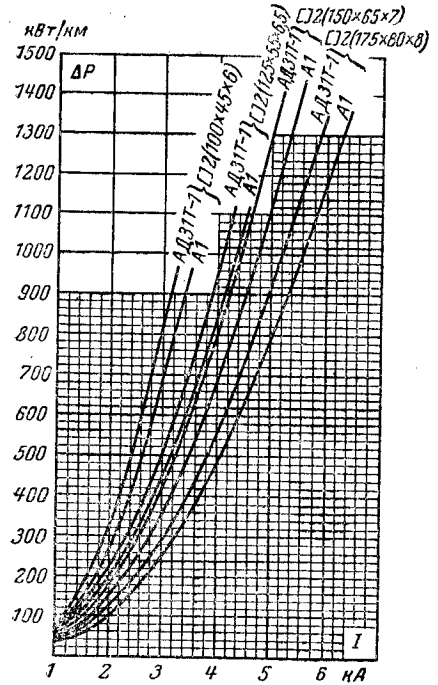


Рис. 14-8. Кривые для определения потерь активной мощности в трех фазах симметричного токопровода с шинным пакетом, из двух шин коробчатого сечения.

При построении графиков на рис. 14-8 и 14-9 коэффициент дополнительных потерь в шинпроводе был принят равным 1,5. Одновременно при подсчетах был учтен нагрев шин расчетным током.

Кривыми на рис. 14-8 и 14-9 можно пользоваться и при несимметричных шинпроводах, умножая полученную величину потерь активной мощности на отношение $\kappa_{д.п}/1,5$, где $\kappa_{д.п}$ — коэффициент дополнительных потерь несимметричного шинпровода.

Потери реактивной мощности в общем случае находятся из выражения

$$\Delta Q_{ш} = I_A^2 X_A + I_B^2 X_B + I_C^2 X_C, \quad (14-20)$$

где X_A, X_B и X_C — индуктивные сопротивления соответствующих фаз.

При симметрии токов имеем:

$$\Delta Q_{ш} = 3I^2 X \cdot 10^{-3}, \text{ квар,} \quad (14-21)$$

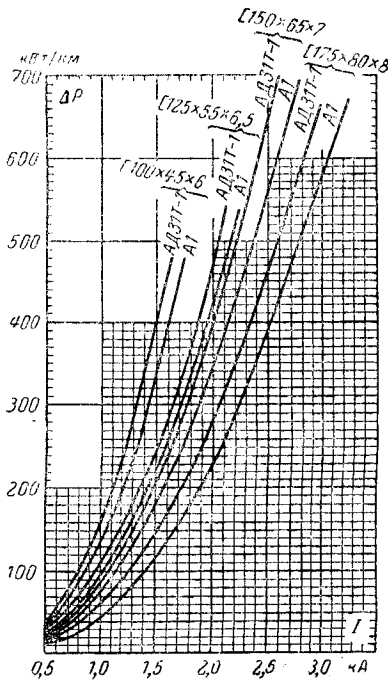


Рис. 14-9 Кривые для определения потерь активной мощности в трех фазах симметричного токопровода с одинарными шинами коробчатого сечения.

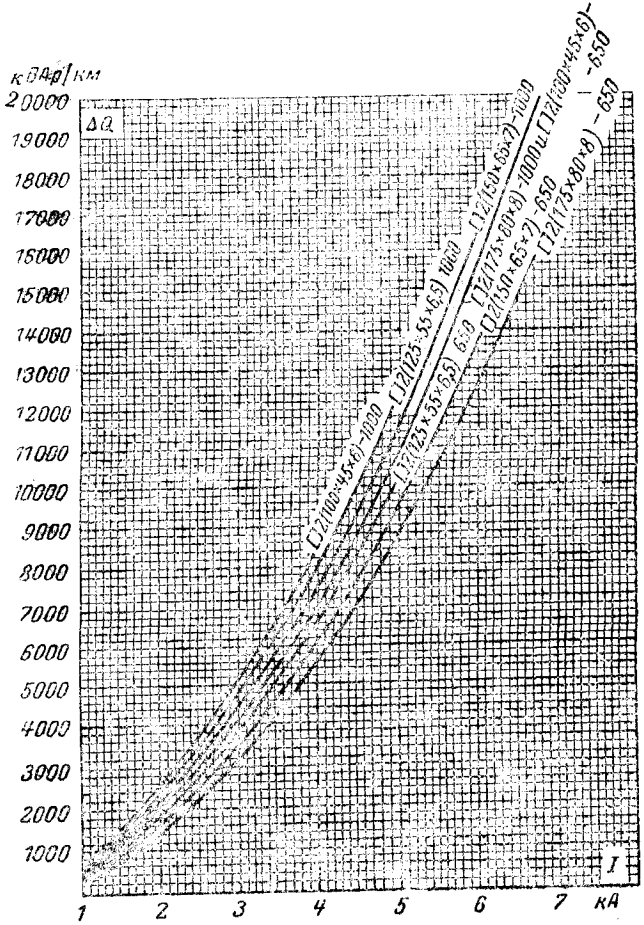


Рис. 14-10. Кривые для определения потерь реактивной мощности в трех фазах симметричного токопровода с шинами пакетами из двух шин коробчатого сечения при расстояниях между фазами 650 и 1000 мм.

где X — среднее значение индуктивного сопротивления фаз. Для приближенной оценки величины потерь реактивной мощности можно пользоваться кривыми на рис. 14-10.

б) Потери напряжения. В общем случае фазные потери напряжения с достаточной степенью приближения определяются выражением

$$\Delta U_{\text{ш}} = I (R_{\sim} \cos \varphi + X \sin \varphi), \quad (14-22)$$

где R_{\sim} и X — соответственно активное и индуктивное сопротивления фазы шинпровода; φ — угол сдвига между током и фазным напряжением.

Фазное напряжение в конце шинпровода равно:

$$U_2 = U_1 - I (R_{\sim} \cos \varphi + X \sin \varphi), \quad (14-23)$$

где U_1 и U_2 — соответственно фазные напряжения в начале и в конце шинпровода.

Потери напряжения в фазах шинпровода при несимметричном расположении фаз (оси фаз в одной плоскости — горизонтальной или вертикальной) с учетом выражений (14-11) и (14-15) равны:

$$\Delta U_1 = (R_a + 3,77 \cdot 10^{-2}) I_1 + j628 \left(\ln \frac{d}{g} + 0,346 \right) I_1 \cdot 10^{-4}, \text{ В}, \quad (14-24)$$

$$\Delta U_2 = R_a I_2 + j \cdot 10^{-4} \cdot 628 I_2 \ln \frac{d}{g}, \text{ В}, \quad (14-25)$$

$$\Delta U_3 = (R_a - 3,77 \cdot 10^{-2}) I_3 + j628 \left(\ln \frac{d}{g} + 0,346 \right) I_3 \cdot 10^{-4}, \text{ В}. \quad (14-26)$$

14-5. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ШИНОПРОВОДОВ

При прохождении тока по проводнику последний нагревается. Количество тепла, выделенное неизменным по величине током, определяется из выражения

$$\Delta A = I^2 R t, \quad (14-27)$$

где ΔA — количество выделенного тепла, Вт·с; I — ток в проводнике, А; R — сопро-

твление проводника Ом; t — время прохождения тока, с.

Часть выделяемого тепла идет на повышение температуры проводника, а часть отдается в окружающую среду. Находящиеся в воздухе шины охлаждаются главным образом путем конвекции, обусловленной движением воздуха вблизи поверхности проводника. Отвод тепла путем лучеиспускания невелик вследствие сравнительно малых температур нагрева проводников. Отвод тепла за счет теплопроводности ничтожен из-за малой теплопроводности воздуха.

Температура токопровода при прохождении тока повышается до наступления теплового равновесия, когда тепло, выделяемое в проводнике, оказывается равным теплу, отводимому с его поверхности в окружающую среду. Превышение температуры проводника над температурой окружающей среды пропорционально количеству выделяемого тепла, а следовательно, квадрату длительно проходящего по проводнику тока и зависит от условий охлаждения.

Задача расчета шин на нагревание обычно сводится к определению величины тока, при котором температура проводника не превышает допустимого значения. При этом должны быть известны допустимая температура нагрева проводника, условия его охлаждения и температура окружающей среды. Предельная допустимая температура нагрева шин при длительной работе равна 70°C . Такая температура в основном принята для обеспечения удовлетворительной работы болтовых контактов, как правило, имеющихся в ошиновках. При кратковременном нагреве, например токами короткого замыкания, допустимы предельные температуры для медных шин 300°C , для алюминиевых 200°C . Длительная работа шин при температурах, превышающих 110°C , приводит к значительному снижению их механической прочности вследствие отжига. Расчетная температура окружающей среды для голых проводников по действующим ПУЭ принята 25°C .

Нагрузочная способность проводника характеризуется величиной длительно допустимого тока нагрузки, определенного из условий нагрева его при заданных разностях температур проводника и окружающей среды $\theta_{o.c.}$

Рассмотрим определение нагрузочной способности однородных неизолированных проводников. При тепловом равновесии количество тепла, выделяемое за единицу времени током I в проводе сопротивлением R , равно количеству тепла, отводимому в окружающую среду за то же время:

$$\Delta A = I^2 R_{\sim} = \kappa_{\theta} F (\theta - \theta_{o.c.}), \text{ Вт, (14-28)}$$

где κ_{θ} — коэффициент теплоотдачи путем конвекции и лучеиспускания (теплопроводность воздуха мала); F — поверхность охлаждения проводника, см^2 ; θ и $\theta_{o.c.}$ — температуры проводника и окружающей среды, $^\circ\text{C}$.

Если температуру нагрева проводника приравнять длительно допустимой $\theta_{доп}$ и принять расчетную температуру окружающей среды $\theta_{o.c.}$, то из условия (14-28) можно определить длительно допустимый ток $I_{доп}$ нагрузки шинопровода:

$$I_{доп} = \sqrt{\frac{\kappa_{\theta} F (\theta_{доп} - \theta_{o.c.})}{R_{\sim}}}. \quad (14-29)$$

Таким образом, при заданных температурных условиях нагрузочная способность проводника возрастает с увеличением его поверхности охлаждения F , коэффициента теплоотдачи κ_{θ} и уменьшением его электрического сопротивления R .

Вычисление длительно допустимых токов по указанным формулам достаточно сложно, поэтому в практических расчетах электросетей используют готовые таблицы длительно допустимых токов нагрузки [Л. 14-9 табл. 1-3-32—1-3-35] на шины из разных материалов и при разных условиях прокладки, определенных при длительно допустимой температуре окружающей среды. В связи с этим проверка шинопроводов на нагревание сводится к проверке выполнения условия

$$I_{доп} \geq I_{р.м.}, \quad (14-30)$$

где $I_{р.м.}$ — максимальный рабочий ток цепи, в которую включен проводник (определение $I_{р.м.}$ см. § 9-2); $I_{доп}$ — длительно допустимый из условий нагрева ток нагрузки шинопровода [Л. 14-9, табл. 1-2-32—1-3-35] (с учетом поправочных коэффициентов по табл. 1-3-36 при несовпадении расчетных условий с принятыми в табл. 1-3-32—1-3-35).

Наличие явления поверхностного эффекта, как уже было сказано ранее, приводит к тому, что при переменном токе активное сопротивление всегда несколько больше, чем при постоянном. Поэтому согласно формуле (14-29) при прочих равных условиях допустимый ток нагрузки проводника при переменном токе несколько меньше, чем при постоянном. Наиболее существенно это явление сказывается при сплошном сечении шинопровода, например шинопровода прямоугольного сечения. Чем больше сечение и толще шина, тем большее влияние на нагрузочную способность шинопровода оказывает поверхностный эффект.

Иногда применяют шинопроводы трубчатого сечения. В трубах металл расположен только по периферии сечения, в результате чего повышение сопротивления от поверхностного эффекта невелико и допустимые нагрузки при постоянном и переменном токах примерно одинаковы.

В установках всех напряжений жесткие шины окрашивают цветными эмалевыми красками. Помимо того, что это облегчает ориентировку и предотвращает коррозию шин, окраска также влияет на нагрузочную способность шин. Постоянное лучеиспускание окрашенных шин значительно больше, чем неокрашенных, поэтому охлаж-

дение шин путем лученспускания улучшает, а это в свою очередь приводит к увеличению нагрузочной способности шин. При неизменных температурных условиях допустимый ток нагрузки окрашенных шин на 12—15% больше, чем неокрашенных.

Наибольшая алюминиевая шина прямоугольного сечения 120×10 мм² имеет длительно допускаемый ток при переменном токе, равный 2070 А. При большем токе нагрузки применяют на фазу несколько полос, собранных в общий пакет и укрепленных совместно на опорных изоляторах. Расстояние между полосами в пакете нормально составляет толщину одной полосы, что необходимо для охлаждения шины в пакете. С увеличением числа полос на фазу допустимая нагрузка возрастает пропорционально числу полос в пакете. При переменном токе, кроме того, еще сказывается эффект близости (подробнее см. § 14-2). Все это приводит к тому, что нагрузочная способность пакета из нескольких шин меньше, чем суммарная нагрузочная способность того же количества одиночных шин таких же размеров.

Выбор сечения шинпроводов по экономическим соображениям производится так же, как изложено в разделах 3 и 9. Для того чтобы в условиях эксплуатации не имело места превышение допустимой величины потерь напряжения, шинпроводы рассчитываются по потерям напряжения, как изложено в § 14-4.

14-6. ПРОВЕРКА ВЫБРАННОГО СЕЧЕНИЯ ШИНОПРОВОДА

Проверку шинпровода на термическую устойчивость производят по установившемуся току к. з. и приведенному времени действия этого тока. Установившийся ток к. з. в течение приведенного времени выделяет такое же количество тепла, как и изменяющийся ток к. з. за рассматриваемый действительный отрезок времени прохождения его по шинпроводу.

Проверка шинпровода на электродинамическую устойчивость производится по величине максимального тока к. з., проходящего через шинпровод. За величину максимального тока обычно принимается значение ударного тока к. з.

Усилие, создаваемое проходящим через шинпровод максимальным током, при постоянном и однофазном токе равно:

$$F = 2,04 i_{\max}^2 \kappa_{\phi} \frac{l}{a} \cdot 10^{-2}, \text{ кгс}, \quad (14-31)$$

где i_{\max} — максимальная величина тока, кА; l — расстояние между точками крепления шинпровода по оси, см; a — расстояние между осями шинпровода, см; κ_{ϕ} — коэффициент формы (принимается в зависимости от конфигурации шин и расстояния между ними; для трубчатых шин $\kappa_{\phi} = 1$;

для шин прямоугольного и коробчатого сечений κ_{ϕ} определяются по кривым на рис. 14-11 и 14-12 в зависимости от отношения $(d-b)/(b+h)$, b/h , C/H и H/D).

При трехфазном токе и расположении фаз в одной плоскости наибольшее усилие от действия тока к. з. испытывает средняя фаза:

$$F = 2,04 \frac{\sqrt{3}}{2} (i_y^{(3)})^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2} = 1,76 (i_y^{(3)})^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2}, \text{ кгс}, \quad (14-32)$$

где $i_y^{(3)}$ — ударный ток трехфазного к. з., кА.

Величина усилия, которому подвергаются две другие фазы, равна:

$$F = 1,65 (i_y^{(3)})^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2}, \text{ кгс}. \quad (14-33)$$

При трехфазном к. з. и симметричном исполнении шинпровода все фазы его подвергаются одинаковому воздействию от тока к. з. Величина этого воздействия равна:

$$F = 1,76 (i_y^{(3)})^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2}, \text{ кгс}. \quad (14-34)$$

При двухфазном к. з. максимальная сила воздействия на две фазы шинпровода, в которых проходит ток двухфазного к. з., определяется из выражения

$$F = 2,04 (i_y^{(2)})^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2} = 1,53 (i_y^{(3)})^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2}, \text{ кгс}. \quad (14-35)$$

При производстве расчетов общее усилие, возникающее от тока к. з. в пролете между точками крепления шинпровода, иногда заменяют удельным усилием, приходящимся на 1 см длины шинпровода, равным $f = F/l$.

При расчетах должны суммировать напряжение от усилий между отдельными фазами шинпровода и от усилий между полосами, входящими в один пакет, представляющий фазу шинпровода.

Расчет шин, выполненных в виде пакетов, ведут в следующем порядке:

1. Определяют силу воздействия от тока к. з. между фазами:

$$F = 1,76 (i_y^{(3)})^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2}, \text{ кгс}.$$

2. Определяют напряжение σ_{ϕ} в шинах от взаимодействия между фазами:

$$\sigma_{\phi} = \frac{Fl}{10W_{\phi}}, \text{ кгс/см}^2,$$

где W_{ϕ} — момент сопротивления пакета шин, определяемый как сумма моментов сопротивления отдельных полос пакета, см³.

3. Определяют максимально допустимое расстояние $l_{п. макс}$ между прокладками многополосного пакета шин в пролете между точками крепления:

$$l_{п. макс} = \sqrt{\frac{12\sigma_{п. доп} W_{п}}{f_{п}}}, \text{ см,} \quad (14-36)$$

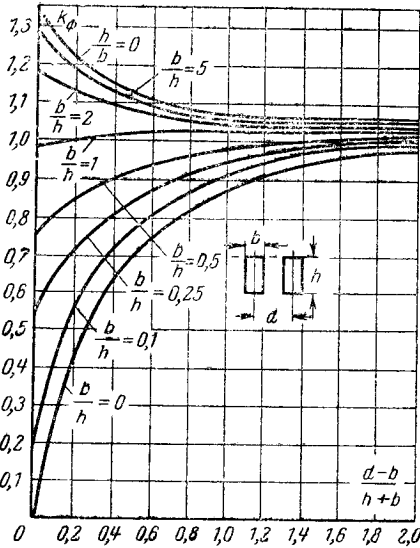


Рис. 14-11. Кривые для определения коэффициента формы прямоугольных шин.

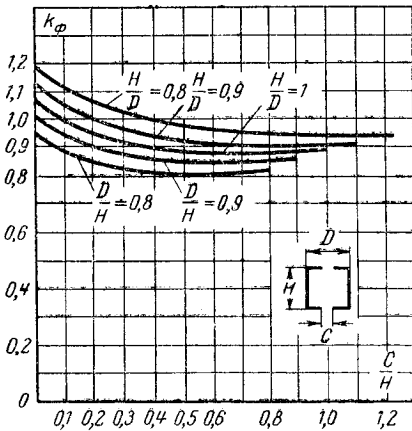


Рис. 14-12. Кривые для определения коэффициента формы шин коробчатого сечения.

где $f_{п}$ — сила взаимодействия между шинами для двухполосного пакета на 1 см длины, равная для двухполосного пакета:

$$f_{п} = 2,04\kappa_{\phi} \left(0,5i_y^{(3)}\right)^2 \frac{10^{-2}}{2b} = \\ = 0,26\kappa_{\phi} \left(i_y^{(3)}\right)^2 \frac{1}{b} \cdot 10^{-2}, \text{ кгс/см;}$$

$\sigma_{п. доп}$ — доля допускаемого напряжения, которым можно располагать при определении величины $l_{п. макс}$, равная $\sigma_{п. доп} = \sigma_{доп} - \sigma_{\phi}$, кгс/см²; $\sigma_{доп}$ — допускаемое напряжение на изгиб для материала шин, кгс/см²; $W_{п}$ — момент сопротивления одной полосы пакета шин, см³; b — толщина шины, см.

4. Определяют необходимое число прокладок пакета шин $n_{п}$ в пролете между точками крепления на изоляторах:

$$n_{п} = \frac{l}{l_{п. макс}} - 1, \quad (14-37)$$

округляя результат до ближайшего большего целого числа.

Для трехполосного пакета

$$f_{п} = f_{12} + f_{13},$$

где f_{12} и f_{13} — силы взаимодействия между первой и второй, первой и третьей полосами одного шинного пакета.

Можно считать [Л. 14-3], что крайние шины несут по 0,4, а средняя 0,2 общего тока шинного пакета. Исходя из этого определяем:

$$f_{12} = 2,04 \frac{(0,4i_y^{(3)})(0,2i_y^{(3)})}{2b} \kappa_{\phi 12} \cdot 10^{-2} = \\ = 0,082\kappa_{\phi 12} \frac{(i_y^{(3)})^2}{b} \cdot 10^{-2} \text{ кгс/см;}$$

$$f_{13} = 2,04 \frac{(0,4i_y^{(3)})(0,4i_y^{(3)})}{4b} \kappa_{\phi 13} \cdot 10^{-2} = \\ = 0,082\kappa_{\phi 13} \frac{(i_y^{(3)})^2}{b} \cdot 10^{-2}, \text{ кгс/см.}$$

Суммарная сила $f_{п}$ равна:

$$f_{п} = 0,082 \frac{(i_y^{(3)})^2}{b} \times \\ \times (\kappa_{\phi 12} + \kappa_{\phi 13}) \cdot 10^{-2}, \text{ кгс/см.}$$

При расчете электродинамического воздействия тока к з. допустимое напряжение на изгиб $\sigma_{доп}$ принимается:

для медных полосовых шин 1400 кгс/см²;
для алюминиевых полосовых шин 700 кгс/см²;
для алюминиевых шин коробчатого сечения 420 кгс/см².

Указанные величины составляют примерно 60% величины временного сопротивления.

Проверка на механический резонанс. В установках переменного тока шину, закрепленную с двух концов, следует рассматривать как упругую систему, имеющую собственные колебания определенной частоты и подвергающуюся воздействию периодически изменяющихся усилий, зависящих от частоты тока в сети. Результаты исследований показывают, что при выборе

размеров шин в установках переменного тока нельзя пренебрегать опасностью возникновения механического резонанса. Явление механического резонанса при определенных параметрах ошиновки может привести к значительному превышению напряжения

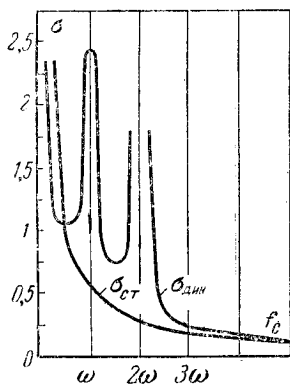


Рис. 14-13. Максимальные динамические $\sigma_{дин}$ и статические $\sigma_{ст}$ напряжения при изгибе в функции частоты собственных колебаний f_c .

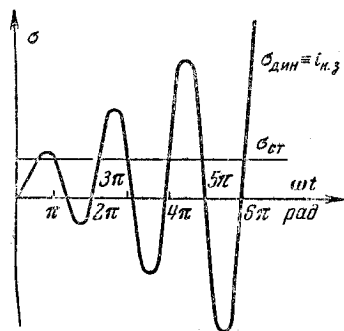


Рис. 14-14. Изменение напряжения изгиба при резонансе в функции времени, $f_c=100$ Гц.

(сверх допустимого) в металле шин, в результате чего при коротких замыканиях возможны разрушения шин и изоляторов, рассчитанных на основании неверной предпосылки, что электродинамические усилия в ошиновке при переменном токе являются безрезонансными.

Будем считать электродинамические силы равными статическим, возникающим при прохождении по шинам постоянного тока, равного по величине амплитудному значению ударного тока короткого замыкания. На рис. 14-13 представлены графики динамических $\sigma_{дин}$ и статических $\sigma_{ст}$ напряжений в металле шин при изгибе их в функции собственной частоты f_c . Анализ графиков показывает, что при $f_c=50$ Гц наступает временное возбуждение (раскачивание) шин; при $f_c=100$ Гц имеет место резонанс.

В обоих случаях напряжения достигают недопустимых значений: при $f_c=50$ Гц напряжения увеличивается в 2—3 раза, а при $f_c=100$ Гц — в 5 раз и более. На рис. 14-14 представлен график изменения начального напряжения на изгибе во времени, из которого видно, что уже после нескольких полуволн тока статические напряжения значительно превышаются. Аналогичная картина будет иметь место и при $f_c=50$ Гц.

Из сказанного следует, что параллельные шины, обтекаемые переменным током, недостаточно рассчитывать только на статические токовые воздействия. При переменном токе имеют место колебания шин, в связи с чем при $f_c=50$ Гц или $f_c=100$ Гц возникают недопустимые перенапряжения, вызывающие остаточные деформации или разрушения шин и изоляторов. Кроме того, при частотах собственных колебаний, близких к критическим (50 или 100 Гц), вследствие резонансного усиления колебаний возникает даже в нормальных режимах «гудение» шин, старение материала шин под действием знакопеременных колебаний, ослабление контактных соединений и пр.

При выборе параметров ошиновки следует избегать приближения к критическим частотам. На основании точного расчета электродинамических усилий можно добиться достаточной надежности и безопасности с точки зрения механического резонанса при выполнении ошиновки и токоведущих элементов электрических распределительных устройств и установок.

Таким образом, следует определять частоту собственных колебаний токоведущих шин, а затем по соответствующим кривым зависимостей или номограммам необходимо убедиться в том, что параметры выбранной ошиновки лежат за пределами опасных значений по условиям механического резонанса шин.

Для стержня, закрепленного на жестких опорах (с двух концов), частота собственных колебаний с допустимым упрощением может быть определена по формуле

$$\omega_c = \frac{4.73^2}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}} = \frac{4.73^2}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{\gamma s}}, \quad (14-38)$$

где $\omega_c=2\pi f_c$; l — длина пролета между опорными изоляторами, см; E — модуль упругости, кгс/см² (для меди $E_m=1,1 \times 10^6$ кгс/см²; для алюминия $E_{ал}=0,65 \times 10^6$ кгс/см²); J — момент инерции поперечного сечения шины, см⁴; s — поперечное сечение шины, см²; γ — плотность материала шины, г/см³ (для меди $\gamma_m=8,93$ г/см³, для алюминия $\gamma_{ал}=2,74$ г/см³).

Анализ выражения (11-38) показывает, что, изменяя параметры ошиновки, можно в широких пределах изменять частоту собственных колебаний шин и тем самым из-

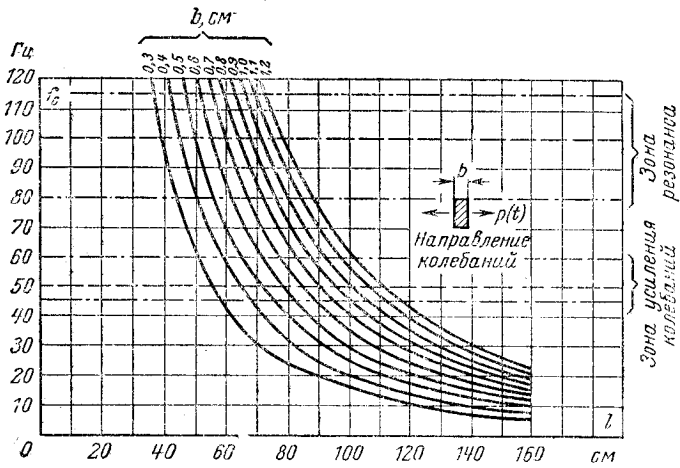


Рис. 14-15. Частотные характеристики алюминиевых шин прямоугольного сечения.

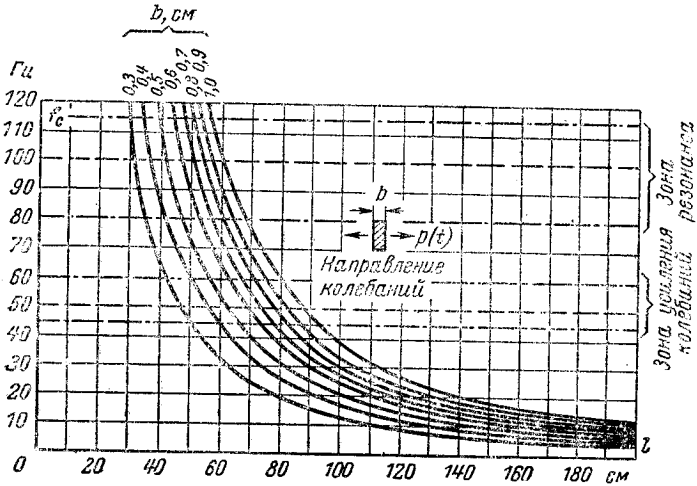


Рис. 14-16. Частотные характеристики медных шин прямоугольного сечения.

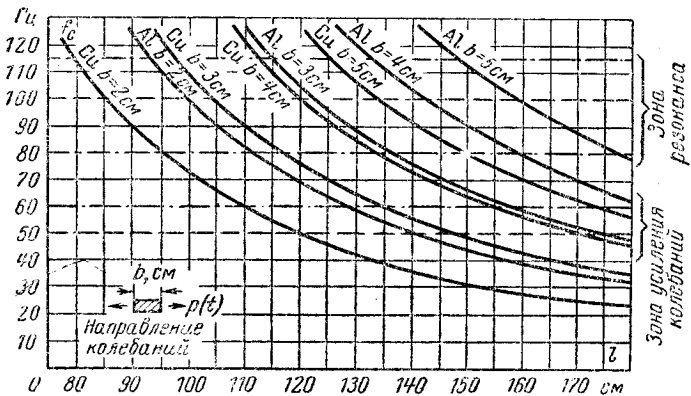


Рис. 14-17. Частотные характеристики медных и алюминиевых шин прямоугольного сечения.

бегать опасных в отношении резонанса зон.

На величину частот собственных колебаний наиболее сильно влияет изменение длины пролета l . Можно также изменять частоту собственных колебаний шин изменением их жесткости EJ , определяющей добротность упругой системы. С увеличени-

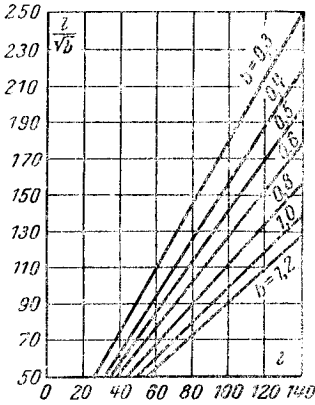


Рис. 14-18. Номограмма для определения отношения l/vb для шины прямоугольного сечения.

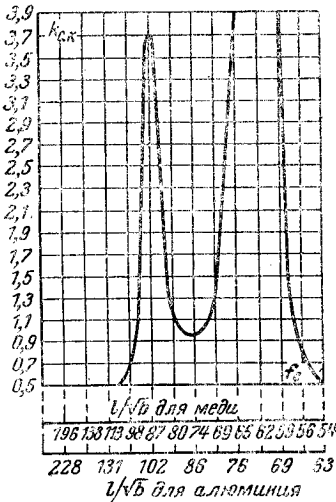


Рис. 14-19. Номограмма для определения коэффициента $k_{с.к}$ при проверке шин на механический резонанс.

ем жесткости резонансная кривая рассматриваемой системы становится круче; опасные с точки зрения резонанса зоны становятся более узкими, а безопасные расширяются.

Для удобства пользования при практических расчетах частоты собственных колебаний шин выражение (14-38) преобразуем, предварительно подставив в него значение $\omega_c = 2\pi f_c$:

$$f_c = \frac{3,56}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{s\gamma}}, \text{ Гц.} \quad (14-39)$$

Выражение (14-39) позволяет определять частоты собственных колебаний шин, выполняемых из любых материалов, с любой формой сечения. На практике наиболее часто приходится иметь дело с медными и алюминиевыми шинами. Подставив в выражение (14-39) соответствующие значения E и γ , получим выражение для определения частот собственных колебаний для медных и алюминиевых шин:

$$\left. \begin{aligned} f_{с.м} &= \frac{12,52 \cdot 10^5}{l^2} \sqrt{\frac{J}{s}}, \text{ Гц;} \\ f_{с.ал} &= \frac{17,32 \cdot 10^5}{l^2} \sqrt{\frac{J}{s}}, \text{ Гц.} \end{aligned} \right\} \quad (14-40)$$

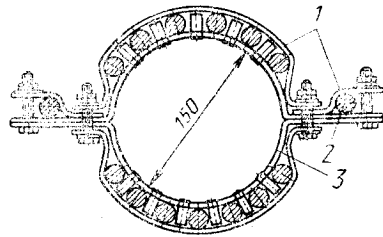


Рис. 14-20. Гибкий шинпровод с подвеской пакета проводов на двух несущих проводах. Может быть исполнен с расположением проводов в одной плоскости.

1 — медная скоба; 2 — несущий провод; 3 — стальная скоба.

Достаточно широкое применение находят шинпроводы прямоугольного сечения. Для них

$$J = \frac{b^3 h}{12}, \text{ см}^4; \quad (14-41)$$

$$s = bh, \text{ см}^2, \quad (14-42)$$

где b — сторона поперечного сечения шины, параллельная направлению ее колебаний, см; h — сторона поперечного сечения шины, перпендикулярная направлению ее колебаний, см.

Подставив выражения (14-40) и (14-41) в выражение (14-39) и проделав соответствующие преобразования, получим очень простые и удобные для практических расчетов формулы для определения частот собственных колебаний для медных и алюминиевых шин прямоугольного сечения:

$$\left. \begin{aligned} f_{с.м} &= 3,62 \cdot 10^5 \frac{b}{l^2}, \text{ Гц;} \\ f_{с.ал} &= 5,02 \cdot 10^5 \frac{b}{l^2}, \text{ Гц.} \end{aligned} \right\} \quad (14-43)$$

Из этих выражений следует, что частота собственных колебаний прямоугольных шин прямо пропорциональна размеру стороны поперечного сечения, параллельной направлению колебаний, и обратно пропор-

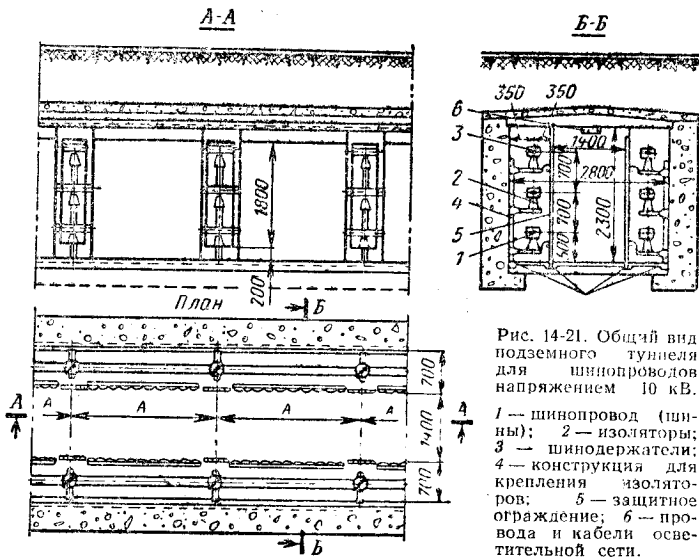


Рис. 14-21. Общий вид подземного туннеля для шинопроводов напряжением 10 кВ.
1 — шинопровод (шины); 2 — изоляторы; 3 — шинодержатели; 4 — конструкция для крепления изоляторов; 5 — защитное ограждение; 6 — провода и кабели осветительной сети.

циональна квадрату пролета. Меняя параметры b и l ошиновки, можно в необходимых пределах изменять собственные частоты колебаний прямоугольных шин.

На рис. 14-15—14-17 приведены частотные характеристики алюминиевых и медных шин прямоугольного сечения при расположении шин в одной плоскости широкой стороной друг к другу (рис. 14-16 и 14-15) и узкой стороной друг к другу (рис. 14-17).

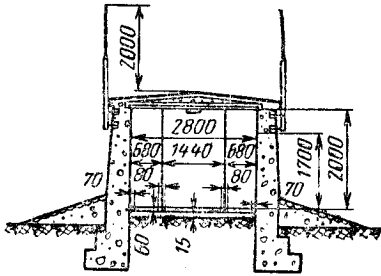


Рис. 14-22. Общий вид наземного шинного коридора для шинопровода напряжением 10 кВ.

Зоны усиления колебаний и резонанса для переменного тока с частотой 50 Гц определены приблизительно в пределах $\pm 10\%$ критических значений:

$$f_c = 50 \text{ Гц} \text{ и } f_c = 2 \cdot 50 = 100 \text{ Гц.}$$

При определении частот собственных колебаний шин по графикам на рис. 14-15—14-17 может оказаться, что значения частот близки к границам опасной зоны. В то же время изменение параметров шин с целью удаления от опасной зоны невозможно. В этом случае возникает необходимость определить величину усиления, действующего

в пролете, с учетом влияния собственных колебаний шин. Это усилие определяется следующим образом

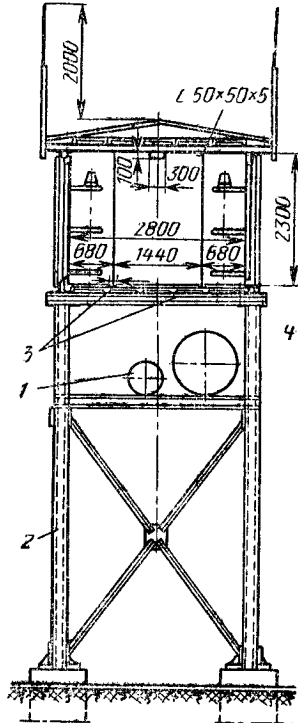


Рис. 14-23. Общий вид наземного шинного коридора напряжением 10 кВ, расположенного на эстакаде.

1 — технологические трубопроводы; 2 — металлические стойки (могут быть заменены железобетонными); 3 — каналы; 4 — отверстия для прохождения воздуха.

1. Определяется усилие F , возникающее в шинах и на головках изоляторов для прощождения тока короткого замыкания.

2. Находится по номограмме (рис. 14-18) отношение l/\sqrt{b} (для медных и алюминиевых шин прямоугольного сечения) в зависимости от величин l и b .

3. Из номограммы на рис. 14-19 определяется коэффициент $\kappa_{с.к}$ в зависимости от отношения l/\sqrt{b} .

4. Определяется действительное усилие в шинах с учетом собственных колебаний:

$$F_d = \kappa_{с.к} F. \quad (14-44)$$

По этому усилию и производится проверка или выбор шин и изоляторов на динамическое воздействие токов короткого замыкания. Примеры конструктивного выполнения шинопроводов приведены на рисунках 14-20—14-24.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

14-1. Федоров А. А. Электроснабжение промышленных предприятий. М., Госэнергоиздат, 1961.

14-2. Мукосеев Ю. Д. Распределение переменного тока в токопроводах. М., Госэнергоиздат, 1959.

14-3. Семчинов А. М. Токопроводы промышленных предприятий. Л., «Энергия», 1964.

14-4. Смелянский М. С., Бортичук Н. И. Короткие сети электрических печей. М., Госэнергоиздат, 1962.

14-5. Руцкий А. И. Железные шины распределительных устройств. Изд. БПИ, Минск, 1947.

14-6. Справочник энергетика промышленных предприятий, т. I. М., Госэнергоиздат, 1961.

14-7. Холявский Г. Б. Расчет электродинамических усилий в электрических аппаратах. М., Госэнергоиздат, 1962.

14-8. Буйлов А. Я. Основы электроаппаратостроения. М., Госэнергоиздат, 1947.

14-9. Правила устройств электроустановок, М., «Энергия», 1966.

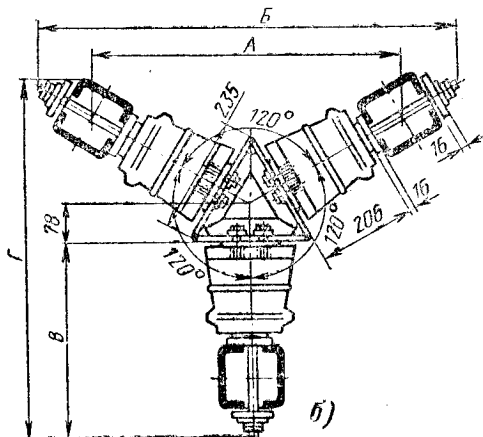
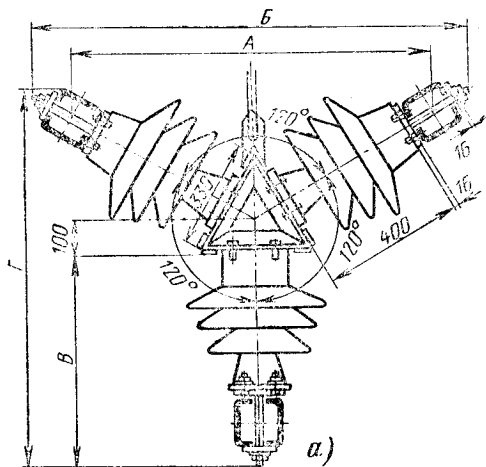


Рис. 14-24. Симметричный подвесной шинопровод.

РАЗДЕЛ ПЯТНАДЦАТЫЙ

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

15-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Большая часть промышленных приемников в процессе работы потребляет из сети помимо активной мощности P реактивную мощность Q . Основными потребителями реактивной мощности являются: асинхронные двигатели (65—60% общего потребления реактивной мощности), трансформаторы (20—25%), воздушные электри-

ческие сети, реакторы, преобразователи и другие установки (около 10%).

В зависимости от характера электрооборудования предприятия его реактивная нагрузка может составлять до 130% активной. Передача значительного количества реактивной мощности по линиям и через трансформаторы системы электроснабжения невыгодна по следующим основным причинам:

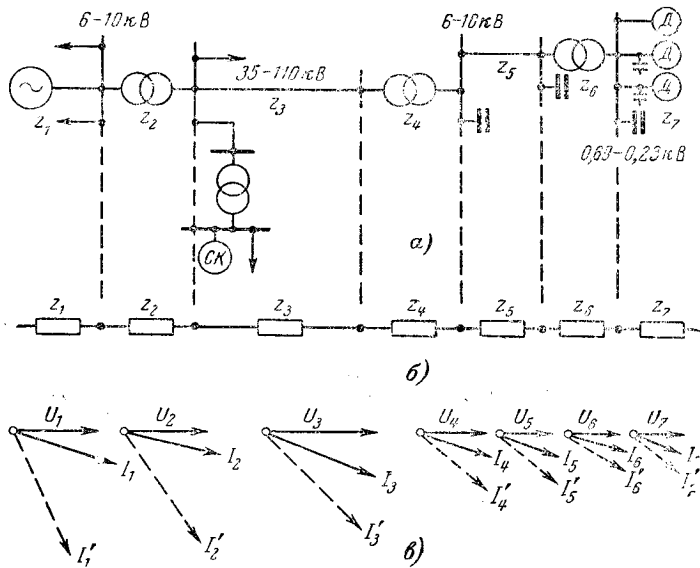


Рис. 15-1. Схема, поясняющая принцип и значение вопроса о компенсации реактивной мощности.

a — схема питания; *б* — схема замещения; *в* — векторные диаграммы, характеризующие угол между током и напряжением в различных точках системы электроснабжения до и после компенсации реактивной мощности; величины векторов токов и напряжений взяты условно; пунктирными линиями показаны векторы токов до компенсации, сплошными — векторы токов после компенсации.

1. Возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью. Так, при передаче активной P и реактивной Q мощностей через элемент с сопротивлением R потери активной мощности составят:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \\ &= \Delta P_a + \Delta P_p. \end{aligned} \quad (15-1)$$

Дополнительные потери активной мощности ΔP_p , вызванные протеканием реактивной мощности Q , пропорциональны квадрату ее величины.

2. Возникают дополнительные потери напряжения, которые особенно существенны в сетях, питающих системы электроснабжения промышленных предприятий. Например, при передаче мощностей P и Q через элемент сети с активным сопротивлением R и реактивным X потери напряжения составят:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \\ &= \Delta U_a + \Delta U_p, \end{aligned} \quad (15-2)$$

где ΔU_a — потери напряжения, обусловленные активной мощностью; ΔU_p — потери напряжения, обусловленные реактивной мощностью.

Дополнительные потери напряжения ΔU_p увеличивают отклонение напряжения на зажимах приемника от номинального значения при изменении нагрузок и режимов электрической сети. Это требует увеличения мощности, а следовательно, и стоимости средств регулирования напряжения.

Приведенные соображения вынуждают, насколько это технически и экономически целесообразно, приближать источники покрытия реактивной мощности к местам ее потребления в сети. Это разгружает в значительной степени питающие линии электропередач и трансформаторы от реактивной мощности, что равносильно улучшению коэффициента мощности. Минимально допустимая величина средневзвешенного коэффициента мощности $\cos \phi_{св}$ для промышленных предприятий на вводах, питающих предприятие, должна находиться в пределах 0,92—0,95. В настоящее время оптимальный коэффициент мощности устанавливается в зависимости от конкретных условий и места расположения потребителя в системе электроснабжения.

Оптимальная величина коэффициента мощности на предприятии получается путем компенсации реактивной мощности как естественными мерами (за счет улучшения режима работы приемников, применения двигателей более совершенной конструкции, устранения недогрузки двигателя, трансформаторов и т. п.), так и за счет установки специальных компенсирующих устройств (генераторов реактивной мощности) в со-

ответствующих точках системы электро-снабжения.

Наиболее целесообразным является такое размещение компенсирующих устройств, при котором обеспечивается минимум годовых затрат. При определении затрат следует учитывать, что, с одной стороны, установка компенсирующего устройства увеличивает годовые затраты за счет капиталовложений в это устройство и стоимость дополнительных потерь в нем, а с другой — годовые затраты уменьшаются за счет снижения потерь активной мощности во всей цепи электроснабжения от источника питания до места установки компенсирующего устройства вследствие компенсации реактивной мощности.

На рис. 15-1 представлен пример схемы электроснабжения промышленного предприятия со схемой замещения и векторными диаграммами, характеризующими увеличение угла сдвига фаз между током и напряжением по всем элементам сети — от генераторов электрической энергии до потребителей. Там же указаны возможные места включения компенсирующих устройств. Действительные места их расстановки определяются технико-экономическими расчетами.

15-2. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В дальнейшем будем пользоваться следующими понятиями и определениями:

1. Текущее значение коэффициента мощности $\cos \varphi$. Величина $\cos \varphi$ может быть определена непосредственно по показаниям фазометра или вычислена по показаниям ваттметра, вольтметра и амперметра по формуле (среднее значение для трехфазной системы)

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3}UI}$$

Текущее значение $\cos \varphi$ характеризует угол сдвига по фазе между током и напряжением данной установки в каждый момент времени. По записям текущего значения $\cos \varphi$ можно составить суждение о том, стабильна ли величина потребляемой реактивной мощности, по каким причинам она меняется, можно ли ожидать резких изменений ее и т. д. Эти сведения необходимы для решения вопросов, связанных с задачами проектирования и эксплуатации. Так, например, несмотря на высокий средневзвешенный коэффициент мощности, в установке могут иметь место повышенные потери активной мощности и значительное отклонение напряжения от номинального значения за счет колебаний потребления реактивной мощности во времени.

2. Средневзвешенное значение коэффициента мощности $\cos \varphi_{св}$. Величина $\cos \varphi_{св}$ дает усредненное значение коэффициента мощности установки за какой-либо период времени. По величине

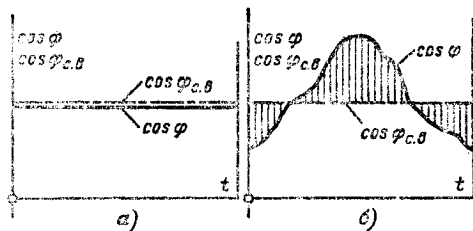


Рис. 15-2. График реактивной мощности.

а — постоянный; б — изменяющийся, но дающий за время t такую же среднюю величину средневзвешенного коэффициента мощности.

не $\cos \varphi_{св}$ невозможно судить о фактических изменениях текущей величины $\cos \varphi$.

На рис. 15-2 для примера даны графики средневзвешенного и текущего значения коэффициента мощности за одинаковое время для двух различных предприятий. Из этих графиков видно, что $\cos \varphi_{св}$ одинаков в обоих случаях. Однако процессы, протекающие в действительности, различны и потери активной мощности и энергии в системах питания электроснабжения этих предприятий тоже будут различны.

Величина $\cos \varphi_{св}$ определяется:

$$\begin{aligned} \cos \varphi_{св} &= \cos \arctg \frac{\int_{t_1}^{t_2} Q dt}{\int_{t_1}^{t_2} P dt} = \\ &= \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{\mathcal{E}_p}{\mathcal{E}_a}\right)^2}} = \cos \arctg \frac{Q_{ср}}{P_{ср}}, \quad (15-3) \end{aligned}$$

где $\mathcal{E}_p = \int_{t_1}^{t_2} Q dt$ — показания счетчика реактивной энергии за время $t = t_2 - t_1$, квар·ч;

$\mathcal{E}_a = \int_{t_1}^{t_2} P dt$ — количество активной энергии, потребляемой приемниками за время t (определенное по показаниям счетчика активной энергии), кВт·ч.

3. Естественный коэффициент мощности. За величину естественного коэффициента мощности $\cos \varphi_{св}$ принимают значение его без учета работы специальных компенсирующих устройств (синхронные компенсаторы и конденсаторы). Естественный коэффициент мощности может характеризоваться как текущим, так и средневзвешенным его значением.

4. Общий коэффициент мощности. За величину общего коэффициента мощности $\cos \varphi_{об}$ принимают его значение с учетом работы компенсирующих устройств. Так же как и естественный коэффициент мощности, $\cos \varphi_{об}$ может характеризоваться текущим или средневзвешенным значением.

15-3. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Улучшения коэффициента мощности промышленного предприятия можно достигнуть лишь при правильном сочетании различных способов повышения его, каждый из которых должен быть технически и экономически обоснован. Мероприятия по повышению коэффициента мощности можно разделить на следующие группы:

а) уменьшение потребления реактивной мощности приемниками электрической энергии без применения компенсирующих устройств;

б) применение компенсирующих устройств.

Мероприятия по уменьшению потребления приемниками реактивной мощности должны рассматриваться в первую очередь, поскольку для их осуществления, как правило, не требуется значительных капитальных затрат. К ним относятся следующие:

1) упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования;

2) замена малозагруженных асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности;

3) понижение напряжения у двигателей, систематически работающих с малой нагрузкой;

4) ограничение холостой работы двигателей;

5) применение синхронных двигателей вместо асинхронных той же мощности в случаях, когда это возможно по условиям технологического процесса;

6) повышение качества ремонта двигателей;

7) замена и перестановка малозагруженных трансформаторов.

Рассмотрим эффективность этих мероприятий.

Замена малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности. Величина потребления реактивной мощности асинхронными двигателями зависит от коэффициента загрузки и номинального коэффициента мощности двигателей. При номинальной нагрузке и номинальном напряжении асинхронный двигатель потребляет реактивную мощность, равную:

$$Q_H = \frac{P_H}{\eta_{д.н}} \operatorname{tg} \varphi_H, \quad (15-4)$$

где $\eta_{д.н}$ — к. п. д. двигателя при полной нагрузке.

Реактивная мощность, потребляемая двигателем из сети при холостом ходе, может быть найдена из выражения

$$Q_{х.х} \approx \sqrt{3} U_H I_{х.х}, \quad (15-5)$$

где $I_{х.х}$ — ток холостого хода асинхронного двигателя.

Для двигателей с номинальным коэффициентом мощности $\cos \varphi_H = 0,91 \div 0,93$ реактивная мощность холостого хода составляет около 60% реактивной мощности при номинальной нагрузке двигателя. Для двигателей $\cos \varphi_H = 0,77 \div 0,79$ она достигает 70%.

Увеличение потребления реактивной мощности при полной нагрузке двигателя по сравнению с потреблением холостого хода составляет:

$$\Delta Q_H = Q_H - Q_{х.х} \approx \frac{P_H}{\eta_{д.н}} \operatorname{tg} \varphi_H - \sqrt{3} U_H I_{х.х}. \quad (15-6)$$

При нагрузках асинхронного двигателя, меньших номинальной, прирост потребления реактивной мощности по сравнению с холостым ходом пропорционален квадрату коэффициента загрузки двигателя:

$$\Delta Q = \kappa_3^2 \Delta Q_H, \quad (15-7)$$

где $\kappa_3 = P/P_H$ — коэффициент загрузки двигателя.

Таким образом, реактивная мощность, потребляемая двигателем при произвольной нагрузке, составляет:

$$Q = Q_{х.х} + \Delta Q_H \kappa_3^2. \quad (15-8)$$

Коэффициент мощности асинхронного двигателя при произвольной нагрузке $P = \kappa_3 P_H$ с учетом (15-8) получается:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Q_{х.х} + \Delta Q_H \kappa_3^2}{P_H \kappa_3} \right)^2}}. \quad (15-9)$$

Как следует из формулы (15-9), коэффициент мощности двигателя уменьшается при уменьшении его загрузки. Например, если для какого-то конкретного двигателя при 100%-ной нагрузке $\cos \varphi = 0,8$, то при 50%-ной $\cos \varphi = 0,65$, при 30%-ной $\cos \varphi = 0,51$. Отсюда следует, что замена систематически малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности способствует повышению коэффициента мощности электроустановки.

Условия рентабельности требуют, чтобы замена двигателя влекла за собой экономически выгодное уменьшение суммарных потерь активной мощности в энергосистеме и двигателе. Для суммарных потерь $\Delta P_{сум}$ справедливо выражение

$$\Delta P_{сум} = Q \kappa_{и.п} + \Delta P, \quad (15-10)$$

где ΔP — полные потери активной мощности в двигателе; $\kappa_{и.п}$ — коэффициент изменения потерь, кВт/квар, задаваемый предприятно энергосистемой или принимаемый по данным, приведенным в [Л. 15-2].

Коэффициент изменения потерь $\kappa_{и.п}$, называемый в литературе иногда экономи-

ческим эквивалентом — κ_3 или $\kappa_{п.л}$ — коэффициентом повышения потерь, численно равен удельному снижению потерь активной мощности во всех элементах системы электроснабжения (от источников питания до мест потребления электроэнергии), получаемому при уменьшении передаваемой реактивной мощности предприятию. Как показали расчеты, наименьшее значение $\kappa_{п.л}$ равно примерно 0,02 кВт/квар (для трансформаторов, присоединенных непосредственно к шинам станций).

Преобразуя (15-10) к более удобному для расчета виду с учетом (15-8) и (15-6), имеем:

$$\Delta P_{\text{сум}} = [Q_{x.x} (1 - \kappa_3^2) + \kappa_3^2 Q_n] \kappa_{п.л} + \Delta P_{x.x} + \kappa_3^2 \Delta P_{a.n}, \quad (15-11)$$

где $\Delta P_{x.x} = P_n \left(\frac{1 - \eta_{н.д}}{\eta_{н.д}} \right) \left(\frac{\gamma}{1 + \gamma} \right)$ — потери активной мощности при холостом ходе двигателя, кВт;

$\Delta P_{a.n} = P_n \left(\frac{1 - \eta_{н.д}}{\eta_{н.д}} \right) \left(\frac{1}{1 + \gamma} \right)$ — прирост потерь активной мощности в двигателе при загрузке 100%, кВт;

$\gamma = \frac{\Delta P_{x.x}}{\Delta P_{a.n}}$ — расчетный коэффициент, зависящий от конструкции двигателя, определяемый из выражения

$$\gamma = \frac{\Delta P_{x.x} \%}{(100 - \eta_{н.д} \%) - \Delta P_{x.x} \%};$$

$\Delta P_{x.x}$ — потери холостого хода, выраженные в процентах активной мощности, потребляемой двигателем при загрузке 100%.

Ряд работ, проведенных в органах Госэнергонадзора Союзглавэнерго Госплана СССР, показал, что если средняя нагрузка двигателя составляет менее 45% номинального значения его мощности, то замена его менее мощным всегда целесообразна и проверка расчетов не требуется. При загрузке двигателя более 70% номинальной мощности можно считать, что замена его в общем случае нецелесообразна. При загрузке двигателей в пределах от 45 до 70% целесообразность замены их должна быть подтверждена достаточным уменьшением суммарных потерь активной мощности в электрической системе и двигателе, рассчитанных по формуле (15-11).

Следует заметить, что для промышленных предприятий рассматривать вопрос о замене двигателей меньшими по мощности целесообразно только для двигателей, не встроенных в механизм. Замена малозагруженных двигателей, встроенных в механизм, настолько дорога и сложна, что она практически нецелесообразна.

Пример 15-1. Требуется проверить по условно рентабельности замену двига-

теля типа А92-4 мощностью 100 кВт, работающего с нагрузкой на валу, равной 50 кВт, двигателем А82-4 мощностью 55 кВт. Коэффициент изменения потерь в заданном пункте энергосистемы равен 0,1 кВт/квар.

Параметры заменяемого двигателя:

$$\cos \varphi_n = 0,89; \quad \eta_n = 0,92; \quad U_n = 380 \text{ В};$$

$$I_{x.x} = 57 \text{ А}; \quad \Delta P_{x.x} = 3,5 \text{ кВт}.$$

Определяем:

$$Q_{x.x} = \sqrt{3} U_n I_{x.x} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 57 \cdot 10^{-3} = 37,5 \text{ квар};$$

$$Q_n = \frac{P_n}{\eta_n} \operatorname{tg} \varphi_n = \frac{100}{0,92} \cdot 0,515 = 56 \text{ квар};$$

$$\kappa_3 = \frac{P}{P_n} = \frac{50}{100} = 0,5;$$

$$\gamma = \frac{\Delta P_{x.x} \%}{(100 - \eta_{н.д} \%) - \Delta P_{x.x} \%} = \frac{3,5}{(100 - 92) - 3,5} = 0,778;$$

$$\Delta P_{a.n} = P_n \left(\frac{1 - \eta_{н.д}}{\eta_{н.д}} \right) \left(\frac{1}{1 + \gamma} \right) = 100 \left(\frac{1 - 0,92}{0,92} \right) \left(\frac{1}{1 + 0,778} \right) = 4,89 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{\text{сум}} = [37,5 (1 - 0,5^2) + 0,5^2 \cdot 56] \cdot 0,1 + 3,5 + 0,5^2 \cdot 4,89 = 9,13 \text{ кВт}.$$

Параметры заменяющего двигателя:

$$\cos \varphi_n = 0,89; \quad \eta_n = 0,905; \quad U_n = 380 \text{ В};$$

$$I_{x.x} = 31,8 \text{ А}; \quad \Delta P_{x.x} = 2,31 \text{ кВт}.$$

Определяем:

$$Q_{x.x} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 31,8 \cdot 10^{-3} = 21 \text{ квар};$$

$$Q_n = \frac{55}{0,905} \cdot 0,515 = 31,3 \text{ квар};$$

$$\kappa_3 = \frac{50}{55} = 0,91;$$

$$\gamma = \frac{4,2}{(100 - 90,5) - 4,2} = \frac{4,2}{5,3} = 0,793;$$

$$\Delta P_{a.n} = 55 \left(\frac{1 - 0,905}{0,905} \right) \cdot \left(\frac{1}{1 + 0,753} \right) = 3,23 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{\text{сум}} = [21 (1 - 0,91^2) + 0,91^2 \cdot 31,3] \cdot 0,1 + 2,31 + 0,91^2 \cdot 3,23 = 7,95 \text{ кВт}.$$

Указанная замена приводит к уменьшению суммарных потерь активной мощности в энергосистеме с 9,13 до 7,95 кВт. Однако для выполнения условий рентабельности необходимо, чтобы экономия от снижения потерь электрической энергии в течение 7 лет превзошла дополнительные капиталовложе-

ния, вызванные демонтажем старого и монтажом нового электродвигателей, а также разницей в стоимостях снимаемого оборудования K_1 (с учетом износа) и устанавливаемого K_2 (нового или тоже бывшего в эксплуатации). При этом K_1 может быть либо больше, либо меньше, чем K_2 .

Понижение напряжения у малозагруженных двигателей. При невозможности замены малозагруженного асинхронного двигателя следует проверить целесообразность снижения напряжения на выводах асинхронного двигателя до определенного минимально допустимого значения $U_{\text{мин}}$ приводит к уменьшению потребления им реактивной мощности (за счет уменьшения тока намагничивания) и тем самым к увеличению коэффициента мощности. При этом одновременно уменьшаются потери активной мощности и, следовательно, увеличивается к. п. д. двигателя. На практике применяются следующие способы снижения напряжения у малозагруженных асинхронных двигателей:

- 1) переключение статорной обмотки с треугольника на звезду;
- 2) секционирование статорных обмоток;
- 3) понижение напряжения в фабрично-заводских силовых сетях путем переключения ответвлений понижающих трансформаторов.

Первое представление об эффективности переключения статорной обмотки асинхронного двигателя с треугольника на звезду дают табл. 15-1 и 15-2. Более тщательные исследования показали, что указанное переключение можно рекомендовать для двигателей с напряжением до 1000 В, систематически нагруженных менее чем на 35—40% номинальной мощности. При пере-

производить проверку по предельному коэффициенту загрузки двигателя, определяемому условиями устойчивости. Предельный коэффициент загрузки приближенно равен:

$$k_{з.пр} = \frac{K_{\text{м.м}}}{4,5}, \quad (15-12)$$

где $K_{\text{м.м}}$ — кратность максимального вращающего момента по отношению к номинальному; величины $K_{\text{м.м}}$ приводятся в каталогах на двигатели.

Секционирование статорных обмоток асинхронных двигателей можно рекомендовать в тех случаях, когда невозможно осуществить переключение обмотки статора с треугольника на звезду. Если двигатели изготовлены с параллельными ветвями в статорной обмотке, то секционирование осуществляется относительно просто, путем перепайки лобовых соединений обмотки.

Сложнее переключить статорную обмотку двигателя на другую схему соединения, если она выполнена одиночным проводом. В таких случаях переключение секций обмотки возможно лишь при капитальных ремонтах двигателей. Переключение ответвлений понижающего трансформатора для снижения рабочего напряжения асинхронных двигателей также является нормальным эксплуатационным приемом, направленным на повышение коэффициента мощности, если данный трансформатор не питает одновременно другие приемники, не допускающие снижения напряжения на их зажимах.

Ограничение холостого хода работающих асинхронных двигателей. Работа большинства асинхронных двигателей характерна тем, что в перерывах между нагрузками они вращаются на холостом ходу. Для ряда потребителей время работы двигателей на холостом ходу достигает 50—65% всего времени работы. Если промежутки работы на холостом ходу достаточно велики, то целесообразно на это время отключать двигатель от сети. Потребление активной и особенно реактивной энергии при этом значительно уменьшится. В случае применения ограничителей холостого хода подсчет экономии производится по графикам активной и реактивной мощности, потребляемой асинхронными двигателями.

Повышение качества ремонта асинхронных двигателей. При выполнении ремонта двигателей необходимо учитывать и точно соблюдать номинальные данные двигателей. В противном случае из ремонта могут быть выпущены двигатели с повышенным потреблением реактивной мощности, большой неравномерностью нагрузки отдельных фаз, увеличенным током холостого хода, значительным отклонением от заводских обмоточных данных и другими серьезными недочетами. Все это создаст повышенные потери энергии и ухудшает естественный коэффициент мощности предприятия.

Таблица 15-1

Номинальный $\cos \varphi$ двигателя	Отношение $\cos \varphi / \cos \varphi_{\Delta}$ при коэффициентах нагрузки				
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
0,78	1,94	1,8	1,64	1,49	1,35
0,80	1,85	1,73	1,58	1,43	1,30
0,82	1,78	1,67	1,52	1,37	1,26
0,84	1,72	1,61	1,46	1,32	1,22
0,86	1,66	1,55	1,41	1,27	1,18
0,88	1,60	1,49	1,35	1,22	1,14
0,90	1,57	1,43	1,29	1,17	1,10
0,92	1,50	1,35	1,29	1,11	1,06

Таблица 15-2

k_3	0,1	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5
$\eta_{\Delta} \cdot \eta_{\Delta}$	1,27	1,10	1,06	1,01	1,02	1,01	1,005	1,00

ключении двигателя с треугольника на звезду ввиду уменьшения максимального вращающего момента в 3 раза необходимо

Замена и перестановка трансформаторов. Больших успехов в повышении естественного коэффициента мощности промышленного предприятия можно достигнуть за счет рационализации работы трансформаторов, которая проводится путем их замены и перегруппировки, а также путем отключения некоторых трансформаторов в часы малых нагрузок. Если при этих мероприятиях снижается потребление реактивной мощности и уменьшаются потери активной мощности, то осуществление их несомненно целесообразно.

15-4. КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Для компенсации реактивной мощности, потребляемой электроустановками промышленного предприятия, могут быть применены синхронные компенсаторы, конденсаторы и использованы имеющиеся синхронные двигатели. Синхронные компенсаторы являются синхронными двигателями облегченной конструкции без нагрузки на валу. Они могут работать как в режиме генерации реактивной мощности (при перевозбуждении компенсатора), так и в режиме ее потребления (при недозабуждении). Изменение величины генерируемой или потребляемой реактивной мощности компенсатора осуществляется регулированием его возбуждения. В настоящее время отечественная промышленность изготавливает синхронные компенсаторы мощностью от 5 000 до 75 000 квар.

Потери активной мощности в синхронных компенсаторах при их полной нагрузке в зависимости от номинальной мощности колеблются в пределах 0,32—0,15 кВт/квар, т. е. составляют значительную величину. Особенно большие потери активной мощности имеют место в старых, ныне не выпускаемых синхронных компенсаторах мощностью от 500 до 5 000 квар. Они составляют 0,5—0,32 кВт/квар. При наличии таких синхронных компенсаторов на предприятии целесообразность включения их должна быть технико-экономически обоснована.

К недостаткам синхронных компенсаторов относятся также удорожание и усложнение эксплуатации (по сравнению, например, с конденсаторными батареями) и значительный шум во время работы. Положительными свойствами синхронных компенсаторов как источников реактивной мощности являются: возможность плавного и автоматического регулирования величины генерируемой реактивной мощности, независимость генерации реактивной мощности от напряжения на его шинах, достаточная термическая и динамическая устойчивость обмоток компенсатора во время коротких замыканий, возможность восстановления поврежденного синхронного компенсатора путем проведения ремонтных работ.

Удельная стоимость синхронного компенсатора значительно увеличивается при уменьшении его номинальной мощности.

Например, в синхронных компенсаторах мощностью 7,5 Мвар удельная стоимость, включая все расходы на установку, составляет 12,5 руб/квар, а в компенсаторах 75 Мвар для наружной установки 7,5 руб/квар. Высокая удельная стоимость синхронных компенсаторов небольших мощностей и большие потери активной мощности в них обуславливают применение синхронных компенсаторов лишь значительных мощностей на крупных подстанциях. Так, например, на одной из подстанций большого металлургического завода установлено несколько компенсаторов мощностью по 50 тыс. квар (один из них представлен на рис. 15-3). Компенсаторы установлены на открытом воздухе, что значительно удешевило затраты на них.

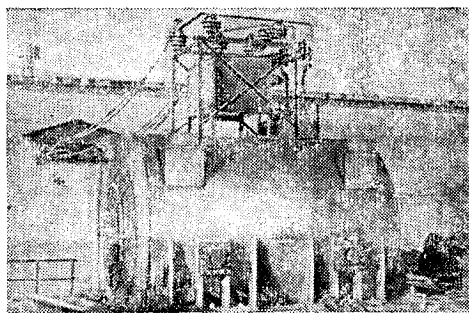


Рис. 15-3. Установка синхронного компенсатора на открытом воздухе без зданий.

Конденсаторы — специальные емкости, предназначенные для выработки реактивной мощности. По своему действию они эквивалентны перевозбужденному синхронному компенсатору и могут работать лишь как генераторы реактивной мощности. Мощность конденсаторов в одном элементе составляет 4—10 квар. Из этих элементов собираются батареи требуемой мощности.

Обычно батареи конденсаторов включаются в сеть трехфазного тока по схеме треугольника. При отключении конденсаторов необходимо, чтобы запасенная в них энергия разряжалась автоматически без участия дежурного персонала на активное сопротивление, присоединенное к батарее наглухо (рис. 15-4). Величина его должна быть такой, чтобы при отключении не возникало перенапряжений на зажимах конденсаторов.

Конденсаторы по сравнению с другими источниками реактивной мощности обладают рядом преимуществ;

- 1) малые потери активной мощности (0,0025—0,005 кВт/квар);
- 2) простота эксплуатации (ввиду отсутствия вращающихся и трущихся частей);
- 3) простота производства монтажных работ (малый вес, отсутствие фундаментов);

4) для установки конденсаторов может быть использовано любое сухое помещение. Среди недостатков конденсаторов следует отметить зависимость генерируемой ими реактивной мощности от напряжения:

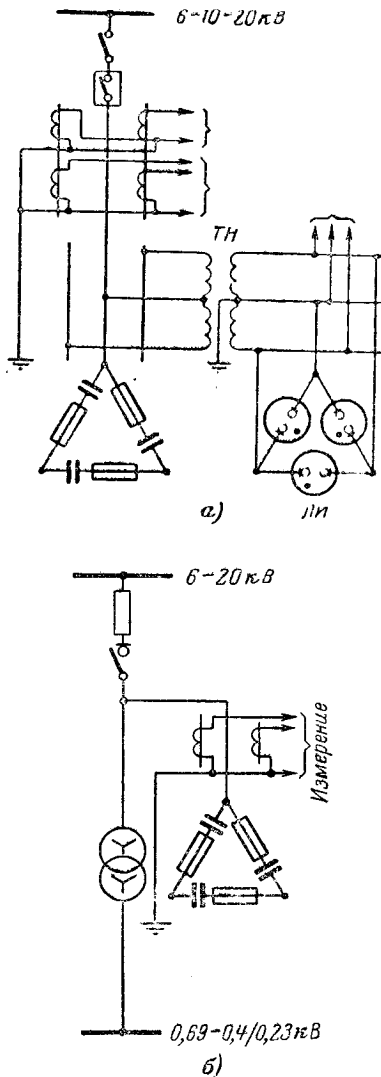


Рис. 15-4. Схемы включения батарей статических конденсаторов.

а — под отдельный выключатель; б — под выключатель нагрузки потребителя; в этом случае разрядным сопротивлением служит сам силовой трансформатор; ТН — трансформатор напряжения, используемый в качестве разрядного сопротивления для батарей конденсаторов; ЛИ — сигнальные индикаторные лампы.

$Q = U^2 \omega C \cdot 10^{-3}$ квар, малый срок службы (8—10 лет) и недостаточную прочность (легко повреждаются, особенно при к. з. и напряжениях выше номинального).

Удельная стоимость 1 квар конденса-

торной батареи зависит от напряжения и колеблется в пределах от 5 руб/квар при $U = 3-10$ кВ до 14,5 руб/квар при $U = 0,22$ кВ, но практически не зависит от мощности самой батареи. Поэтому для компенсации реактивной мощности до 5—10 Мвар на промышленных предприятиях наибольшее распространение получили конденсаторные батареи.

Установки конденсаторов бывают индивидуальные, групповые и централизованные.

Индивидуальные установки применяются чаще всего на напряжениях до 660 В. В этих случаях конденсаторы присоединяются наглухо к зажимам асинхронных двигателей. Такой вид установки компенсирующих устройств обладает существенным недостатком — плохим использованием конденсаторов, так как с отключением приемника отключается и компенсирующая установка.

При групповой установке конденсаторы присоединяются к групповым распределительным щиткам в цехах промышленного предприятия. При этом использование установленной мощности конденсаторов несколько увеличивается.

При централизованной установке батарей конденсаторов они присоединяются на стороне высокого напряжения трансформаторной подстанции промышленного предприятия. Использование установленной мощности конденсаторов в этом случае получается наиболее высоким.

Защита конденсаторов осуществляется плавкими предохранителями, включаемыми по одному в цепь каждого из них. Кроме того, батарея в целом защищается также с помощью предохранителей в цепи батареи.

Схемы присоединения батарей конденсаторов на напряжение 3—6 кВ даны на рис. 15-4. Схема на рис. 15-4, а обеспечивает независимость работы батареи от работы приемников, но требует большого количества аппаратуры высокого напряжения. На схеме на рис. 15-4, б батарея присоединяется к цепи приемника наглухо и для включения батареи и в этом случае не требуется установка отдельных выключателей.

Во избежание существенного возрастания затрат на отключающую аппаратуру, измерительные приборы и т. д. не рекомендуется установка батарей конденсаторов 3—10 кВ мощностью менее 400 квар при присоединении конденсаторов с помощью отдельного выключателя (рис. 15-4, а) и менее 100 квар при присоединении конденсаторов через общий выключатель с силовым трансформатором, асинхронным двигателем и другими приемниками (рис. 15-4, б).

Батареи конденсаторов средней и большой мощности разделяются на секции с помощью разъединителей. Секционирование дает возможность грубого регулирования присоединенной мощности осмотра и замены элементов по секциям без отключения всей батареи. Обычно батареи конденсаторов разделяются не более чем на две или три одинаковые секции.

Синхронные двигатели. Применение синхронных двигателей в условиях промышленных предприятий может быть целесообразным в следующих случаях:

1) установка синхронных двигателей на приводных механизмах вместо асинхронных там, где это возможно по технологическим условиям;

2) установка синхронных двигателей большей мощности, чем требует приводной механизм.

Первое мероприятие всегда целесообразно. Поэтому при недостаточном значении коэффициента мощности следует рассматривать вопрос о том, на каких механизмах возможно применение синхронных двигателей взамен асинхронных. Целесообразность второго мероприятия должна быть технико-экономически обоснована путем сравнения с другими вариантами повышения коэффициента мощности.

15-5. ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Выбор компенсирующих устройств производится на основании технико-экономического сравнения вариантов. Среди technically приемлемых вариантов экономически целесообразным будет тот, который обеспечивает минимум расчетных затрат

$$З = C_3 + 0,15K = \text{мин.} \quad (15-13)$$

Определение потерь активной энергии при различных способах компенсации реактивной мощности производится с учетом коэффициента изменения потерь $\kappa_{н.п.}$, который может быть вычислен по формуле

$$\kappa_{н.п.} = \sum_{i=1}^n \kappa_{н.п.i}, \quad (15-14)$$

где $\kappa_{н.п.i}$ — коэффициент изменения потерь i -го звена системы электроснабжения, а суммирование производится по всем звеньям сети электроснабжения от источника питания до шин подстанции промышленного предприятия.

Коэффициент изменения потерь $\kappa_{н.п.i}$ отдельного звена сети электроснабжения может быть определен на основании следующих расчетов.

При передаче активной P и реактивной Q мощностей через звено с сопротивлением R потери мощности ΔP_1 определяются выражением (15-1). Если за счет компенсирующих устройств передаваемая через звено мощность снижена на $Q_{к.у.}$, то потери мощности равны:

$$\Delta P_2 = \Delta P_a + \Delta P'_p + \Delta P_{к.у.} = \Delta P_a + \frac{(Q - Q_{к.у.})^2 R \cdot 10^{-3}}{U^2} + \Delta P_{к.у.}, \quad (15-15)$$

где $\Delta P_{к.у.}$ — потери активной мощности в компенсирующих устройствах; $\Delta P'_p$ — потери мощности, вызванные передачей реак-

тивной мощности, равной разности $Q - Q_{к.у.}$

Величина снижения потерь активной мощности определяется выражением

$$\begin{aligned} \Delta P &= \Delta P_1 - \Delta P_2 = \\ &= \frac{Q_{к.у.}(2Q - Q_{к.у.})R \cdot 10^{-3}}{U^2} - \Delta P_{к.у.} \end{aligned} \quad (15-16)$$

Разделив полученный результат на величину мощности компенсирующего устройства $Q_{к.у.}$, получим коэффициент изменения потерь активной мощности i -го звена:

$$\begin{aligned} \kappa_{н.п.i} &= \frac{Q_{к.у.}(2Q - Q_{к.у.})R_i \cdot 10^{-3}}{Q_{к.у.}U^2} - \\ &- \frac{\Delta P_{к.у.}}{Q_{к.у.}} = \frac{\Delta P_p}{Q} \left(2 - \frac{Q_{к.у.}}{Q} \right) - \\ &- \frac{\Delta P_{к.у.}}{Q_{к.у.}} \end{aligned} \quad (15-17)$$

Величина $\kappa_{н.п.}$ зависит от удаленности промышленного предприятия от источника питания и колеблется в пределах от 0,02 до 0,12 кВт/квар.

Величина потребляемой мощности компенсирующих устройств находится из выражения

$$Q_{к.у.} = P(\text{tg } \varphi_{сн} - \text{tg } \varphi_{к}) \alpha, \quad (15-18)$$

где P — средняя активная мощность промышленного предприятия за месяц с наибольшим расходом электрической энергии, кВт; $\text{tg } \varphi_{сн}$ — тангенс угла сдвига фаз, соответствующий средневзвешенному коэффициенту мощности за тот же месяц; $\text{tg } \varphi_{к}$ — тангенс угла сдвига фаз, соответствующий коэффициенту мощности, который должен быть получен после компенсации; α — коэффициент, вводимый в расчеты с целью учета возможности повышения коэффициента мощности мерами, не требующими установки компенсирующих устройств ($\alpha \approx 0,9$).

Наглядное представление о сущности компенсации реактивной мощности дает рис. 15-5. На рис. 15-5, а, приведена векторная диаграмма, отражающая положение до компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения промышленного предприятия. На этом рисунке в нижней части его векторы $S_{п.п.}$, $P_{п.п.}$ и $Q_{п.п.}$ представляют собой кажущуюся, активную и реактивную мощности, потребляемые предприятием. Как видно из диаграммы, угол φ достаточно велик и компенсация необходима.

В верхней части рис. 15-5, а представлен треугольник потерь кажущейся, активной и реактивной мощностей $\Delta S_{п.с.}$, $\Delta P_{п.с.}$ и $\Delta Q_{п.с.}$, которые имеют место в элементах энергосистемы (генераторы, повысительные трансформаторы, линии, понизительные трансформаторы и т. д.) от прохождения через них тока, потребляемого предприятием.

На рис. 15-5, б представлена векторная диаграмма после установки на промышленном предприятии компенсирующих уст-

роЙств. Как видно из диаграммы, уменьшение потребления предприятием реактивной мощности вызвало снижение тока. Это снижение тока привело к уменьшению потерь активной мощности в элементах энергосистемы. В результате установки на предприятии компенсирующих устройств потребляе-

мая на предприятии активная мощность возросла (непосредственно предприятию установка компенсирующих устройств невыгодна) на величину потерь активной мощности в компенсирующем устройстве $\Delta P_{к.у}$. Однако за счет уменьшения тока, проходящего через элементы энергосистемы, в них снизились потери активной мощности:

$$I_{п.к}^2 r_{э.эс} < I_{д.к}^2 r_{э.эс} \quad (15-19)$$

Экономия активной мощности составила:

$$I_{д.к}^2 r_{э.эс} - I_{п.к}^2 r_{э.эс} = P_{сэ.м}$$

или

$$\Delta P_{д.к} - \Delta P_{п.к} = P_{сэ.м}$$

где $I_{д.к}$ — ток в элементах энергосистемы до компенсации, кА; $I_{п.к}$ — ток в элементах энергосистемы после компенсации, кА; $r_{э.эс}$ — сопротивление элементов энергосистемы, Ом; $\Delta P_{д.к}$ и $\Delta P_{п.к}$ — потери мощности в элементах энергосистемы до и после компенсации, кВт; $P_{сэ.м}$ — экономичная мощность в элементах энергосистемы в результате компенсации реактивной мощности на промышленном предприятии, кВт.

В результате установки компенсирующих устройств должно иметь место положение, определяемое неравенством

$$P_{сэ.м} > \Delta P_{к.у}$$

Если экономия будет незначительна или окажется, что

$$P_{сэ.м} < \Delta P_{к.у}$$

то устанавливать компенсирующие устройства с экономической точки зрения смысла не имеет, если это не требуется делать для решения других вопросов (регулирование напряжения, увеличение пропускной способности и т. д.).

Выбор мощности компенсирующего устройства должен быть всякий раз обоснован технико-экономическими расчетами. Экономический эффект от компенсации реактивной мощности может быть подсчитан следующим образом:

$$Z_{п.п} - Z_{п.п(п.к)} = \pm Z_{эф}$$

или

$$(C_s + 0,15K)_{п.п} - (C_s + 0,15K')_{п.п(п.к)} = \pm Z_{эф}, \text{ тыс. руб /год,}$$

где $Z_{п.п}$ — годовые затраты промышленного предприятия до компенсации, тыс.руб/год; $Z_{п.п(п.к)}$ — то же после компенсации; $Z_{эф}$ — экономический эффект (положительный или отрицательный), тыс. руб/год.

Однако для этой цели необходимо знать годовые затраты предприятия до компенсации, что часто практически невозможно. В этом случае для оценки экономичности решения подсчет ведут при помощи $K_{д.п}$, задаваемого энергосистемой в соответствующей точке питания энергосистемы. При по-

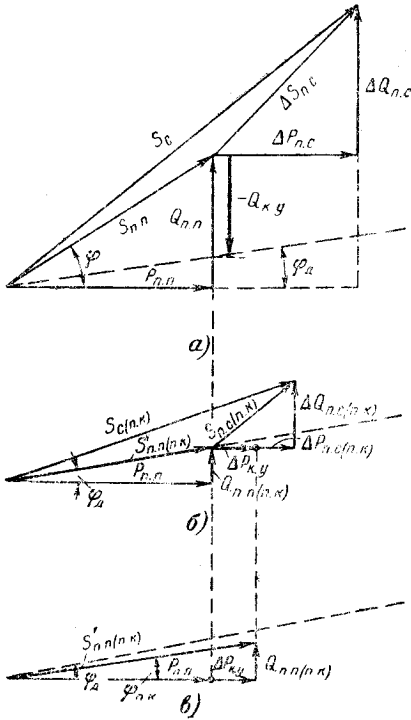


Рис. 15-5. Векторные диаграммы к выбору мощности компенсирующего устройства промышленного предприятия.

а — векторная диаграмма для предприятия и энергосистемы до компенсации реактивной мощности; *б* — то же после компенсации с учетом системы питания; *в* — векторная диаграмма после компенсации только в пределах предприятия.

$S_{п.п}$, $P_{п.п}$, $(+Q_{п.п})$ — кажущаяся, активная и реактивная мощности, потребляемые предприятием до компенсации (кВ·А, кВт, квар), $\varphi_{п}$ — угла для компенсации; $\varphi_{д}$ — директивный угол сдвига фаз, соответствующий директивному $\cos\varphi_{д}$; $(-Q_{к.у})$ — мощность компенсирующего устройства, квар; $\Delta S_{п.э}$, $\Delta P_{п.э}$ и $\Delta Q_{п.э}$ — кажущиеся, активные и реактивные потери в энергосистеме до компенсации (кВ·А, кВт, квар); S_c — кажущаяся мощность, которая покрывается источниками питания энергосистемы, кВ·А; $S_{п.п(п.к)}$ и $Q_{п.п(п.к)}$ — кажущаяся и реактивная мощности, потребляемые предприятием после компенсации без учета влияния потерь в компенсирующем устройстве (кВ·А, квар); $S_{п.п(п.к)}$, $\Delta P_{п.п(п.к)}$, $\Delta Q_{п.п(п.к)}$ — кажущиеся, активные и реактивные потери мощности в системе после компенсации; $S_{с(п.к)}$ — кажущаяся мощность, покрываемая источниками питания энергосистемы, после компенсации, кВ·А; $\Delta P_{к.у}$ — потери активной мощности в компенсирующем устройстве, кВт; $S_{п.п(п.к)}$ — потребляемая промышленным предприятием кажущаяся мощность после компенсации с учетом потерь $\Delta P_{к.у}$ в компенсирующем устройстве, кВ·А.

мощи $K_{н.п}$ можно подсчитать стоимость годовой экономии $C_{г.э}$ при снижении потерь по выражению

$$C_{г.э} = K_{н.п} Q_{к.у} t C_0, \text{ тыс. руб./год,}$$

где $K_{н.п}$ — коэффициент изменения потерь, кВт/квар; $Q_{к.у}$ — мощность компенсирующего устройства, квар; t — годовое число часов работы компенсирующего устройства, ч; C_0 — стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч.

После этого подсчитываются расходы на сооружение и эксплуатацию компенсирующего устройства:

1) стоимость компенсирующего устройства $K_{к.у}$, тыс. руб.;

2) стоимость потерь в компенсирующем устройстве $\Delta P_{к.у} t C_0 = C_{п.к.у}$, тыс. руб/год;

3) стоимость содержания обслуживающего персонала, если он должен содержаться для обслуживания компенсирующего устройства, $C_{о.п.}$ тыс. руб/год;

4) годовые затраты по компенсирующему устройству $Z_{к.у} = C_{п.к.у} + C_{о.п.} + 0,15 K_{к.у}$, тыс. руб/год.

Производится сравнение годовых затрат на установку компенсирующего устройства и средств от экономии на потерях электроэнергии в энергосистеме: $Z_{к.у} \ll C_{г.э}$ или $Z_{к.у} \geq C_{г.э}$.

После сравнения принимается решение об установке компенсирующего устройства.

Как показали расчеты, при мощности компенсирующего устройства меньше 5 000 квар и напряжении 6 кВ и 10 000 квар и напряжении 10 кВ экономически целесообразной является установка конденсаторов. Если необходимая мощность компенсирующего устройства больше указанных величин, то следует сделать технико-экономические расчеты, учитывая график потребления реактивной нагрузки и требования энергосистемы.

Пример 15-2. Требуется определить какой вариант является более экономичным: увеличение мощности синхронного двигателя напряжением 6 кВ сверх потребляемой мощности 370 кВт для приводного механизма, т. е. установка вместо синхронного двигателя типа МС-332-6/16 мощностью 370 кВт синхронного двигателя типа МС-322/7/16 мощностью 445 кВт или соответствующее увеличение мощности конденсаторной батареи 6 кВ, если она все равно намечается к установке.

Первоначальные затраты на конденсаторную батарею могут быть представлены в следующем виде:

$$K_6 = K_{н.6} + K_{з.6} = K_{н.6} + K_{у.з.6} Q_6, \quad (15-20)$$

где $K_{н.6}$ — часть первоначальных затрат, не зависящая от мощности батареи Q_6 ; $K_{з.6}$ — часть первоначальных затрат, пропорциональная мощности батареи Q_6 ; $K_{у.з.6}$ — удельные первоначальные затраты на установку 1 квар батареи.

Для нашего примера принимает $K_{н.6} = 0$, так как вопрос об установке конденсаторной батареи разрешен положительно независимо

от той или иной мощности синхронного двигателя; $K_{у.з.6} = 8,0$ руб/квар (для конденсаторов 6 кВ).

Таким образом, в данном примере первоначальные затраты на конденсаторную батарею составляют:

$$K_6 = K_{у.з.6} Q_6 = 8,0 \cdot 92 = 736,0 \text{ руб.}$$

Q_6 приравниваем компенсирующей способности двигателя (см. ниже).

Ежегодные расходы на конденсаторную батарею, исходя из потерь мощности в конденсаторах равных 0,4%, годового числа часов включения около 5 000, стоимости энергии 0,012 руб/кВт·ч, определяют:

$$C_6 = 0,012 \cdot 0,004 \cdot 5\,000 \cdot 92 = 22,1 \text{ руб/год.}$$

К указанной сумме следует добавить сумму годовых амортизационных отчислений.

Определим первоначальные затраты и ежегодные расходы для варианта установки синхронного двигателя повышенной мощности. Разница в полной стоимости синхронных двигателей МС-322-7/16, 445 кВт и МС-322-6/16, 370 кВт составляет:

$$K_d = 7\,550 - 6\,950 = 600 \text{ руб.}$$

Разница в реактивной мощности указанных синхронных двигателей, имеющих одинаковый номинальный опережающий коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,8$, определяется из равенства

$$\Delta Q_{с.д} = Q_{с.д2} - Q_{с.д1} = P_2 \operatorname{tg} \varphi_2 - P_1 \operatorname{tg} \varphi_1 = \\ = 412 \cdot 0,96 - 403 \cdot 0,75 = 92 \text{ квар,}$$

где $P_1 = \frac{P}{\eta_1} = \frac{370}{0,92} = 403$ кВт — активная мощность, потребляемая из сети меньшим двигателем при нагрузке на валу, равной 370 кВт;

$P_2 = \frac{P}{\eta_2} = \frac{370}{0,90} = 412$ кВт — активная мощность, потребляемая из сети большим двигателем при нагрузке на валу, равной 370 кВт;

η_1 и η_2 — фактические значения к. п. д. рассматриваемых синхронных двигателей при нагрузке на валу 370 кВт; $\operatorname{tg} \varphi_1 = 0,75$ и $\operatorname{tg} \varphi_2 = 0,96$ — тангенсы углов сдвига фаз рассматриваемых синхронных двигателей, определяемые из табл. 15-3 в зависимости от номинального значения $\cos \varphi$ и загрузки двигателей.

Ежегодные расходы, исходя из годового числа часов работы двигателей около 5 000, определяют из выражения: $C_d = 0,012 \times 5\,000 \cdot (P_2 - P_1) = 0,012 \cdot 5\,000 \cdot 9 = 540$ руб/год.

Расчетные затраты при установке конденсаторных батарей равны:

$$Z_6 = C_6 + 0,15 K_6 = 22,1 + 0,15 \cdot 736 = \\ = 132,5 \text{ руб/год,}$$

а при замене синхронного двигателя

$$Z_d = C_d + 0,15 K_d = 540 + 0,15 \cdot 600 = \\ = 630 \text{ руб/год.}$$

Таблица 15-3

Номинальный коэффициент мощности	Значения $\lg \varphi$ синхронных двигателей при нагрузке на валу, %								
	100	90	80	70	60	50	40	30	20
0,8	0,75	0,88	1,0	1,2	1,45	1,77	2,3	3,2	4,9
1,0	0	0	0	0,2	0,3	0,4	0,54	0,75	1,2

Предпочтение следует отдать варианту с меньшими расчетными затратами, т. е. варианту увеличения мощности конденсаторных батарей.

15-6. РАЗМЕЩЕНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

После определения необходимой мощности и выбора типов компенсирующих устройств возникает задача оптимального распределения их в сети электроснабжения промышленного предприятия. От выбора места установки компенсирующего устройства зависит его стоимость и величина потерь электрической энергии. Наименьшая стоимость конденсаторных установок 5 руб/квар получается при размещении их в сети напряжением 6—10 кВ, однако потери электрической энергии промышленного предприятия при этом будут максимальными ввиду передачи значительного количества реактивной мощности по сетям напряжением ниже 6—10 кВ.

При размещении конденсаторных установок непосредственно на зажимах потребителей электрической энергии потери электрической энергии будут минимальными, но возрастет стоимость установок и ухудшится использование их.

Оптимальному размещению компенсирующих установок соответствует технически приемлемый вариант с минимальными расчетными затратами. Для предварительной ориентировки в вопросе о технико-экономическом обосновании размещения компенсирующих устройств следует пользоваться следующими положениями из Руководящих указаний:

1. На предприятиях, имеющих силовые сети напряжением 0,66 кВ, как правило, должны устанавливаться конденсаторы на напряжение 0,66 кВ. Если на этих предприятиях имеются асинхронные двигатели высокого напряжения, то для компенсации их реактивных нагрузок целесообразна установка таких конденсаторов на напряжение 6—10 кВ.

2. На предприятиях, имеющих силовые сети напряжением 0,38 кВ, наиболее выгодной может оказаться либо смешанная установка конденсаторов 0,38 и 6—10 кВ, либо только 0,38 кВ. Выбор варианта производится на основании технико-экономических сопоставлений и расчетов.

3. На предприятиях, имеющих силовые сети напряжением 0,22 кВ, допускается установка конденсаторов на напряжение

0,22 кВ, если коэффициент мощности на стороне 0,22 кВ меньше 0,7. При коэффициенте мощности выше 0,7 следует устанавливать конденсаторы 6—10 кВ.

4. Конденсаторы 0,22—0,66 кВ должны устанавливаться с соблюдением требований пожарной безопасности у групповых щитков, так как централизованная установка конденсаторов на трансформаторных подстанциях, как правило, менее целесообразна. В тех случаях, когда имеется необходимость в разгрузке силовых трансформаторов, а установка конденсаторов напряжением 0,22—0,66 кВ у групповых щитков почему-либо невозможна, допускается централизованная установка этих конденсаторов.

5. Мощность батарей конденсаторов, устанавливаемых у группового щитка, рекомендуется принимать не менее 30 квар во избежание существенного возрастания расходов на отключающую аппаратуру, измерительные приборы и установочный шкаф.

15-7. РЕЖИМЫ РАБОТЫ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

При повышении коэффициента мощности до величины 0,92—0,95 существенное значение приобретает вопрос о графике потребления реактивной мощности. Обращаясь к графикам нагрузки промышленных предприятий [Л. 15-5, приложение П-1], видим, что хотя снижение активной нагрузки не влечет за собой такого же снижения реактивной нагрузки, тем не менее величина реактивной мощности колеблется очень значительно. В результате таких колебаний может иметь место, особенно при компенсации за счет дополнительных компенсирующих устройств, «перекompенсация», т. е. увеличение тока за счет отрицательного сдвига фаз между током и напряжением (опережение током напряжения). Такое положение будет способствовать появлению излишних потерь, как это было при положительном сдвиге фаз (отставание тока от напряжения).

Если средствами искусственной компенсации являются синхронный конденсатор или синхронные двигатели, работающие в емкостном режиме с перевозбуждением, то эта задача решается весьма просто за счет плавного регулирования вырабатываемой реактивной мощности в компенсирующих устройствах. Однако известно, что синхронные конденсаторы, как правило, в условиях промышленных предприятий не устанавливаются. Основными средствами

компенсации на промышленных предприятиях служат батареи конденсаторов и пере-возбужденные синхронные двигатели.

Регулирование генерируемой конденсаторами реактивной мощности может вестись только ступенями путем деления батарей на части. Чем больше число таких частей, тем совершеннее регулирование, но тем дороже капитальные затраты на установку переключающей и защитной аппаратуры.

На рис. 15-6 дан суточный график потребления реактивной мощности и на нем проведена линия AB , показывающая, что работа батарей конденсаторов может проходить в режиме, когда одна ее часть $Q_6/2$ включена 24 ч в сутки, а вторая включается по графику нагрузки только на t_1 , ч. В данном случае (рис. 15-6) батарея примени-

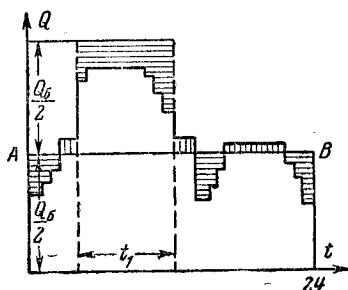


Рис. 15-6. Пример использования графика реактивной нагрузки для решения вопроса о делении конденсаторных батарей на части.

тельно к графику реактивной нагрузки разделена на две части. В конкретных условиях этот вопрос должен решаться в зависимости от графика нагрузки и схемы подстанции (одиночная система шин несекционированная или одиночная секционированная, причем каждая секция работает отдельно на свою нагрузку или обе секции работают совместно).

Ступенчатое регулирование компенсирующих устройств имеет существенные недостатки:

1) возможность работы в течение некоторого времени по графику с недостаточной или излишней компенсацией реактивной мощности (на рис. 15-6 эти места показаны штриховкой);

2) удорожание компенсирующей установки за счет увеличения капитальных затрат на установку дополнительной отключающей аппаратуры (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и т. п.).

Руководящими указаниями по компенсации реактивной мощности рекомендуется на отдельный выключатель присоединять мощность батарей конденсаторов не менее 400 квар и не устанавливать на напряжение 6—10 кВ батареи конденсаторов мощностью менее 100 квар. Эти указания даны исходя из технико-экономической целесообразности установки компенсирующих устройств. Исходя из этих соображений, можно считать,

что делить батареи конденсаторов на напряжение 6—10 кВ на части мощностью менее чем по 400 квар не следует.

Ступенчатое регулирование батарей конденсаторов может производиться как вручную, так и автоматически. При наличии на подстанции постоянного дежурного персонала или телемеханического управления в системе электроснабжения автоматизация этого процесса не имеет существенных преимуществ. На подстанциях, не имеющих постоянного обслуживающего персонала, автоматизация включения и отключения батарей конденсаторов является насущной необходимостью.

Автоматическое регулирование конденсаторных батарей может производиться в функции: 1) напряжения; 2) тока нагрузки; 3) направления реактивной мощности; 4) по времени суток (режим работы должен быть предварительно изучен).

15-8. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6—10 КВ

Характеристика устройств автоматического регулирования мощности конденсаторных батарей и область применения их могут быть представлены в следующем кратком перечне:

1. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по напряжению на шинах подстанции. Применяется в тех случаях, когда желательно одновременно обеспечить регулирование напряжения.

2. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по току нагрузки. Применяется для приемников, имеющих резко переменный график потребления реактивной мощности.

3. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по напряжению реактивной мощности. Применяется на отдельных удаленных тупиковых подстанциях.

4. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по времени суток. Применяется при хорошо известном и достаточно постоянном суточном графике реактивной нагрузки предприятия.

Подробнее рассмотрение схем автоматики для перечисленных способов и устройств — см. разд. 19.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

15-1. Правила устройств электроустановок. М., «Энергия», 1966.

15-2. Указания по определению электрических нагрузок в промышленных установках. — «Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок». № 6. М., «Энергия», 1968.

15-3. Федоров А. А. Основы электро-

снабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1967.

15-4. Ермилов А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., Госэнергоиздат, 1963.

15-5. Литвак Л. В. Повышение коэффициента мощности на промышленных предприятиях. М., Госэнергоиздат, 1957.

15-6. Федоров А. А. Электроснабжение промышленных предприятий. М., Госэнергоиздат, 1961.

15-7. Руководящие указания по повышению коэффициента мощности в установках

потребителей электрической энергии. М., Госэнергоиздат, 1961.

15-8. Справочник энергетика промышленных предприятий. Т. II, разд. 39. М., Госэнергоиздат, 1961.

15-9. Литвак Л. В. Рациональная компенсация реактивных нагрузок на промышленных предприятиях. М., Госэнергоиздат, 1963.

15-10. Константинов Б. А. Повышение качества напряжения и улучшение коэффициента мощности на промышленных предприятиях. — «Промышленная энергетика», 1966, № 2.

РАЗДЕЛ ШЕСТНАДЦАТЫЙ

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

16-1. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ

а) Отклонения напряжения. Обычно в пределах какой-либо одной ступени трансформации системы электроснабжения действующие значения напряжения изменяются в сравнительно узких пределах. Поэтому целесообразно пользоваться не полными значениями напряжений U , а значениями отклонений напряжения V (которые обычно выражаются в процентах номинального значения).

Для любого i -го узла сети

$$V_i = \frac{U_i - U_n}{U_n} 100, \quad (16-1)$$

где U_i — действующее значение междуфазного напряжения в i -м узле сети; U_n — номинальное междуфазное напряжение данной сети.

Для отдельных элементов системы электроснабжения (генераторы, синхронные компенсаторы, трансформаторы и автотрансформаторы) номинальное напряжение U_n не совпадает с номинальным напряжением U_n соответствующей ступени трансформации. В этих случаях отклонение напряжения определяется относительно номинального напряжения U_n указанных устройств:

$$V'_i = \frac{U_i - U_n}{U_n} 100. \quad (16-2)$$

Из (16-1) и (16-2) следует, что при этом отклонение напряжения относительно номинального напряжения сети получается:

$$V_i \approx V'_i + V_n,$$

где $V_n = \frac{U_n - U_{нн}}{U_n} 100$ — отклонение номинального напряжения данного устройства относительно номинального напряжения сети.

По действующим нормам допускаются следующие отклонения напряжения на зажимах приемников электроэнергии:

для осветительных приемников в производственных и общественных помещениях от $-2,5$ до $+5\%$; для асинхронных электродвигателей от -5 до $+10\%$ и во всех прочих случаях от -5 до $+5\%$.

б) Колебания напряжения. Если изменения напряжения в сети происходит со скоростью более $1\%/с$, вводится понятие колебаний напряжения

$$V_l = U_{нб} - U_{нм},$$

где $U_{нб}$ и $U_{нм}$ — соответственно наибольшее и наименьшее действующие значения напряжения в кратковременном процессе его изменения, %.

Кроме того, колебания напряжения ограничиваются частотой их возникновения (это в первую очередь относится к осветительным сетям). Наиболее опасными для зрительного восприятия оказываются колебания с частотами в диапазоне от 1 до 10 Гц. При этом их величина ограничивается значением порядка 1% . При редких колебаниях допускаются значения порядка $1,5\%$ (до 10 раз в час) и более (единичные).

Допустимые значения колебаний напряжения определяются по следующей формуле:

$$V_l = 1 + \frac{6}{m} = 1 + \frac{\Delta t}{10}, \quad \%, \quad (16-3)$$

где m — частота колебаний в час; Δt — средний интервал между последовательными колебаниями, мин.

в) Несимметрия напряжения. Несимметрия напряжений характеризуется относительными значениями (или в процентах) напряжений обратной

$$U_2 = \frac{U_2}{U_n} 100$$

и нулевой

$$U_0 = \frac{U_0}{U_n} 100$$

последовательностей.

Допустимое значение напряжения обратной последовательности на зажимах электродвигателей составляет величину порядка 2,5% при коэффициенте загрузки двигателя $\kappa_3=0,7$. Допустимые значения напряжений нулевой последовательности в настоящее время не установлены. Несимметрия напряжений приводит к появлению дополнительных потерь активной мощности и энергии в сети. Для снижения или устранения несимметрии напряжений или токов в электрической цепи нужны специальные дополнительные симметрирующие устройства. В некоторых случаях несимметрию напряжений удается ликвидировать с помощью имеющихся батарей конденсаторов.

г) Несинусоидальность напряжений. Несинусоидальность напряжений означает наличие наряду с гармоникой основной частоты U_1 слагающих гармоник U_γ других, высших кратных частот. В некоторых частных случаях показательным является действущее значение несинусоидального напряжения

$$U = \sqrt{\sum_{\gamma=1}^{\infty} U_\gamma^2}. \quad (16-4)$$

С точки зрения условий работы приемников электроэнергии несинусоидальность напряжений, т. е. состав гармоник, нормирована быть не может, так как действие гармоник происходит совместно с действием других влияющих факторов (например, несимметрии). Важно, чтобы суммарные отклонения напряжения на зажимах осветительных приборов не выходили за допустимые пределы и чтобы нагрев электродвигателей оставался в допустимых пределах. Поэтому приходится рассматривать всю совокупность влияющих факторов совместно.

16-2. ВЛИЯНИЕ РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЯ НА РАБОТУ ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Работа каждого приемника электроэнергии характеризуется определенными техническими показателями, которые влияют на экономичность работы как самого приемника электроэнергии, так и связанных с ним производственных механизмов. Ниже рассмотрены вопросы влияния режима напряжений на работу различных приемников электроэнергии.

а) Асинхронные двигатели. При номинальном напряжении U_n на зажи-

мах асинхронного двигателя и полной нагрузке он потребляет из сети активную P_n и реактивную Q_n мощности. В случае изменения напряжения U сети активная мощность на валу двигателя остается практически постоянной, изменяются лишь потери активной мощности в двигателе на некоторую величину δP , которая может быть положительной и отрицательной в зависимости от величины изменения напряжения, типа двигателя и его коэффициента загрузки κ_3 . В общем виде для трехфазных асинхронных двигателей изменение активной мощности $P_{дв}$, потребляемой ими, может быть определено из следующего выражения:

$$P_{дв} = \kappa_3 P_n + \Delta P_n + \delta P = \kappa_3 P_n + \Delta P_n (1 + \kappa_n), \quad (16-5)$$

где ΔP_n — потери активной мощности в двигателе при номинальном напряжении на его зажимах; κ_n — коэффициент пропорциональности, равный отношению дополнительных потерь активной мощности в двигателе δP к величине ΔP_n .

Анализ выражения (16-5) показывает, что наиболее существенное влияние на величину δP оказывает коэффициент загрузки двигателя. На рис. 16-1 приведены области изменения потерь активной мощности в асинхронных двигателях серии А и АО напряжением 380 В при изменениях напря-

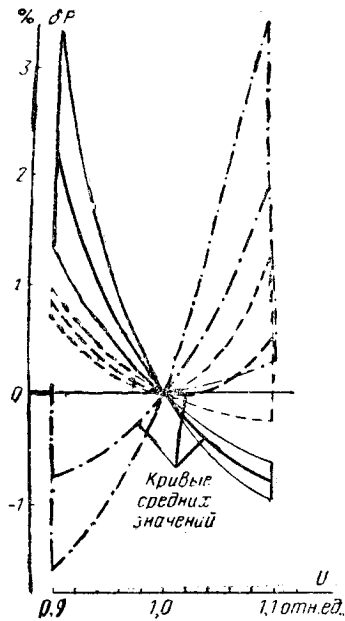


Рис. 16-1. Области изменения потерь активной мощности δP в асинхронных двигателях 380 В серий А и АО в зависимости от изменения напряжения при различных значениях коэффициента загрузки κ_3 .

— предельные значения изменения δP при $\kappa_3 = 1$; - - - - - то же при $\kappa_3 = 0,75$; — — — — — то же при $\kappa_3 = 0,5$.

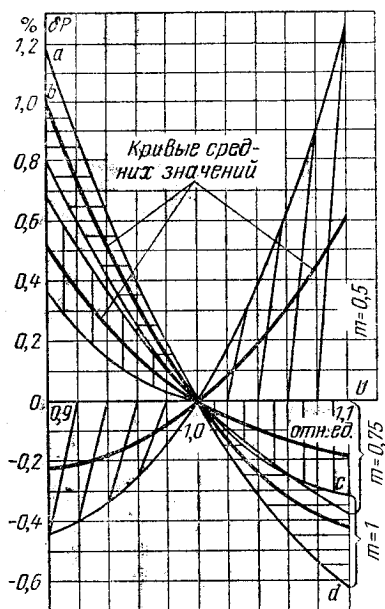
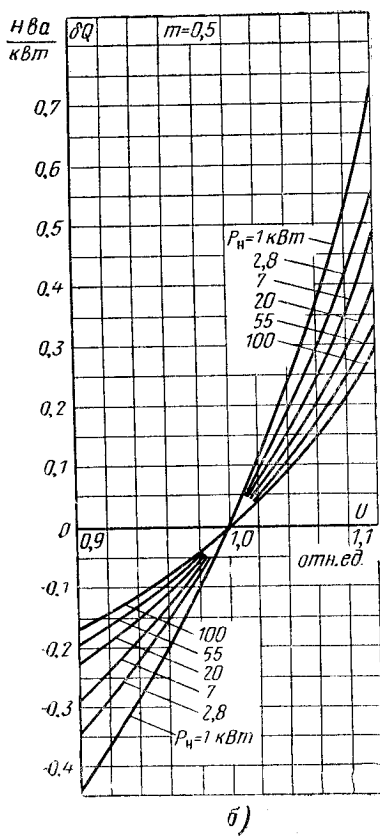
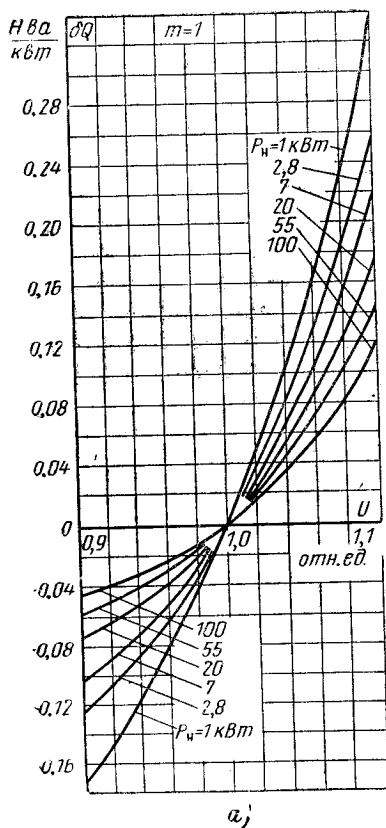


Рис. 16-2. Изменение потерь активной мощности δP в асинхронных двигателях 6 кВ серий А и АЗ при различных значениях коэффициента загрузки κ_3 .

жения в пределах $\pm 10\%$ номинального. Эти зависимости построены для двигателей мощностью от 1 до 100 кВт, имеющих синхронную частоту вращения от 1000 до 3000 об/мин. Там же нанесены кривые изменения средних значений δP для коэффициентов загрузки $\kappa_3=1; 0,75$ и $0,5$ (жирные линии). Из кривых, приведенных на рис. 16-1, видно, что при наиболее часто встречающихся на практике изменениях напряжения в пределах $\pm 5\%$ номинального абсолютная величина изменения потерь активной мощности относительно мала. Однако она соизмерима со значениями потерь в элементах сети, а в ряде случаев и превышает их.

Рис. 16-3. Изменение удельной потребляемой дополнительной реактивной мощности δQ , квар/кВт, двигателями 380 В, серий А и АО (средние значения) различной номинальной мощности P_n .

а — при $\kappa_3=1$; б — то же при $\kappa_3=0,5$.



На рис. 16-2 представлены аналогичные зависимости для двигателей серии А и АО напряжением 6 кВ, с синхронной частотой вращения от 600 до 1500 об/мин, мощностью от 200 до 2000 кВт. Реактивная мощность $Q_{дв}$, потребляемая из сети трехфазным асинхронным двигателем, состоит из реактивной мощности намагничивания стали Q_0 и реактивной мощности рассеяния Q_p . При $U=U_n$ и $\kappa_3=1$ потребляемая реактивная мощность равна:

$$Q_n = Q_{он} + Q_{рн}.$$

Величина $Q_{дв}$ в условиях меняющегося напряжения сети в значительной мере зависит от коэффициента $\kappa = Q_{он}/Q_n$.

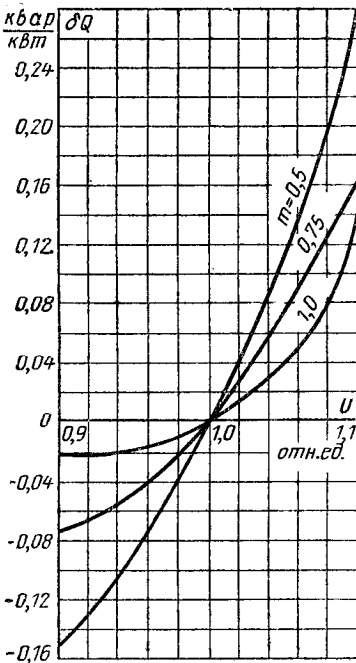


Рис. 16-4. Изменение удельной потребляемой реактивной мощности δQ , квар/кВт, для двигателей 6 кВ (средние значения) при $\kappa_3=1; 0,75$ и $0,5$.

На рис. 16-3 приведены зависимости дополнительной реактивной мощности δQ (квар/кВт), отнесенной к 1 кВт номинальной мощности двигателя, от изменения напряжения для двигателей 380 В серий А и АО мощностью от 1 до 100 кВт при коэффициентах загрузки $\kappa_3=1$ и $0,5$.

На рис. 16-4 приведены зависимости изменения средних значений удельной дополнительной потребляемой реактивной мощности δQ для двигателей 6 кВ серий А и АО с синхронной частотой вращения 1500 об/мин. Из графиков (рис. 16-3 и 16-4) видно, что общим для всех рассмотренных двигателей является увеличение потребляемой реактивной мощности при

увеличении подведенного напряжения. Удельное потребление Q растет с уменьшением коэффициента загрузки. δQ растет в зоне повышенных напряжений при уменьшении номинальной мощности двигателя.

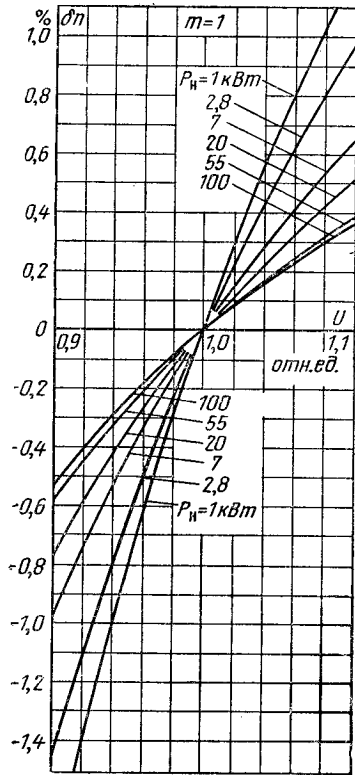


Рис. 16-5. Изменение скорости вращения у двигателей 380 В серий А и АО различной номинальной мощности P_n при $\kappa_3=1$.

Для приближенных расчетов можно принимать, что для наиболее распространенных трехфазных двигателей серии А мощностью 20—100 кВт повышение напряжения на 1% приводит к росту реактивной мощности приблизительно на 3%. Для двигателей меньшей мощности соответствующее увеличение потребляемой мощности достигает 5—7%. При изменении напряжения U на зажимах двигателя изменяются его скольжение, а следовательно, и частота вращения.

Изменение частоты вращения двигателя $\delta n = f(U)$ определяется из выражения

$$\delta n = \frac{n_u - n_{\kappa_3н}}{n_0} 100$$

и приведено на рис. 16-5 и 16-6. Здесь n_u — частота вращения при напряжении U и коэффициенте загрузки двигателя, равном κ_3 , об/мин; $n_{\kappa_3н}$ — частота

вращения при коэффициенте загрузки κ_3 и при номинальном напряжении, об/мин; n_0 — синхронная частота вращения двигателя, об/мин.

Если влияние частоты вращения двигателя на производительность механизмов имеет место, то напряжение на зажимах двигателей должно поддерживаться не ни-

потребляемой СД активной мощности; $\psi = Q/Q_n$ — то же генерируемой или потребляемой реактивной мощности; U_* — относительная величина напряжения на зажимах двигателя.

Практически значения κ_3 могут изменяться от 0,05 (режим, близкий к холостому ходу СД) до 1,1 и ψ от $-0,6$ (режим потребления реактивной мощности) до $\psi_{рс}$ (относительная величина располагаемой СД реактивной мощности при рассматриваемых значениях U и κ_3).

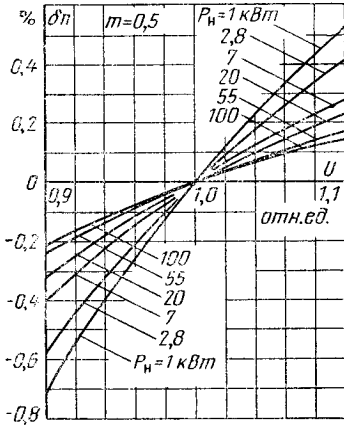


Рис. 16-6. Изменение скорости вращения ν двигателей 380 В серий А и АО различной номинальной мощности P_n при $\kappa_3 = 0,5$.

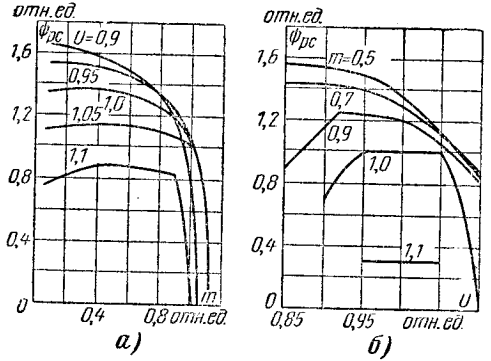


Рис. 16-7. Изменение располагаемой реактивной мощности синхронного двигателя СДН-16-104-6, 6300 кВт, 6 кВ.

а — в зависимости от коэффициента загрузки κ_3 при различных значениях напряжений; б — в зависимости от напряжения при различных значениях коэффициента загрузки.

же номинального при малых коэффициентах загрузки и в пределах до наибольшего допустимого значения при больших коэффициентах загрузки (близких к единице). При отсутствии влияния частоты вращения двигателя на производительность механизмов целесообразно поддерживать напряжение на зажимах двигателей не выше номинального при больших коэффициентах загрузки и ниже номинального — при малых коэффициентах загрузки. В рассматриваемых условиях принято, что повышение потребляемой двигателем реактивной мощности приводит к необходимости установки дополнительных батарей конденсаторов. Практически это не всегда может потребоваться [Л.16-8, 16-9].

б) Синхронные двигатели. В условиях работы с полной нагрузкой и при номинальном напряжении U_n на зажимах синхронный двигатель (СД) характеризуется номинальными значениями потребляемой активной мощности P_n , потерь активной мощности ΔP_n и располагаемой реактивной мощности $Q_{рс.н}$ (в режиме перевозбуждения).

Располагаемая реактивная мощность $Q_{рс}$ и потери активной мощности ΔP являются функциями коэффициента загрузки κ_3 статора СД и напряжения на его зажимах: $Q_{рс} = f_1(\kappa_3, U)$; $\Delta P = f_2(\psi, \kappa_3, U_*)$, где $\kappa_3 = P/P_n$ — относительная величина

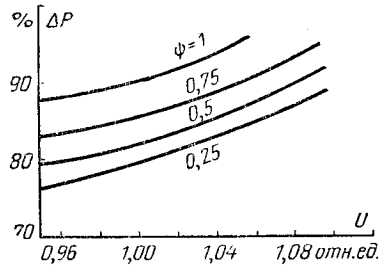


Рис. 16-8. Изменение величины потерь активной мощности в двигателе СДН-16-104-6 в зависимости от напряжения при $\kappa_3 = 0,8$ и различных значениях его реактивной мощности.

На рис. 16-7, а и б приведены кривые изменения располагаемой реактивной мощности СД СДН-16-104-6, 6300 кВт, 6 кВ в зависимости от κ_3 и U_* . Зависимость потерь активной мощности в СД от напряжения при $\kappa_3 = 0,8$ для $\psi = 0,25 \div 1,0$ приведена на рис. 16-8.

В табл. 16-1 приведены относительные величины располагаемых реактивных мощностей синхронных двигателей различных типов мощностей и напряжений в зависимости от напряжения и его коэффициента загрузки. Приблизительно потери активной

Таблица 16-1

Технические данные синхронных двигателей 6—10 кВ

Тип двигателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность		К. п. д., %	Располагаемая реактивная мощность двигателя при напряжении на зажиме, %						Коэффициент D_1 , кВт	Коэффициент D_2 , кВт
		активная, кВт	реактив-ная, квар		95			100				
					Коэффициент загрузки двигателей							
		0,6	0,8		0,6	0,8	0,6	0,8				
СДН14-49-6	6	1 000	510	95,2	1,53	1,43	1,36	1,29	1,15	1,08	6,3	3,84
СДН15-39-6	6	1 600	811	95,7	1,47	1,35	1,35	1,26	1,21	1,12	8,42	5,28
СДН16-69-6	6	4 000	2 005	96,7	1,41	1,25	1,32	1,23	1,16	1,12	15,7	11,0
СДН16-104-6	6	6 300	3 147	97,1	1,45	1,31	1,32	1,25	1,12	1,09	18,8	12,5
СДН17-119-8	6	10 000	4 978	97,3	1,47	1,35	1,33	1,26	1,10	1,07	28,3	19,7
СДН18-71-12	6	6 300	3 160	96,7	1,45	1,33	1,31	1,25	1,09	1,07	27,1	16,5
СДН18-111-12	6	10 000	4 991	97,4	1,55	1,45	1,37	1,30	1,14	1,08	30,6	20,8
СДН19-54-24	6	4 000	2 027	95,6	1,41	1,28	1,27	1,23	1,07	1,07	24,4	23,4
СДН18-14-40	6	320	181	85,5	1,44	1,37	1,30	1,24	1,12	1,03	7,43	4,71
СДН18-24-40	6	500	268	90,8	1,48	1,40	1,32	1,26	1,13	1,08	8,7	6,4
СДН19-31-60	6	800	429	90,4	1,47	1,39	1,31	1,25	1,05	1,05	14,2	11,8
СДН20-31-60	6	1 600	837	92,4	1,57	1,51	1,35	1,30	1,09	1,06	22,3	12,9
ВДС-213/24-10	6	1 300	663	95,0	1,47	1,28	1,42	1,29	1,33	1,33	7,62	6,93
СДС16-41-20	6	800	416	93,6	1,53	1,45	1,33	1,28	1,10	1,06	7,2	5,95
СДК18-16-36	6	400	216	90,0	1,52	1,46	1,33	1,28	1,12	1,07	5,78	5,0
СТМ1500-2	6	1 500	763	95,4	1,57	1,38	1,50	1,32	1,41	1,24	5,85	7,26
СТМ3500-2	6	3 500	1 765	96,2	1,56	1,35	1,51	1,32	1,43	1,26	8,88	12,6
СТМ12000-2	6	12 000	5 972	97,5	1,57	1,34	1,54	1,33	1,48	1,28	29,6	43,2
СДС319-125-16	10	19 500	7 500	96,7	1,50	1,40	1,35	1,27	1,17	1,10	57,3	29,3
МС325-20/12	10	9 000	7 500	85,5	1,80	1,59	1,47	1,43	1,07	1,04	78,7	37,0
МС213-15/18	10	5 000	3 900	96,4	1,26	1,21	1,16	1,14	1,01	1,01	23,6	23,6
ДС31811-6	10	2 580	1 307	95,6	1,57	1,42	1,46	1,32	1,29	1,17	12,0	4,92
СДН15-49-10	10	1 250	635	95,3	1,48	1,37	1,35	1,26	1,20	1,11	6,98	4,42
СДН16-71-10	10	1 600	830	94,7	1,70	1,59	1,43	1,38	1,11	1,06	8,55	6,63
СДС316-10-6	10	1 230	960	96,2	1,35	1,27	1,27	1,19	1,15	1,09	5,9	8,3
СДС3290-12-16	10	4 200	2 136	95,4	1,65	1,57	1,40	1,35	1,11	1,08	18,9	14,7
СДС319-125-16	10	18 500	5 200	97,4	1,89	1,75	1,52	1,42	1,17	1,10	35,5	19,7

мощности, обусловленные генерацией реактивной мощности, могут быть определены по формуле

$$\Delta P = D_1\psi + D_2\psi^2, \text{ кВт.} \quad (16-6)$$

Коэффициенты D_1 и D_2 в формуле (16-6) зависят от параметров машины, но для конкретной машины сохраняют неизменную величину. Значения этих коэффициентов приведены в табл. 16-1.

Из кривых, приведенных на рис. 16-9, видно, что для двигателей с низким значением к.п.д. (типа СДН20-31-60) потери активной мощности резко возрастают, начиная с загрузки двигателей реактивной мощностью, равной $\psi=0,25$ и выше. Для СД с высоким значением к.п.д. (типа СДН17-119-8) указанные зависимости более благоприятны.

в) Осветительные приемники электроэнергии. Снижение напряжения в осветительной сети приводит к уменьшению освещенности рабочих мест и как следствие этого к снижению производительности труда. Повышение напряжения в осветительной сети наносит значительный ущерб народному хозяйству страны из-за необходимости частой замены ламп, срок службы которых в этих условиях резко снижается.

Лампы накаливания характеризуются номинальными параметрами: потребляемой мощностью P_n , световым потоком F_n , све-

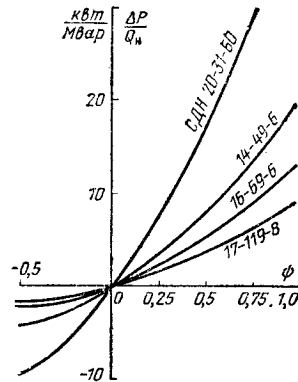


Рис. 16-9. Изменение удельных потерь активной мощности $\Delta P/Q_n$ для синхронных двигателей различных типов в зависимости от различных значений их загрузки по реактивной мощности.

товой отдачей η_n (равной отношению излучаемого лампой светового потока к ее мощности) и средним номинальным сроком службы T_n . На рис. 16-10 показано

изменение этих показателей при наличии на зажимах ламп отклонений V напряжения от номинального значения. При относительно небольших изменениях напряжения (в пределах $\pm 10\% U_n$) указанные зависимости могут быть выражены аналити-

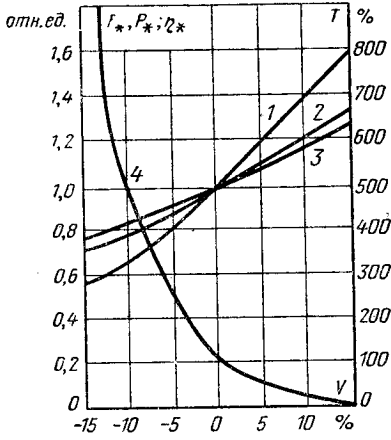


Рис. 16-10. Зависимость основных характеристик ламп накаливания от отклонений напряжения U . 1 — световой поток F_* ; 2 — световая отдача η_* ; 3 — мощность P_* ; 4 — средний срок службы T , %.

лам (в пределах $\pm 5\text{--}7\%$) сравнительно мало сказываются на условиях ее работы. При больших отклонениях эти условия резко ухудшаются.

Для снижения потребляемой газоразрядными лампами реактивной мощности применяют ее компенсацию. При этом возможны индивидуальная и групповая компенсации. По данным [Л. 16-10] применение индивидуальной компенсации целесообразно

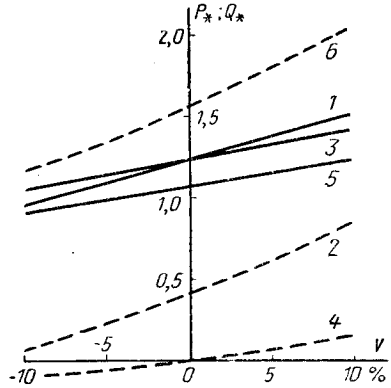


Рис. 16-11. Статические характеристики $P_* = f(U)$ и $Q_* = f(U)$ для люминесцентных ламп.

чекским следующими приближенными формулами:

$$\left. \begin{aligned} F_* &= \frac{F}{F_n} = \left(\frac{U}{U_n}\right)^{3,6}; \\ P_* &= \frac{P}{P_n} = \left(\frac{U}{U_n}\right)^{1,6} \approx 1 + 1,5V; \\ \eta_* &= \frac{\eta}{\eta_n} = \left(\frac{U}{U_n}\right)^2; \\ T_* &= \frac{T}{T_n} = \left(\frac{U}{U_n}\right)^{-14}. \end{aligned} \right\} (16-7)$$

В качестве газоразрядных ламп для освещения в промышленных предприятиях применяют в основном люминесцентные лампы и лампы типа ДРЛ. Люминесцентные лампы выпускаются на номинальное напряжение 127 и 220 В мощностью от 15 до 80 Вт, лампы ДРЛ на напряжение 220 В мощностью от 80 до 1000 Вт. Световая отдача η_n газоразрядных ламп в несколько раз превышает соответствующие значения для ламп накаливания. Для включения газоразрядных ламп применяют специальные пускорегулирующие аппараты (ПРА), обычно с индуктивным балластным сопротивлением, что увеличивает стоимость ламп и ухудшает их технические характеристики.

В настоящее время еще нет полных данных о влиянии отклонений напряжения на работу газоразрядных ламп. Относительно небольшие отклонения на зажимах

в административных учреждениях и в небольших цехах. Для наружного освещения промышленных предприятий и больших производственных помещений более экономичной в некоторых случаях оказывается общая компенсация силовых и осветительных нагрузок.

При решении вопросов регулирования напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий могут быть использованы статические характеристики изменения активной и реактивной мощности, потребляемой люминесцентными лампами типа ДРЛ (совместно с ПРА), в зависимости от отклонений напряжения V на их зажимах. Они представлены на рис. 16-11 [Л. 16-6]. При этом сплошными линиями изображены $P_* = f(V)$ и штриховыми линиями $Q_* = f(V)$, где $P_* = P/P_{л.н}$ и $Q_* = Q/P_{л.н}$; P и Q — соответственно активная и реактивная мощности, потребляемые лампой и ПРА при наличии отклонений V ; $P_{л.н}$ — номинальная мощность лампы. Кривыми 1 и 2 изображены характеристики для люминесцентных ламп в компенсированной схеме; кривые 3 и 4 являются характеристиками люминесцентных ламп, включенных по схеме с расщепленной фазой; характеристиками ламп ДРЛ являются кривые 5 и 6.

Аналитически указанные статические характеристики могут быть приближенно выражены следующим образом (в зависимости от V в относительных единицах):

для двух люминесцентных ламп, включенных по схеме с расщепленной фазой:

$$\left. \begin{aligned} P &= 2,5 P_{л.н} (1 + 1,5V); \\ Q &= 2,15 P_{л.н} (1,3V + 1,8V^2); \end{aligned} \right\} (16-8)$$

для ламп ДРЛ (с учетом ПРА):

$$\left. \begin{aligned} P &= 1,08 P_{л.н} (1 + 1,5V); \\ Q &= 1,55 P_{л.н} (1 + 3V + 2,2V^2). \end{aligned} \right\} (16-9)$$

На рис. 16-12 изображены приближенные зависимости изменения срока службы

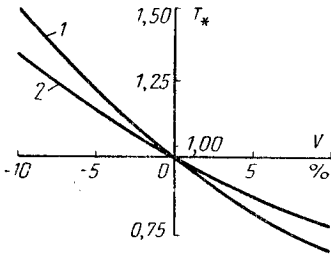


Рис. 16-12. Зависимости изменения срока службы T от отклонений напряжения U для люминесцентных ламп.

от отклонений напряжения V для люминесцентных ламп в компенсированной схеме и ламп ДРЛ (кривая 1) и для люминесцентных ламп, включенных по схеме с расщепленной фазой (кривая 2), при длительной работе в этих режимах.

г) Электротермические установки. На предприятиях различных отраслей промышленности широко распространены электротермические установки, служащие для нагрева изделий, расплавления материалов, закалки и т. п. К таким установкам относятся электрические печи сопротивления, индукционные печи, дуговые электропечи и др. В зависимости от технологических процессов и местных условий печи сопротивления и индукционные печи выполняются однофазными и трехфазными, мощности их колеблются от единиц до нескольких тысяч киловатт. Работа печей при наличии отклонений напряжения от номинального значения затрудняется: может иметь место снижение их производительности, а в ряде случаев и расстройство технологического процесса. Это может привести к значительному экономическому ущербу. Проиллюстрируем это на одном из конкретных примеров.

По данным главного энергетика одного из ферросплавных заводов производительность электроплавильной печи мощностью 10 000 кВ·А за сутки при работе с напряжением 37 кВ составляла 44 т силикохрома. Для той же печи при напряжении около 34—35 кВ (снижение напряжения на 5—9%) производительность уменьшалась до 38,8 т, т. е. примерно на 12%. Помимо уменьшения производительности, при снижении напряжения на работе печей резко отрицательно сказывалось наличие колебаний напряжения. Например, при быст-

ром повышении напряжения на 2—2,5 кВ электроды печей поднимались на 500—700 мм, что приводило к обвалу холодной шихты в плавильную зону и к потере около 0,6 т металла. Для одного из цехов, имеющего 8 печей мощностью по 10 000 кВ·А, колебания производительности их вследствие изменения напряжения доходили до 30 т ферросилиция в сутки, что составляло более 8% общей производительности цеха. Ориентировочные подсчеты показали, что в результате недостаточно хорошего качества напряжения производительность завода снижалась примерно на 2 000 т продукции за год.

д) Выпрямительные установки. Ряд технологических процессов, к числу которых относятся электролиз и другие, производится на постоянном токе. Для получения постоянного тока используются специальные преобразовательные выпрямительные установки (например, ртутные). Для промышленных сетей переменного тока ртутно-преобразовательные агрегаты и подстанции в совокуности с технологическим оборудованием постоянного тока являются потребителями электроэнергии. Качество напряжения в значительной степени влияет на работу таких потребителей. Это влияние можно рассмотреть на процессе электролиза алюминия.

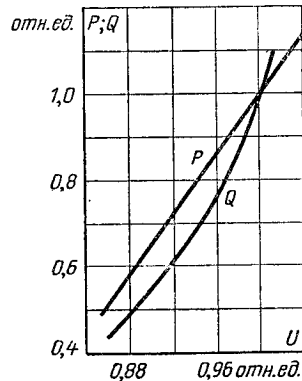


Рис. 16-13. Статические характеристики $P=f(U)$, $Q=f(U)$ ртутно-выпрямительного агрегата с электролизером.

При снижении напряжения относительного некоторого оптимального значения происходит снижение величины тока в ванне. В результате этого снижается производительность электролизных ванн, повышается удельный расход электроэнергии на 1 т выпускаемой продукции и увеличивается ее стоимость. Одновременно изменяются значения активной и реактивной мощностей, потребляемых установкой.

На рис. 16-13 представлены статические характеристики ртутно-выпрямительного агрегата с электролизом. Для иллюстрации в табл. 16-2 приведены соответ-

Таблица 16-2

Изменение технико-экономических показателей электролитического процесса производства алюминия в зависимости от изменения подводящего напряжения

Напряжение		Удельные расходы электроэнергии на стороне переменного тока, кВт·ч/т	Производительность электролитических ванн, %	Удорожание алюминия сырца, руб/т
кВ	%			
10,5	100	17,2	100	0
10,4	99,2	17,3	99,4	1,68
10,3	98,3	17,3	99,0	2,97
10,2	97,2	17,5	97,5	6,34
10,1	96,0	17,6	96,0	8,91
10,0	95,3	17,9	93,9	15,34
9,9	94,3	18,1	91,9	21,79
9,8	93,3	18,3	90,0	25,74
9,7	92,4	18,4	88,7	29,39
9,6	91,4	18,6	87,0	33,63

вующие показатели, характеризующие производство алюминия. Оптимальное значение напряжения для данной установки 10,5 кВ. Из данных табл. 16-2 видно, что снижение напряжения только на 1—2% уже дает существенное удорожание единицы выпускаемой продукции. При дальнейшем снижении напряжения стоимость продукции все увеличивается, а при некотором значении напряжения технологический процесс уже не сможет осуществляться из-за порчи оборудования.

Аналогичное положение имеет место в установках по производству хлора и каустической соды способом диафрагменного электролиза.

16-3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПЯЖЕНИЯ

Для регулирования напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий могут быть использованы следующие технические средства:

- генераторы собственных электростанций предприятия;
- трансформаторы с РПН;
- линейные регуляторы;
- управляемые батареи конденсаторов;
- синхронные двигатели, снабженные автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ);
- синхронные компенсаторы.

а) Генераторы собственных электростанций предприятия. Генераторы электрических станций обычно связаны линиями электропередачи с приемниками электроэнергии и шинами цеховых подстанций через повысительные и понизительные трансформаторы. Приемники электроэнергии, получающие питание непосредственно от шин генераторного напряжения электрических станций, составляют неболь-

шую долю общего числа приемников электроэнергии промышленного предприятия.

Отклонение напряжения на выводах генератора более чем на 5% номинального приводит к необходимости снижения его мощности. Поэтому использование генераторов собственных электростанций в качестве средств регулирования напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий весьма ограничено.

б) Трансформаторы (автотрансформаторы) с РПН, как правило, должны устанавливаться на понижающих подстанциях, от которых производится питание промышленных электрических сетей. Распределительные трансформаторы с напряжением обмотки ВН 6—20 кВ должны выполняться с РПН в тех случаях, когда для осуществления технологических процессов требуется особенно высокое качество напряжения (например, электрические печи и т.п.). Их применение должно быть специально обосновано соответствующими технико-экономическими показателями и расчетами.

В настоящее время подготовлено все необходимое для обеспечения выпуска трансформаторов с РПН (см. ГОСТ 11920-66, 12022-66; 12965-67 и «Типаж силовых трансформаторов общего назначения на 1967—1972 гг.>). По сравнению с прежними технические характеристики трансформаторов значительно улучшены. Практически все массовые серии трансформаторов и автотрансформаторов до напряжения 500 кВ предусматривается выпускать только в исполнении с РПН. Расширен диапазон регулирования трансформаторов с РПН и одновременно увеличено число и уменьшены величины отдельных регулировочных ступеней. Так, двух- и трехобмоточные трансформаторы мощностью 6,3—80 МВ·А на 110 кВ имеют диапазон $\pm 16\%$, число ступеней ± 18 и величину ступени 1,78%. Ряд серий трансформаторов и автотрансформаторов на 220 кВ имеет РПН в пределах $\pm 10 \times 1,2\%$.

Автотрансформаторы с высшим напряжением до 330 кВ изготавливаются с РПН на стороне СН. При этом не всегда обеспечиваются требуемые режимы напряжения на стороне НН. Поэтому в необходимых случаях должны дополнительно устанавливаться линейные регуляторы на стороне НН автотрансформатора. Важным при эксплуатации трансформаторов является вопрос о превышении подведенного напряжения сверх номинального напряжения (ПНН) обмотки трансформатора или ее регулировочного ответвления.

По ГОСТ 11677-65 для большинства трансформаторов разрешаются следующие значения ПНН: а) длительно не более чем на 5% при мощности не выше номинальной; б) эпизодически (но не более 6 часов в сутки) не более чем на 10% при мощности не выше номинальной; в) длительно не более чем на 10% при мощности не выше 25% номинальной.

По условиям работы переключющих устройств трансформаторы с РПН могут быть разделены на следующие основные группы:

1) трансформаторы 35—110 кВ с АРН на понижающих подстанциях, питающих промышленные сети, имеющие, как правило, не менее 20—30 переключений в сутки;

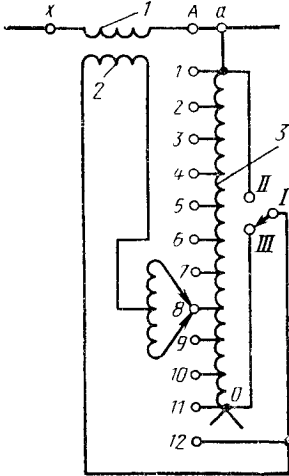


Рис. 16-14. Принципиальная схема соединений обмоток фазы А линейного регулировочного трансформатора (ЛР).

1 — последовательная обмотка последовательного трансформатора, А=X; 2 — возбуждающая обмотка последовательного трансформатора; 3 — обмотка регулировочного автотрансформатора, а=0.

2) индивидуальные стабилизирующие трансформаторы малой мощности для электроснабжения специальных потребителей, требующих особо высокого качества напряжения, характеризующиеся очень частыми переключениями. В этих случаях приходится применять переключющие устройства, работающие с существенной недогрузкой. В наиболее тяжелых случаях целесообразно применять бесконтактные устройства с плавным регулированием, например трансформаторы с подмагничиванием, с подвижными обмотками и т. д.;

3) трансформаторы с РПН в промышленных установках для питания электрических печей и электролизных ванн, где частота переключений достигает иногда 200 в сутки. Эти трансформаторы снабжаются сравнительно мощными переключющими устройствами с большим диапазоном регулирования.

в) Линейные регуляторы (линейные регулировочные автотрансформаторы) в соответствии с «Типажом силовых трансформаторов общего назначения на 1967—1972 гг.» должны изготавливаться следующих серий:

1. Трехфазные 400—630 кВ·А, РПН $\pm 10\%$, число ступеней ± 6 , 6—35 кВ.

2. Трехфазные 1 600—6 300 кВ·А, РПН $\pm 10\%$, число ступеней ± 8 , 6—10 кВ.

3. Трехфазные 16—100 мВ·А, РПН $\pm 15\%$, 6,3—36,75 кВ.

4. Трехфазные 63 и 125 мВ·А, РПН $\pm 15\%$, 110 кВ.

Для промышленных электрических сетей наибольшее значение имеют линейные регуляторы серии 3, основные данные которых приведены в табл. 16-3. Регуляторы серии 3 состоят из двух единиц, размещенных в общем баке: регулировочного автотрансформатора, последовательная обмотка 1 которого включается в расщелку линии (рис. 16-14) так, что ее зажим X подсоединяется к стороне регулируемого напряжения, а зажим А—к стороне отрегулированного напряжения. Возбуждающая обмотка 2 питается от обмотки автотрансформатора 3. Зажим а этой обмотки подключается к линии со стороны отрегулированного напряжения.

Автоматические регуляторы (АРН) трансформаторов. Устройства для регулирования напряжения под нагрузкой в основных и вольтодобавочных трансформаторах и автотрансформаторах должны переключаться автоматически. Только в этом случае можно обеспечить требуемое качество напряжения в сети.

Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН и управляющие ими автоматические системы (регуляторы напряжения) характеризуются следующими величинами: значением напряжения ступени регулирования (или сокращенно ступенью регулирования), зоной нечувствительности, точностью регулирования и выдержкой времени. Напряжением ступени регулирования $U_{ст}$ или ступенью регулирования называется напряжение между двумя соседними ответвлениями. Обычно его выражают в процентах к номинальному напряжению обмотки, имеющей регулировочные ответвления. Так, например, в новых силовых трансформаторах с РПН ступень регулирования составляет 1,25—1,78%.

Зоной нечувствительности (мертвой зоной) называют некоторую полосу изменения напряжения, при которой не происходит срабатывания регулирующей аппаратуры. Величина зоны нечувствительности δ определяет точность регулирования, которая обозначается $\pm \delta, \%$, где $\delta, \%$ — величина, равная половине зоны нечувствительности. Зона нечувствительности регулятора должна быть больше ступени регулирования на величину порядка 0,2—0,5%, так как иначе регулятор будет работать неустойчиво, т. е. будут иметь место многочисленные бесцельные срабатывания переключющих устройств.

Выдержка времени в регуляторах служит для предотвращения их излишней работы при кратковременных отклонениях напряжения от заданного значения.

Процесс регулирования напряжения схематически изображен на рис. 16-15. Линией 3 обозначена величина напряжения, которую должен поддерживать регулятор и которая соответствует установке регули-

Таблица 16-3

Основные технические данные серии трехфазных линейных регуляторов мощностью 16—100 МВ·А, напряжением 6—35 кВ

Тип	Проходная мощность, МВ·А	Напряжение при холостом ходе, кВ		Напряжение к. з., % отнесенное к проходной мощности			Суммарные потери в положении +15%, кВт
		на входе	на выходе	+15 %	+1,5%	-15%	
ЛТМН-16000/10	16	6,6	$6,6 \pm 15\%$	1,6	1,39	1,18	38,99 38,98
		11,0	$11,0 \pm 15\%$	1,59	1,37	1,33	
ЛТМН-25000/10	25	6,6	$6,6 \pm 15\%$	—	—	—	— 61
		11,0	$11,0 \pm 15\%$	1,76	1,52	1,31	
ЛТДН-40000/10	40	6,6	$6,6 \pm 15\%$	1,63	1,42	1,21	86,73 93,83
		11,0	$11,0 \pm 15\%$	1,59	1,39	1,18	
ЛТДН-100000/35	100	38,5	$38,5 \pm 15\%$	1,54	1,34	1,14	166,68
ЛТДН-63000/35	63	38,5	$38,5 \pm 15\%$	1,63	1,42	1,21	148,1

рующего элемента, воздействующего на переключающее устройство трансформатора. Требуемое значение напряжения может поддерживаться с точностью $\pm 8,0\%$ в соответствии с принятой величиной зоны нечувствительности регулятора ($\epsilon = 2 \delta, 0\%$). Линия-

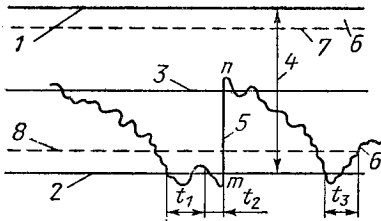


Рис. 16-15. Соотношение между зоной нечувствительности, ступенью регулирования и точностью регулирования напряжения.

1, 2 — границы зоны нечувствительности регулятора; 3 — величина напряжения, которую должен поддерживать регулятор; 4 — зона нечувствительности ϵ ; 5 — ступень регулирования; 6 — зона задержки возврата реле; 7, 8 — напряжения отпущения реле.

ми 1 и 2 обозначены границы зоны нечувствительности, т.е. значения напряжения, при которых срабатывает регулирующий элемент.

Если напряжение на входе регулятора выходит за пределы зоны нечувствительности (зона 1—2), то срабатывает регулирующий элемент и через t_1 (что соответствует выбранной величине времени) передается импульс на срабатывание приводного механизма переключающего устройства. Еще через t_2 (что соответствует собственному времени приводного механизма)

происходит требуемое в рассматриваемом случае переключение ответвления. При этом напряжение из точки m повысится до точки n , т.е. увеличится на величину ступени регулирования 5.

Для предотвращения вибрации и обгорания контактов электромагнитного реле напряжения (применявшееся ранее в качестве измерительного органа для автоматического регулятора напряжения) при изменениях напряжения вблизи границ зон нечувствительности 1 и 2 должны иметься так называемые зоны задержки возврата 6. Ширина этих зон характеризуется так называемым коэффициентом возврата, который в данном случае несколько меньше единицы (порядка 0,98).

Верхняя зона возврата ограничена линиями 1 и 7, нижняя — линиями 2—8. Пока напряжение на входе регулятора находится в пределах зоны 6, контакты реле остаются замкнутыми. Поэтому в случае, изображенном на рис. 16-15, после времени t_1 происходит срабатывание переключающего устройства. В другом случае срабатывания переключающего устройства не происходит, так как при этом суммарное время t_3 , в течение которого напряжение находилось за пределами зоны нечувствительности и внутри зоны 6, было меньше выдержки времени регулятора t_1 .

Увеличение ширины зоны возврата 6 (или, иначе, снижение коэффициента возврата регулятора) приводит к увеличению числа срабатываний переключающего устройства, что в ряде случаев является нецелесообразным. Поэтому для улучшения условий работы переключающего механизма применяют схемы регулирования других типов, например импульсного, для которых коэффициент возврата равен единице.

Величина зоны нечувствительности не только определяет качество регулирования напряжения и условия работы переключающего устройства, но и влияет также на величину допустимой потери напряжения [см. (16-6)]. Вместе с другими вышеуказанными характеристиками регулирования величина получающейся зоны нечувствительности оказывает существенное влияние на выбор типа регулятора, ступени регулирования и т. п. На практике часто принимают величину зоны нечувствительности равной (1,3; ... ; 1,4) $U_{ст}$ или рекомендуют принимать ее на 0,5% выше ступени регулирования.

Величина выдержки времени для регуляторов напряжения, устанавливаемых на трансформаторах с РПН на ЦП, в среднем принимается равной 40—60 с.

В настоящее время наиболее целесообразными являются конструкции регуляторов, выполненных на бесконтактных элементах. К ним относится прибор БАУРПН-1 [Л. 16-5].

г) Управляемые батареи конденсаторов выпускаются в виде комплектов установок на напряжения 0,38; 6 и 10 кВ. Установки серии ККУ-0,38 с автоматическим регулированием мощности предназначаются для внутренней установки на напряжение 380 В и имеют мощность от 80 до 280 квар. Установки на напряжение 6 и 10 кВ выпускаются для внутренней и наружной установки. Установки серии ККУ-0,38 состоят из конденсаторов и смонтированного в стальном шкафу вспомогательного оборудования (автоматический выключатель, устройство автоматического регулирования мощности, трансформаторы тока, разрядные лампы и амперметры). Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок ККУ-0,38 одноступенчатое. Оно может осуществляться по времени суток с помощью электрочасов или по уровню напряжения сети с помощью АРН, отключающего установку с выдержкой времени 2—3 мин.

Разрабатывается новая, более совершенная серия ККУ напряжением 380 В и мощностью от 80 до 480 квар, предназначенная для компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в промышленных сетях. Серия имеет шесть типов установок с многоступенчатым регулированием мощности. Мощность ступени около 80 квар.

Серийно выпускаются установки КУ-6 и КУ-10 (внутреннего исполнения) и КУН-6 и КУН-10 (наружного исполнения) на напряжение 6 и 10 кВ мощностью от 330 до 500 квар. Технические и некоторые экономические данные указанных установок приведены в [Л. 16-9].

Конденсаторные установки серии КУ состоят из конденсаторов и вспомогательного электрооборудования (трансформаторы напряжения и предохранители 6—10 кВ). Они смонтированы в отдельных ячейках. Установки состоят из одной вводной ячейки и двух (установки КУ-10-I и КУ-6-I) или

трех (установки КУ-10-II или КУ-6-II) конденсаторных ячеек, соединенных друг с другом. Во вводной ячейке установлены предохранители и трансформаторы напряжения, в конденсаторных — два яруса конденсаторов.

Установки имеют одноступенчатое автоматическое регулирование по времени суток или напряжению сети. Установки серии КУ некомплектные и рассчитаны на присоединение к стандартной ячейке КРУ, в которой располагается аппаратура защиты и автоматического регулирования мощности. Тип КРУ определяется местными условиями. В качестве выключателей для автоматического управления БК напряжением до 1000 В применяют автоматы и контакторы с необходимыми видами защит и сигнализацией. Для автоматического управления ККУ 6 и 10 кВ применяют масляные или вакуумные выключатели. Не рекомендуется применять для этой цели выключатели нагрузки.

Для регулирования мощности конденсаторных батарей могут быть применены различные устройства, например типа АРКОН производства Рижского опытного завода Латвэнерго. Устройство АРКОН выполнено в виде щитового прибора и может быть использовано в установках напряжением 6—10 кВ и до 1000 В. АРКОН осуществляет регулирование либо по «напряжению», либо «по напряжению с коррекцией по току нагрузки и углу между ними». Возможно устанавливать малые значения зоны нечувствительности до 0,5%, что увеличивает точность регулирования. Устройство обеспечивает форсированное включение секции БК при уменьшении напряжения ниже заданного уровня (рис. 16-16).

Ориентировочные размеры устройства АРКОН: командного блока 290×325××210 мм, приставки—130×160×210 мм, массы командного блока 10 кг, приставки—4 кг. Цена командного блока около 300 руб., приставки — около 75 руб.

д) Синхронные двигатели могут быть использованы для регулирования напряжения, если они имеют автоматический регулятор возбуждения АРВ с установкой по заданному напряжению. Не все типы СД и не во всех случаях должны быть использованы в качестве источников реактивной мощности и средств регулирования напряжения. Например, тихоходные СД для этих целей не применяют из-за низкого к. п. д.

Целесообразность применения СД для регулирования напряжения определяется технико-экономическим расчетом.

е) Синхронные компенсаторы (СК) являются источниками реактивной мощности и служат для компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических сетях. Работу синхронных компенсаторов можно сравнить с холостым ходом СД. Отсутствие активной нагрузки на валу позволяет использо-

вать облегченные конструкции СК (в частности, применяется облегченный вал).

Электромашиностроительные заводы Советского Союза выпускают СК мощностью от 5 до 75 мвар с напряжением статорной обмотки 6,3 и 11 кВ, мощностью

осуществляется так называемое встречное регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения генераторов повышают напряжение в часы максимума нагрузок и снижают напряжение в часы минимума нагрузок. Регулирование напряжения на

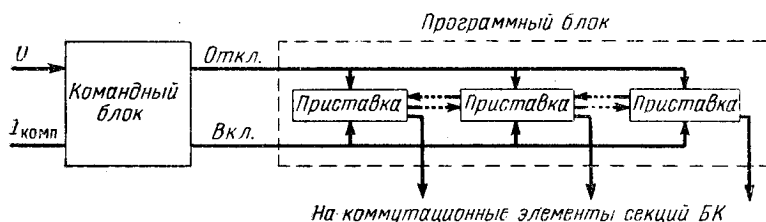


Рис. 16-16. Блок-схема устройства АРКОН.

до 30 мвар имеют воздушное охлаждение, а мощностью 37,5; 50 и 75 мвар — водородное; СК могут работать в перевозбужденном и недозвожденном режимах. Отстающая мощность СК составляет 0,5—0,65 опережающей. Отчасти это объясняется тем, что режим работы СК с отстающей мощностью характеризуется меньшей устойчивостью. СК оборудуются схемой АРВ. Если СК служит для регулирования напряжения в сети, то применяются быстродействующие регуляторы возбуждения, реагирующие на отклонения напряжения. СК рекомендуется устанавливать на ГПП промышленных предприятий и подстанциях связи с энергосистемой.

16-4. СПОСОБЫ ИЗМЕНЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЙ

Для обеспечения требуемого режима напряжений на зажимах приемников электроэнергии могут быть использованы следующие способы регулирования напряжения:

- регулирование на шинах электростанций и подстанций;
- регулирование на отходящих линиях;
- совместное регулирование;
- дополнительное регулирование.

К способам изменения напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий относят следующие:

- изменение сопротивления элементов и участков сети;
- изменение величины протекающей по сети реактивной мощности;
- изменение коэффициента трансформации нерегулируемых (с переключением ответвлений без возбуждения, ПБВ) трансформаторов.

Регулирование на шинах электростанций и подстанций. На шинах изолированно работающих электростанций промышленных предприятий

шинах понизительных подстанций 6—20 кВ может осуществляться при помощи трансформаторов с РПН, ЛР, управляемых БК, СК, СД с АРВ.

На рис. 16-17 приведены два возможных варианта схем понизительных подстанций, на шинах которых производится регулирование напряжения. Такой способ регулирования может быть применен при

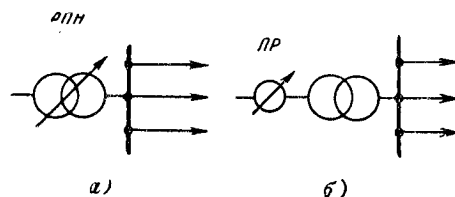


Рис. 16-17. Регулирование напряжения на шинах.

а — с помощью регулировочного трансформатора; б — с помощью линейного регулятора (ЛР), включенного последовательно с нерегулируемым трансформатором.

отходящих от шин линиях, имеющих подобные графики нагрузок. На практике такие случаи встречаются редко. Однако ПУЭ и Руководящие указания по регулированию напряжения требуют осуществления встречного регулирования напряжения на всех сооружаемых понизительных подстанциях. Поэтому при наличии разнородных по характеру графиков нагрузок линий последние группируются по возможности так, чтобы к отдельным секциям шин были присоединены линии со сходными графиками нагрузок.

Регулирование на отходящих линиях. Регулирование напряжения на каждой отходящей от шин подстанции линии является более совершенным и эффективным способом по сравнению с регулированием на шинах. В этом случае могут быть использованы трансформаторы с РПН, ЛР и конденсаторы для продольной компенсации типа КРМ. Последнее сред-

ство целесообразно при наличии резкопеременной нагрузки в линии.

Этот способ регулирования получается дорогим при достаточно развитых системах электроснабжения из-за необходимости установки большого количества регулирующих устройств. В этом случае нельзя упустить возможности применения регулирования напряжения для группы линий. На рис. 16-18 приведены примерные схемы регулирования на отходящих линиях.

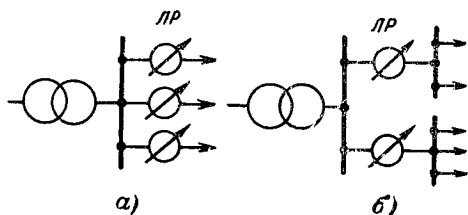


Рис. 16-18. Регулирование напряжения на отходящих линиях.

а — на каждой линии; б — на группе линий.

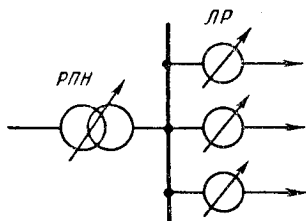


Рис. 16-19. Совместное регулирование напряжения на шинах и отходящих линиях.

Совместное регулирование напряжения включает в себя первый и второй способы. Для его осуществления используются средства, перечисленные выше. Применяется совместное регулирование в том случае, когда невозможно создать требуемый режим напряжения в системе электроснабжения с помощью только одного из способов. Принцип построения схем с использованием совместного регулирования показан на рис. 16-19.

Дополнительное регулирование применяется в том случае, когда с помощью вышеуказанных способов не удастся обеспечить требуемое качество напряжения у некоторой части потребителей электроэнергии. В этом случае чаще всего используются такие средства, как ЛР и конденсаторы (поперечной и продольной компенсации). Примерное расположение регулирующих устройств в случае применения дополнительного регулирования показано на рис. 16-20. Улучшения качества напряжения в системе электроснабжения можно добиться применением определенных технических или оперативных мер.

Изменение сопротивлений элементов сети. Практически изменение сопротивлений сети связывают с изме-

нением напряжений в ней только в двух случаях:

а) при выборе сечений проводов и жил кабелей с учетом отклонений напряжения у приемников электроэнергии (по допустимой потере напряжения) и б) при применении последовательного включения конденсаторов в воздушных линиях.

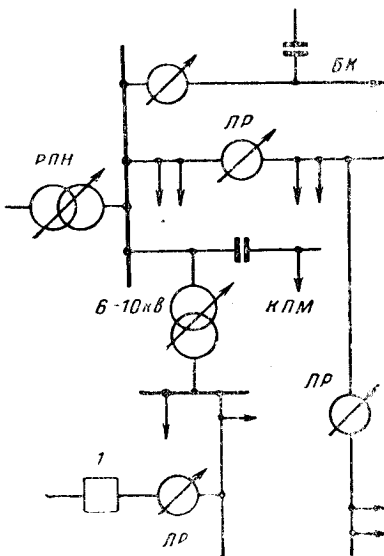


Рис. 16-20. Возможные пункты расположения регулирующих устройств в электрической сети.

1 — отдельный приемник, особо чувствительный к изменениям напряжения.

Выбор сечений проводов и жил кабелей по величине допустимой потери напряжения производится обычными методами. При этом, помимо заданной величины допустимой потери напряжения, должны быть известны дополнительные условия, характеризующие выполнение сети: необходимость выполнения всех участков сети с одинаковым сечением проводов или обеспечение минимального расхода цветного металла, или обеспечение неизменной плотности тока во всех элементах сети и т. п.

На практике выбор соответствующего условия выполнения сети производится на основании учета местных условий. Последовательное включение конденсаторов (продольная емкостная компенсация) в фазы линии снижает потери напряжения в сети. Например, в воздушной линии с сопротивлением $R_{л}$ и $X_{л}$ потери напряжения при прохождении тока I и отсутствии конденсаторов равны:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} I \cos \varphi R_{л} + \sqrt{3} I \sin \varphi X_{л} = \\ &= \sqrt{3} I_a R_{л} + \sqrt{3} I_p X_{л} = \Delta U_a + \Delta U_p. \end{aligned} \tag{16-10}$$

при включении конденсаторов:

$$\begin{aligned}\Delta U' &= \sqrt{3} I_a R_L + \sqrt{3} I_p (X_L - X_K) = \\ &= \Delta U_a + \Delta U'_p.\end{aligned}\quad (16-11)$$

Величина добавки напряжения, создаваемой последовательно включенными конденсаторами, пропорциональна величине тока нагрузки и автоматически изменяется при изменениях его величины практически безынерционно. Степень компенсации индуктивного сопротивления в линии определяется выражением

$$a = \frac{X_K}{X_L} 100.\quad (16-12)$$

Изменение величины передаваемой реактивной мощности. Регулируя долю выработки реактивной мощности различными источниками, можно изменять величину потери напряжения на рассматриваемом участке сети. Это следует из формулы для определения потери напряжения в линии с сопротивлениями R_L и X_L при мощности нагрузки $P_n + jQ_n$:

$$\Delta U = \frac{P_n R_L}{U} + \frac{(Q_n - Q_{к.у}) X_L}{U_n},\quad (16-13)$$

где $Q_{к.у}$ — мощность КУ.

Отсюда следует, что, снабдив компенсирующее устройство автоматическим регулятором, можно использовать КУ в целях регулирования напряжения местными средствами.

Величина удельной мощности БК $Q_{к0}$, которая необходима для повышения напряжения в конце линии на 1%, определяется из выражения

$$Q_{к0} = \frac{10U_n^2}{X}.\quad (16-14)$$

Изменение коэффициента трансформации распределительных трансформаторов. Понижающие распределительные трансформаторы с ПБВ имеют основное и несколько дополнительных ответвлений на стороне ВН. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению U_n сети. При этом ответвлении коэффициент трансформации трансформатора называют номинальным. В соответствии с ГОСТ 12022-66 и 11920-66 трехфазные распределительные трансформаторы РТ изготавливаются с четырьмя дополнительными ответвлениями: +5, +2,5; -2,5 и -5%.

Изменяя регулировочное ответвление трансформатора, можно изменить величину так называемой добавки напряжения, получающейся во вторичной сети по сравнению с первичной. Величина добавки E может быть определена по формуле

$$E = \left(\frac{U_{2н*}}{U_{1н*}} - 1 \right) 100, \%,\quad (16-15)$$

где $U_{2н*}$ — относительная величина номинального напряжения вторичной обмотки

Таблица 16-4

Добавки напряжения трансформаторов с ПБВ с коэффициентом трансформации 6—20/0,4 кВ

Порядковый номер	%	Обозначение	Величина добавки напряжения трансформатора		Ширина зоны регулирования ответвления, %
			%		
			Точное значение	Округленное значение	
1	+5	E_1	0,25	0	2,45
2	+2,5	E_2	2,7	2,5	2,56
3	0	E_3	5,26	5	2,7
4	-2,5	E_4	7,96	7,5	2,84
5	-5	E_5	10,80	10	2,84

трансформатора; $U_{1н*}$ — относительная величина номинального напряжения первичной обмотки с учетом выбранного регулировочного ответвления.

В табл. 16-4 приведены значения добавок напряжения для трансформаторов с ПБВ, имеющих коэффициент трансформации 6—20/0,4 кВ.

16-5. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ И АНАЛИЗ РЕЖИМА НАПЯЖЕНИЙ В ПРОМЫШЛЕННЫХ СЕТЯХ

1. Анализ режима напряжений в распределительных сетях. На рис. 16-21 представлена принципиальная схема распределительных сетей

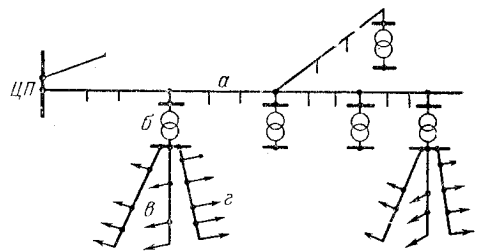


Рис. 16-21. Принципиальная схема распределительной сети с. н. и сети н. н.

a — линии сети с. н.; b — распределительные трансформаторы РТ; $г$ — линии сети н. н.; $г$ — электроприемники.

напряжением 6—20 кВ (с. н.) и напряжением до 1000 В (н. н.). При анализе режима напряжений в распределительных сетях приходится определять требуемые законы регулирования управляемых компенсирующих и регулирующих устройств, установ-

ленных в сетях, допустимые значения потерь напряжения в сети с. н. и сети н. н., целесообразные значения ступеней и диапазона регулирования и т. п. При этом приходится учитывать многочисленные факторы. К числу их, например, относятся: схема сети и характерные режимы ее работы, графики изменения нагрузок во времени, различие мест присоединения распределительных трансформаторов РТ к сети с. н., а также мест присоединения приемников электроэнергии к сети н. н., возможные рабочие положения регулировочных ответвлений у РТ и ПБВ, значения зоны нечувствительности ε автоматических регуляторов и т. п. В связи с этим приходится проводить обобщенный анализ режима напряжений и условий регулирования напряжения в распределительных сетях с. н. и н. н. и на шинах ЦП совместно.

Для упрощенного практического представления о возможных режимах напряжения на шинах ЦП и во всех распределительных сетях в целом целесообразно использовать графические представления с учетом крайних наиболее характерных режимов их работы — обобщенную диаграмму режима напряжений, а также эпюры или графики изменения режима напряжения в распределительных сетях с. н. и н. н. При этом для каждого пункта его напряжение характеризуется величиной отклонения V от номинального напряжения U_n для данной сети. Все значения отклонений напряжения, потерь напряжения, добавок напряжения и т. д. выражены в процентах от соответствующего значения.

Исходные положения. Анализ режима напряжения ведется одновременно для всей распределительной сети, присоединенной к некоторому ЦП и состоящей из разветвленной сети с. н., всех РТ и всех сетей н. н., присоединенных к этим РТ (рис. 16-21). При этом предполагается, что в любом пункте сети с. н. может быть включен РТ и что в любой точке распределительной сети н. н. может быть присоединен приемник электроэнергии. В качестве критерия правильности решения вопросов регулирования напряжения принимается следующее условие: отклонения напряжения V от номинального значения всех приемников, присоединенных к рассматриваемой сети, не должны выходить за пределы технически допустимых значений (положительного V_+ и отрицательного V_-):

$$V_+ \geq V \geq V_- \quad (16-16)$$

При этом все участки сети и все нагрузки предполагаются трехфазными и симметричными. Рассматриваются два предельных рабочих режима: наибольших и наименьших нагрузок. При принятых исходных условиях все остальные возможные режимы работы сети являются промежуточными и находятся между указанными предельными. Отклонения от номинального напряжения в каком-либо пункте сети

в режиме наибольших нагрузок и значения потерь напряжения на участке сети в этом режиме отмечаются одним штрихом (V' , $\Delta U'$), а в режиме наименьших нагрузок — двумя штрихами (V'' , $\Delta U''$). Нижний индекс у V' показывает, к какой части или пункту рассматриваемой сети относится указанное отклонение напряжения. Например, V'_n обозначает отклонение напряжения в режиме наибольших нагрузок на шинах ЦП, V'_2 — отклонение напряжения в пункте 2 сети в режиме наименьших нагрузок. Аналогичными индексами отмечаются и значения потерь напряжения — в сети с. н. и в сети н. н. $\Delta U'_c$ и $\Delta U'_n$. Разность между отклонениями напряжений V' в режиме наибольшей нагрузки и V'' в режиме наименьшей нагрузки для данного пункта сети называется диапазоном отклонений напряжения:

$$d = V' - V'' \quad (16-17)$$

Условия обеспечения требуемого режима напряжений. Из анализа напряжений следует, что для обеспечения желаемого режима напряжений у приемников электроэнергии необходимо выполнить ряд требований. Если хотя бы одно из этих требований остается невыполненным, то допустимые отклонения напряжения у приемника электроэнергии могут не получиться.

Требования эти следующие: со стороны питающей сети и к входным зажимам понижающих трансформаторов должно быть подведено напряжение, находящееся в допустимых пределах; автоматический регулятор напряжения, управляющий устройствами РПН понижающих трансформаторов, должен иметь специально выбранные уставки (применительно к данным условиям); в распределительной сети с. н. потеря напряжения не должна быть больше допустимого значения; РТ должны быть включены на специально подобранные рабочие регулировочные ответвления; в сетях н. н. наибольшие потери напряжения не должны выходить за допустимые пределы.

Допустимые пределы для подведенного со стороны питающей сети напряжения определяются рассматриваемым диапазоном регулирования у понижающих трансформаторов. Эти пределы у имеющихся в эксплуатации трансформаторов различные. В настоящее время трансформаторы с высшим напряжением 110 кВ имеют больший диапазон регулирования $\pm 16\%$ ($9 \times 1,78\%$), а с высшим напряжением 220 кВ — диапазон $\pm 12\%$ ($8 \times 1,5\%$). Однако в ряде случаев и этого оказывается недостаточно. Для исправления режима напряжения (при выходе за допустимые пределы) у приемного конца питающей сети потребовалось бы, например, применение управляемой батареи конденсаторов достаточно большой мощности.

Для компенсации потери напряжения в промышленной сети с. н. и в РТ должны

быть правильно выбраны уставки регулятора, т. е. отклонения в режиме наибольших и наименьших нагрузок или, что то же, отклонение напряжения в режиме наибольших нагрузок и коэффициент отрицательно-го статизма.

В простейших промышленных сетях с. н. обычно не возникает трудностей с ограничениями потерь напряжения в связи с относительно малой протяженностью этих сетей. При РТ с четырьмя дополнительными регулировочными ответвлениями $\pm 2 \times 2,5\%$ допустимая потеря напряжения получается порядка 10%, что является вполне достаточным. Более того, в промышленных сетях рабочие ответвления — $2 \times 2,5\%$, как правило, оказываются неиспользованными.

Требуемое рабочее положение регулировочного ответвления у РТ определяется местом включения данного трансформатора в сеть с. н. Сеть с. н. может быть разделена на зоны шириной по 2,5% потерь напряжения в режиме наибольших нагрузок (величина в 2,5% определяется степенью регулировочных ответвлений у РТ). В каждой зоне присоединенные РТ должны быть включены на одно и то же рабочее ответвление.

Независимо от действительной величины потерь напряжения в сети с. н. потери напряжения в сети н. н. ограничиваются прежде всего предельно допустимыми отклонениями напряжения у приемника электроэнергии. Кроме того, приходится учитывать влияние ступени регулировочных ответвлений у РТ. Применение РТ со ступенью в 2,5% вместо РТ со ступенью в 5% позволяет увеличить на 2,5% допустимые потери напряжения в сетях н. н.

При особо строгом подходе к обеспечению желаемого режима напряжений у приемника электроэнергии приходится считать с величиной зоны нечувствительности автоматического регулятора у трансформаторов, установленных в ЦП и осуществляющих централизованное регулирование напряжения. Практически этот фактор должен учитываться лишь при достаточно больших зонах нечувствительности и больших значениях напряжений обратной последовательности основной частоты и напряжений гармоник (большой можно считать зону нечувствительности порядка 3% и более).

Изменение действующих значений напряжений из-за несимметрии и гармоник является показательным только для таких приемников электроэнергии, как осветительные приборы и термические установки. Необходимая величина этого превышения определяется конкретными местными условиями. Таким образом, должен быть правильно выбран диапазон регулирования напряжения на шинах ЦП, т. е. диапазон уставок регулятора напряжения на трансформаторе с РПН (или другого регулирующего устройства, установленного в ЦП).

Сказанное выше можно представить

также следующим образом. Величина напряжения на шинах ЦП для каждого момента времени определяется величинами потерь напряжения в сети. Наиболее высокое значение напряжения на шинах ЦП должно поддерживаться в момент времени, когда потери напряжения в сети достигают наибольшей величины. Это имеет место в режимах наибольших активных или реактивных нагрузок. При снижении потерь напряжения в сети напряжение на шинах ЦП

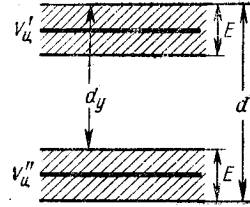


Рис. 16-22. Графическое изображение диапазона регулирования напряжения на шинах ЦП.

должно уменьшаться, его наименьшее значение должно иметь место в режиме наименьших нагрузок. Таким образом, диапазон регулирования напряжения на шинах ЦП определяется диапазоном изменения величин потерь напряжения в сети.

На рис. 16-22 диапазон регулирования напряжения представлен графически. При этом обозначено: $V'_ц$ и $V''_ц$ — соответственно верхний и нижний пределы уставок регулирующего устройства, ϵ — его зона нечувствительности. Диапазон d возможных изменений напряжения на шинах ЦП больше диапазона регулирования d_y на ширину зоны нечувствительности ϵ регулирующего устройства:

$$d = d_y + \epsilon. \quad (16-18)$$

Выбор закона регулирования напряжения на ЦП должен производиться для рассматриваемых предельных режимов совместно с выбором регулировочных ответвлений РТ. Соотношение между отклонениями в различных точках сети с. н. и н. н. и потерями напряжения в ее элементах показано на рис. 16-23.

На рис. 16-23, а представлена схема питания от шин ЦП одного распределительного трансформатора РТ 6—20/0,4 кВ. Для упрощения вначале предположим, что к сети с. н. не присоединяются приемники электрической мощностью 6—10 кВ. Рассмотрим влияние режима напряжений в ЦП, в сети с. н. и в трансформаторах на изменение режима напряжений в сети н. н. и у приемников электроэнергии. Точка I представляет зажимы первичного напряжения РТ, точка II — зажимы вторичного напряжения РТ, точка A — место присоединения ближайшего приемника электроэнергии и точка B — место присоединения наиболее

удаленного приемника электроэнергии к линии сети н. н.

На рис. 16-23, б представлен график изменения режима напряжений вдоль рассматриваемой сети. При этом на оси абсцисс отложена величина потери напряжения в режиме наибольших нагрузок (для упрощения чертежа соответствующие значения ΔU на оси абсцисс не указаны), а по

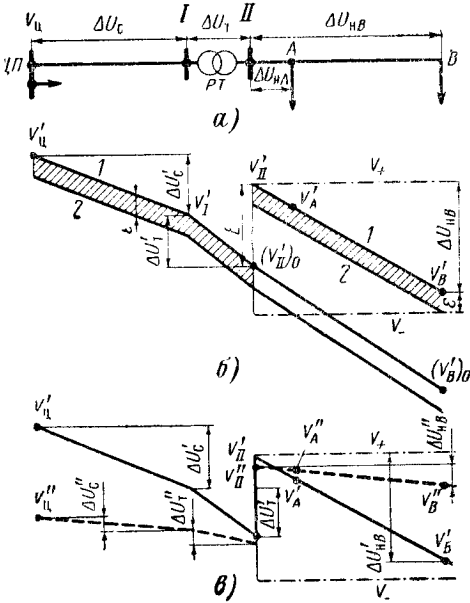


Рис. 16-23. Принципиальная схема распределительной сети с. н. (а) и предельные графики изменения напряжения в ней в режиме наибольших (б) и наименьших (в) нагрузок (потерь напряжения).

оси ординат — значения отклонений напряжений.

Регулирующее устройство в ЦП имеет зону нечувствительности ϵ . Поэтому значение отклонения напряжения для любой точки сети не может быть точно определено. Известными могут быть лишь наибольшие и наименьшие возможные значения V в различных точках сети будут находиться внутри заштрихованной зоны, ограниченной на рисунке линиями 1 и 2. Ширина этой зоны равна величине зоны нечувствительности ϵ регулирующего устройства. Обычно для ясности чертежа на графиках напряжения указывают только одну верхнюю линию 1-й зоны. При этом имеют в виду, что фактические значения отклонений могут быть меньше указанных на некоторую долю или на всю ширину зоны нечувствительности ϵ .

На графике напряжений, изображенном на рис. 16-23, б, видно, что при добавке напряжения E (создаваемого РТ), примерно равной нулю (см. табл. 16-4), напряжение на шинах II РТ будет равно $(V_{II})_0$.

Режим напряжений в сети н. н. для этого случая показан на рис. 16-23, в тонкими линиями. При работе в этих условиях отклонение напряжения $(V_B)_0$ у наиболее удаленного потребителя B было бы значительно ниже допустимого предельного значения V_- . В целях исправления режима напряжений необходимо выбрать другое регулировочное ответвление с добавкой напряжения E , не равной нулю ($E \neq 0$). При этом отклонение напряжения на зажимах II РТ равно V_{II} , у ближайшего приемника электроэнергии $A - V'_A$ и у наиболее удаленного приемника электроэнергии $B - V'_B$. Таким образом, в рассматриваемом предельном режиме наибольших нагрузок отклонения напряжения на зажимах всех приемников электроэнергии не будут выходить за допустимые пределы.

Рассмотрим другой предельный режим — наименьших нагрузок. В этом случае потери напряжения $\Delta U'_c$ в трансформаторе и в сети н. н. $\Delta U'_н$ будут значительно меньше, чем соответствующие значения в режиме наибольших нагрузок. Если отклонение напряжения на шинах ЦП в режиме наименьших нагрузок будет таким же, как и в режиме наибольших нагрузок $V''_{ц} = V'_{ц}$, то при выбранном регулировочном ответвлении РТ отклонения напряжений в начале сети н. н. будут слишком большими: $V''_{II} > V_+$. При этом приемники электроэнергии, присоединенные в начале сети н. н., будут работать в недопустимых условиях. Во избежание этого напряжение на шинах ЦП в режиме наименьших нагрузок должно быть снижено по сравнению с напряжением в режиме наибольших нагрузок. Иначе говоря, на шинах ЦП должно быть обеспечено встречное регулирование напряжения или так называемое регулирование с отрицательным статизмом по нагрузке.

На рис. 16-23, в показаны графики изменения напряжений в сетях с. н. и н. н. для режима наименьших нагрузок. Из графиков напряжений (рис. 16-23, в) видно, что величины отклонений напряжения на зажимах ближайшего A и наиболее удаленного B приемника электроэнергии зависят от отклонения напряжения на шинах ЦП, от потерь напряжения в сети с. н. и н. н. и от выбранного регулировочного ответвления обмотки РТ (характеризуемого величиной добавки напряжения E). Это может быть записано следующим образом:

$$V_A = V_{ц} - (\Delta U_c + \Delta U_{\tau} + \Delta U_{нА}) + E; \tag{16-19}$$

$$V_B = V_{ц} - (\Delta U_c + \Delta U_{\tau} + \Delta U_{нВ}) + E - \epsilon. \tag{16-20}$$

Отсюда устанавливаются ограничения для величин возможных отклонений в ЦП, потерь напряжения в сети и регулировочных ответвлений обмоток РТ:

$$V_{\text{ц}} - (\Delta U_{\text{с}} + \Delta U_{\text{т}} + \Delta U_{\text{нА}}) + E \leq V_{+}; \quad (16-21)$$

$$V_{\text{ц}} - (\Delta U_{\text{о}} + \Delta U_{\text{в}} + \Delta U_{\text{нВ}}) + E - \varepsilon \geq V_{-}. \quad (16-22)$$

Учитывая, что ширина зоны между регулировочными ответвлениями примерно равна 2,5%, получаем приближенную формулу для определения допустимой потери напряжения в сети с.н.:

$$\Delta U_{\text{с.д}} \leq 2,5\%. \quad (16-23)$$

Из формулы (16-23) видно, что в случае, если в рассматриваемой распределительной сети могут быть использованы четыре регулировочных ответвления из пяти имеющихся, в сети с.н. может быть допущена величина потери напряжения порядка 10%. Опыт показывает, что в промышленных распределительных сетях с.н. величина допустимой потери напряжения во многих случаях не является ограничивающей в отношении режима напряжений или при выборе параметров сети.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

16-1. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1967.

16-2. Мельников Н. А., Электрические сети и системы. М., «Энергия», 1969.

16-3. ГОСТ 13109-67 «Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения». М., Изд-во стандартов, 1967.

16-4. Мельников Н. А., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электрических сетях. М., «Энергия», 1968.

16-5. Карпов Ф. Ф., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий. М., «Энергия», 1970.

16-6. Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в городских электрических сетях. М., «Энергия», 1967.

16-7. Баркан Я. Д., Маркушевич Н. С. Использование статистических анализаторов качества напряжения в энергосистемах. Ученые записки Рижского политехнического института. Серия «Электроэнергетика», 1966.

16-8. Авринский Р. Б. Влияние отклонений напряжения в системах внутриводского электроснабжения на производительность промышленных механизмов. Автореф. дис. М., 1969.

16-9. Регулирование напряжения в электрических сетях. М., «Энергия», 1968.

16-10. Райцельский Л. А. Выбор способа компенсации реактивной мощности в осветительных установках с люминесцентными лампами. — «Светотехника», 1965, № 8.

РАЗДЕЛ СЕМНАДЦАТЫЙ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ

17-1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Предприятие должно иметь систему измерений электрических величин и учета электроэнергии в соответствии с требованиями Правил устройств электроустановок и Правил технической эксплуатации электроустановок [Л. 17-2]. Различают расчетный и технический учет электроэнергии. Расчетным учетом электроэнергии называется учет выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчета за нее. Счетчики, устанавливаемые для расчетного учета, называются расчетными счетчиками.

Техническим (контрольным) учетом электроэнергии называется учет для контроля расхода электроэнергии внутри предприятий, электростанций и т. п., не связанный с денежными расчетами с электроснабжающей организацией. Технический учет осуществляется контрольными счетчиками.

Учет активной электроэнергии должен обеспечивать определение количества энергии:

1) выработанной генераторами электростанций;

2) потребленной на собственные нужды электростанций и подстанций;

3) выданной электростанциями в распределительные сети;

4) полученной от энергосистемы или переданной в нее;

5) отпущенной сторонним потребителям и подлежащей оплате;

6) потребленной отдельными цехами, участками и крупными агрегатами.

Учет реактивной электроэнергии должен обеспечивать возможность определения количества реактивной электроэнергии:

1) выработанной генераторами электростанций;

2) выработанной синхронными компенсаторами или батареями конденсаторов;

3) полученной от энергосистем или переданной в нее;

4) полученной или выработанной отдельными цехами, участками и крупными агрегатами.

Учет должен обеспечивать также воз-

мощность определения коэффициента мощности в различных элементах системы электроснабжения и у отдельных потребителей мощностью 100 кВ·А и более. Все устанавливаемые электроизмерительные приборы должны иметь пломбу с клеймом госпоставителя или органа ведомственного надзора. На расчетных счетчиках должны быть пломбы госпоставителя с давностью не более 1 года для трехфазных и не более 3 лет для однофазных счетчиков.

Установка электроизмерительных приборов производится в пунктах, откуда производится управление аппаратами главной цепи либо регулирование технологического процесса. Нормально щитовые приборы устанавливаются на высоте от 1,2 до 2,2 м, а при повышенной точности или мелкой шкале — не выше 1,7 м. Регистрирующие приборы устанавливаются так, чтобы их горизонтальные оси находились на высоте от 0,6 до 2 м.

Ведомственная проверка электроизмерительных приборов производится в сроки, установленные техническим руководителем предприятия по согласованию с местным органом Комитета стандартов, мер и измерительных приборов СССР, но не реже чем:

1 раз в год для образцовых приборов;

1 раз в 2 года для переносных приборов;

1 раз в 3 года для тех щитовых приборов, по которым ведется режим основного оборудования;

1 раз в 5 лет для остальных щитовых приборов, а также после ремонта приборов.

Установка, замена и проверка расчетных счетчиков, по которым производится расчет между электроснабжающими организациями и потребителями, осуществляется энергоснабжающими организациями (энергосбытами). Установка, замена и перестановка измерительных трансформаторов, к вторичным цепям которых подключены расчетные счетчики, должны производиться эксплуатирующими их организациями с разрешения электроснабжающей организации и, как правило, в присутствии ее представителя.

Во избежание нарушения учета электроэнергии у потребителя должны пломбироваться электроснабжающей организацией:

а) токовые цепи расчетных счетчиков;
б) испытательные коробки с зажимами для шунтирования вторичных обмоток трансформаторов тока и отсоединения цепей напряжения при отключении расчетных счетчиков для их замены или поверки;
в) решетки или дверцы камер подстанций потребителя, где установлены предохранители на стороне высокого напряжения трансформаторов напряжения, к которым присоединены расчетные счетчики.

Во вторичных цепях трансформаторов напряжения, к которым подсоединены расчетные счетчики, установка предохранителей без контроля за их целостостью с действительным на сигнал не разрешается. Щитовые, по-

казывающие и самопишущие электроизмерительные приборы должны быть класса точности не ниже 2,5; амперметры подстанций, распределительных устройств и неотчетственных электродвигателей могут быть класса 4,0. Классы точности шунтов, добавочных сопротивлений и измерительных трансформаторов должны быть не ниже указанных в табл. 17-1. Классы точности расчетных счетчиков принимаются в соответствии с табл. 17-2. В контрольных точках энергосистемы вольтметры должны быть класса точности 1,0.

17-2. ПУНКТЫ УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ И СЧЕТЧИКОВ

В соответствии с требованиями, изложенными в § 17-1, на различных объектах устанавливаются следующие измерительные приборы и счетчики.

На генераторах:

1. Расчетные счетчики активной энергии — для каждого генератора с таким расчетом, чтобы учитывалась вся выработанная генератором электроэнергия.

2. Счетчики реактивной энергии — для всех генераторов мощностью 1 МВт и более.

3. Амперметры переменного тока — по 3 амперметра для генераторов мощностью 15 МВт и более, по одному для остальных генераторов.

4. Амперметры постоянного тока — в цепях возбуждения всех генераторов, а также в главной цепи генераторов постоянного тока.

5. Вольтметры — в главной цепи, а при мощности 1 МВт и более также в цепи возбуждения генераторов.

6. Ваттметры активной и реактивной мощности — для всех генераторов (при мощности 100 МВт и более класс точности не выше 1,0).

7. Частотомеры и фазометры — в зависимости от способа синхронизации генератора с энергосистемой (§ 17-10).

На силовых трансформаторах:

1. Расчетные счетчики активной электроэнергии — для повысительного трансформатора на стороне среднего и высшего напряжения (при реверсивной работе — по 2 счетчика со стопорами);

при отсутствии отдельных трансформаторов тока для учета на стороне среднего и высшего напряжения счетчики устанавливаются со стороны подвода генераторного напряжения;

для трансформаторов собственных нужд электростанций и подстанций — на стороне высшего напряжения, а если они питаются от шин напряжением 35 кВ и выше, то допускается установка на стороне низшего напряжения;

для трансформаторов подстанции энергосистем — на стороне низшего и среднего напряжения;

для трансформаторов подстанций предприятий при питании от этих подстанций электроприемников других потребителей или наличии связи с подстанциями других потребителей на питающем напряжении — на стороне высшего напряжения; в случае отсутствия трансформатора тока соответствующего класса точности для стороны высшего напряжения допускается установка счетчиков на стороне низшего напряжения трансформаторов; если силовые трансформаторы на стороне высшего напряжения присоединены через выключатели нагрузки и отделители или разъединители и плавкие предохранители, счетчики устанавливаются на стороне низшего напряжения.

2. Счетчики реактивной энергии — в тех же элементах схемы, что и счетчики активной энергии.

3. Амперметры — по одному во всех цепях трансформаторов мощностью 1 МВ·А и более, а также для менее мощных, если трансформаторы тока необходимы и для других целей; в цепях дугогасящих катушек, служащих для компенсации емкостных токов в сети, должна быть предусмотрена возможность присоединения регистрирующего или переносного амперметра.

4. Ваттметры активной и реактивной мощности — на стороне низшего и среднего напряжения повышающих трансформаторов электростанций (кроме работающих в блоке с генератором) и трансформаторов подстанций 110 кВ и выше; на трансформаторах собственных нужд электростанций напряжением выше 1 кВ и на трансформаторах подстанций напряжением менее 110 кВ устанавливаются ваттметры активной мощности.

На линиях:

1. Расчетные счетчики активной электроэнергии — для всех линий генераторного напряжения (при реверсивной работе — 2 счетчика со стопорами); для линий межсетевой связи (два со стопорами с обоих концов линии); при наличии ответвлений на другие объекты (системы) устанавливается по 2 счетчика со стопорами на вводах в подстанции этих объектов (систем); если от линий или трансформаторов основных потребителей питается несколько электроустановок других потребителей, то счетчики должны устанавливаться дополнительно на границе раздела сети основного и других потребителей; для каждой отходящей от подстанции энергосистемы линии электропередачи, за исключением линий, принадлежащих потребителям и имеющих счетчики на приемном конце; на вводе (приемном конце) линии электропередачи в подстанцию потребителя при отсутствии связи с другой подстанцией энергосистемы или другого потребителя на питающем напряжении; для линий, подсоединенных к распределительному устройству собственных нужд электростанций.

2. Счетчики реактивной энергии — на воздушных и кабельных линиях напряже-

нием до 10 кВ подстанций энергосистем в случаях, когда по счетчикам активной электроэнергии этих линий производится расчет с промышленными потребителями; в тех же элементах схемы промышленных потребителей, что и счетчики активной электроэнергии, по которым производится расчет с электроснабжающей организацией; два счетчика реактивной энергии со стопорами устанавливаются в случае отдачи реактивной энергии предприятием в сеть энергосистемы с согласия энергосистемы, в остальных случаях по одному.

3. Амперметры — во всех линиях по одному амперметру; три амперметра устанавливаются на линиях, в которых возможен длительный неравномерный режим работы (линии с пофазным управлением, линии совместного питания силовой и осветительной нагрузки, если величина последней более 15—20% общей нагрузки, и линии электропечи, если 3 амперметра необходимы для контроля режима печи).

4. Ваттметры — для линий, питающих собственные нужды электростанций напряжением выше 1 кВ (активная мощность).

На подстанциях:

1. Расчетные активные счетчики — во всех случаях, соответствующих пп. Б и В, а также на шинах подстанций потребителей, если от одного трансформатора питаются электроприемники нескольких потребителей с самостоятельным расчетом за электроэнергию.

2. Реактивные счетчики — во всех случаях, соответствующих пп. Б и В, а также на присоединениях синхронных компенсаторов и батарей конденсаторов мощностью 0,1 мвар и более.

3. Амперметры — во всех случаях, соответствующих пп. Б и В; в цепях всех напряжений, где необходим систематический контроль технологического процесса; во всех цепях напряжением выше 1 кВ, если трансформаторы тока необходимы также и для других целей; в цепях напряжением до 1 кВ для измерения общего тока всех подключенных электроприемников (в некоторых случаях и для отдельного электроприемника); амперметры постоянного тока устанавливаются в цепях выпрямителей, в цепях возбуждения электродвигателей и синхронных компенсаторов, в цепях аккумуляторных батарей.

4. Вольтметры — на всех секциях сборных шин всех напряжений как постоянного, так и переменного тока, которые могут работать раздельно (допускается установка одного вольтметра с переключателем на несколько точек измерения); если установка трансформаторов напряжения на стороне высшего напряжения не требуется для других целей, допускается измерение напряжения только на стороне низшего напряжения; в цепях возбуждения синхронных машин мощностью от 1 МВт и более, не имеющих глухого присоединения цепей возбуждения; в цепях аккумуляторных батарей; на сборных шинах основных напряже-

ний электростанций мощностью 12 МВт и более и на шинах высшего напряжения крупных подстанций устанавливаются регистрирующие вольтметры (регистрирующие вольтметры без ускоренной записи должны включаться для контроля только одного междуфазного напряжения).

5. Ваттметры активные и реактивные — на крупных подстанциях, где для повседневного контроля режимов сети необходимо измерение перетоков мощностей (при периодическом сезонном контроле необходимо предусматривать возможность присоединения переносных приборов).

Прочие измерения:

В промышленных предприятиях, на электростанциях и подстанциях рекомендуется предусматривать технический учет. На установку контрольных счетчиков разрешения электроснабжающей организации не требуется. Предприятие имеет право устанавливать дополнительно измерительные приборы в тех местах, где это необходимо по условиям производства.

17-3. ИЗМЕРЕНИЕ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Простейшим способом измерения величины постоянного тока является прямое включение амперметра. При этом должны быть выполнены следующие условия:

$$1) I_{a.m} \geq I_{p.m},$$

где $I_{a.m}$ — максимальный предел измерения амперметра; $I_{p.m}$ — максимальный рабочий ток цепи.

$$2) U_{a.n} \geq U_{c.n},$$

где $U_{a.n}$ — номинальное напряжение амперметра; $U_{c.n}$ — номинальное напряжение сети.

В исключительных случаях допускается измерение тока переносным прибором, имеющим $U_{a.n} < U_{c.n}$. При этом амперметр включается в заземленный провод (если один полюс источника питания заземлен), устанавливается на изолирующей подставке и ограждается с целью обеспечения достаточного по требованиям безопасности расстояния между наблюдателем и прибором.

$$3) r_a \ll r_{np},$$

где r_a — сопротивление амперметра; r_{np} — сопротивление приемника.

Если сопротивление амперметра значительно, то его включение приводит к снижению тока в сети на величину

$$\Delta I = \frac{U_c}{r_{np}} - \frac{U_c}{r_{np} + r_a}.$$

4) В случае применения амперметра с односторонней шкалой должна быть соблюдена полярность. От положительного полюса источника питания ток должен падать на зажим «+» амперметра. Для расширения пределов измерения применя-

ются измерительные шунты. Используются однопредельные и многопредельные шунты. Шунты характеризуются номинальным первичным током ($I_{ш.н}$), падением напряжения, создаваемым в шунте при этом токе ($\Delta U_{ш}$), и классом точности. Схема подключения прибора к шунту показана на

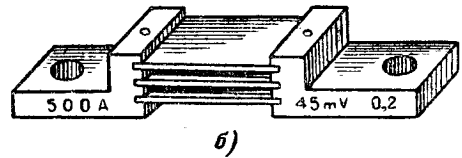
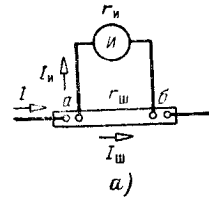


Рис. 17-1. Схема включения измерительного прибора с шунтом.

а — схема; б — внешний вид шунта.

рис. 17-1. При измерении постоянного тока с помощью измерительного шунта должны быть выполнены условия:

$$1) I_{ш.н} \geq I_{p.m},$$

$$2) r_{ш} \ll r_n,$$

где $r_{ш}$ — сопротивление шунта; r_n — сопротивление измерительной цепи (прибора и проводов, соединяющих его с измерительными клеммами шунта).

3) Соблюдение полярности включения прибора.

4) Класс точности шунта должен соответствовать табл. 17-1.

Таблица 17-1

Требуемый класс точности измерительных шунтов и трансформаторов при измерениях

Класс точности прибора	Класс шунта или добавочного сопротивления	Класс измерительных трансформаторов
0,5	0,2	0,2
1,0	0,5	0,5
1,5	0,5	0,5 (1,0)*
2,5	0,5	1,0

* Допускается как исключение.

В качестве измерительного прибора используется, как правило, милливольтметр, отградуированный в амперах, милливольттах или безразмерных единицах. Прибор характеризуется номинальным напряжением

ем ($U_{и}$, мВ) и сопротивлением ($r_{и}$) или потребляемой мощностью.

Если $U_{и} = \Delta U_{ш}$, то максимальное отклонение стрелки прибора будет иметь место при протекании по шунту тока $I_{ш-и}$ и пересчетный коэффициент прибора, т. е. коэффициент, на который при измерениях нужно умножать его показания, составит:

$$K = \frac{I_{ш-и}}{N},$$

где N — максимальное показание прибора, отсчитанное по его шкале (или общее количество делений прибора).

Если $U_{и} \neq \Delta U_{ш}$, то максимальное отклонение стрелки прибора будет иметь место при токе

$$I_{м} = \frac{I_{ш-и} U_{и}}{\Delta U_{ш}}, \text{ А,}$$

а пересчетный коэффициент составит:

$$K = \frac{I_{ш-и} U_{и}}{N \Delta U_{ш}}.$$

В настоящее время выпускаются шунты, имеющие $\Delta U_{ш} = 45, 75, 100$ и 150 мВ.

К одному шунту может быть подключено несколько измерительных приборов. Каждый из них подключается к измерительным клеммам шунта с помощью своих проводников. Все приборы соединяются параллельно. При этом должно быть выполнено соотношение

$$r_{ш} \ll r_{и\Sigma}; \quad \frac{1}{r_{и\Sigma}} = \frac{1}{r_{и1}} + \frac{1}{r_{и2}} + \dots$$

Если сопротивление нагрузки, подключенной к шунту, незначительно превышает сопротивление шунта (менее чем в несколько сотен раз), то ток шунта окажется меньше тока измерительной цепи (см. схему рис. 17-1, а) и показания приборов будут заниженными. При измерении малых токов (до нескольких ампер) применяются шунты и измерительные приборы одного комплекта. В случае необходимости электрического разделения измерительных и силовых цепей могут быть использованы измерительные трансформаторы постоянного тока, представляющие собой сложные устройства с магнитными элементами. В электроснабжении промышленных предприятий эти приборы не применяются.

При измерении постоянного тока применяются, как правило, приборы магнитоэлектрической системы, обеспечивающие измерение среднего значения тока. Приборы электромагнитной системы измеряют эффективное значение тока. В общем случае при наличии пульсаций эти величины различны.

Измерение величины переменной составляющей пульсирующего постоянного тока может быть осуществлено с помощью измерительного трансформатора тока с широким диапазоном частот и измерительного прибор-

ра переменного тока. Включение производится, как и при измерении переменного тока.

17-4. ИЗМЕРЕНИЕ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

При измерении величины переменного тока прибором непосредственного включения должны быть выполнены условия 1—3, указанные в § 17-3 для аналогичного случая измерения постоянного тока. Для расширения пределов измерения и возможности применения однотипных измерительных приборов в различных цепях используются трансформаторы тока. При измерении тока с помощью трансформаторов тока должны быть выполнены условия:

$$1) U_{т.т} \geq U_{с.н},$$

где $U_{т.т}$ — номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора тока.

2) Так как трансформатор тока обеспечивает свой класс точности при токе не более 1,2 номинального тока первичной обмотки ($I_{т1}$), то

$$I_{т1} \geq \frac{I_{р.м}}{1,2},$$

где $I_{р.м}$ — максимальный рабочий ток.

$$3) I_{т2} = I_{а},$$

где $I_{т2}$ — номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока (обычно 5 А, редко 1 А); $I_{а}$ — номинальный ток амперметра.

$$4) z_2 \approx r_2 \leq z_{2н},$$

где $z_{2н}$ — номинальная нагрузка трансформатора тока в принятом классе точности, Ом; r_2 — расчетная нагрузка, $r_2 = \Sigma r_{и} + r_{пров} + r_{конт}$, $\Sigma r_{и}$ — суммарное сопротивление измерительных приборов, подключенных к одному трансформатору тока; $r_{конт} \approx 0,1$ Ом — суммарное сопротивление контактов; $r_{пров}$ — сопротивление проводов вторичной цепи, $r_{пров} = \rho k_{сх} l/s$, Ом; ρ — удельное сопротивление материала проводов; $k_{сх}$ — коэффициент схемы, равный 2,0 при одном трансформаторе тока (рис. 17-2, а), 1,0 при схеме полной звезды (рис. 17-2, б) и $\sqrt{3}$ при схеме неполной звезды (рис. 17-2, в); l — длина провода в один конец; s — сечение проводов (минимальное для меди — 1,5 мм², для алюминия — 2,5 мм²).

При подключении измерительных приборов совместно с реле величина r_2 определяется соответственно [Л. 17-5]. Класс точности приборов и измерительных трансформаторов должен соответствовать табл. 17-1. Полярность подключения при измерении переменного тока значения не имеет. Если количество измерительных приборов велико или они значительно удалены от трансфор-

матора тока и условие 4 не выполняется, необходимо либо увеличить сечение проводов, либо применить два трансформатора тока, соединив их последовательно (рис. 17-2, г).

В качестве измерительного прибора обычно используется амперметр электромагнитной системы на 5 А.

Пересчетный коэффициент прибора составляет

$$K = \frac{I_{T1} I_a}{I_{T2} N},$$

где N — максимальное показание прибора по его шкале.

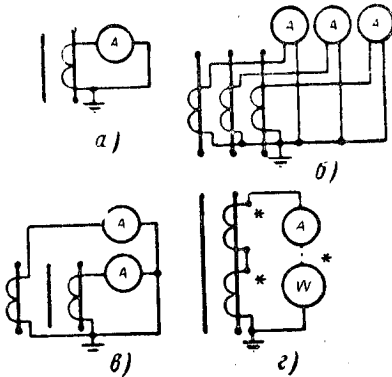


Рис. 17-2. Схемы включения измерительных приборов к трансформаторам тока.

а — при одном трансформаторе тока; б — схема полной звезды; в — схема неполной звезды; г — последовательное соединение трансформаторов тока.

Если условие 3 выполняется, то

$$K = \frac{I_{T1}}{N}.$$

Допускается включение амперметров на разность токов двух фаз или присоединение к параллельно соединенным вторичным обмоткам трансформаторов тока. В первом случае показания амперметра будут увеличены в $\sqrt{3}$ раз, во втором — в 2 раза, что необходимо учесть при переградуировке или определении цены деления прибора.

При измерении несинусоидальных токов должны применяться измерительные приборы и трансформаторы тока с широким диапазоном номинальной частоты. Приборы с номинальной частотой 50—400 Гц применяются при наличии гармоник до седьмой. При более высоком порядке гармоник употребляются приборы, рассчитанные на частоту 50—1500 или 50—4000 Гц. В случае несимметричной нагрузки в трехфазной цепи с изолированной нейтралью токи измеряются не менее чем в двух фазах, при заземленной нейтрали или четырехпроводной цепи — в трех фазах.

17-5. ИЗМЕРЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Простейшим случаем является прямое включение вольтметра. При измерении должны быть выполнены следующие условия:

- 1) $U_{Vн} \geq U_{с.н.}$
- 2) $r_V \gg r_{пр}$,

где $U_{Vн}$ — номинальное напряжение вольтметра; r_V — его сопротивление; $r_{пр}$ — сопротивление приемника.

Принципиальной разницы при измерении напряжения в цепях постоянного и переменного тока нет.

Для расширения пределов измерения напряжения применяются добавочные сопротивления. Если предел измерения вольтметра U_V , его внутреннее сопротивление r_V , добавочное сопротивление r_d , то расширенный предел измерения составит:

$$U_{Vд} = \frac{U_V (r_V + r_d)}{r_V}.$$

Номинальный ток добавочного сопротивления (выпускаются от 0,02 до 30 мА) не должен быть меньше максимально допустимого тока прибора, равного

$$i_V = \frac{U_V}{r_V}.$$

Добавочные сопротивления применяются при измерениях в цепях постоянного и переменного тока. Класс точности должен соответствовать требованиям табл. 17-1.

При измерениях в цепях переменного тока высокого напряжения применяются трансформаторы напряжения. При измерениях с помощью измерительных трансформаторов напряжения должны быть выполнены условия:

- 1) $U_{T1} \geq U_{с.н.}$,
- где U_{T1} — номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора напряжения.
- 2) $U_V \geq U_{T2}$.
- 3) $S_2 \leq S_n$,

где S_n — номинальная нагрузка трансформатора в принятом классе точности; S_2 — расчетная величина нагрузки, подключенной к трансформатору напряжения.

Если схема соединения вторичных обмоток трансформаторов напряжения совпадает со схемой соединения измерительных приборов (рис. 17-3, а, б), то

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{приб})^2 + (\sum Q_{приб})^2},$$

где $P_{приб}$, $Q_{приб}$ — активная и реактивная мощность, потребляемая обмотками напряжения измерительных приборов.

Если схема не совпадает (рис. 17-3, в, г) или неравномерна по фазам, то определяет суммарная потребляемая мощность всех

приборов и сравнивается с трехфазной мощностью трансформатора.

Пересчетный коэффициент прибора при измерении напряжения с помощью трансформаторов напряжения составляет:

$$K = \frac{U_{\text{т1}} U_V \kappa_{\text{сх}}}{U_{\text{т2}} N}$$

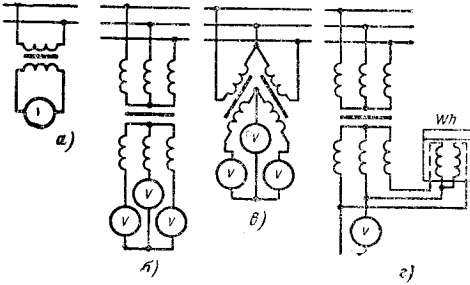


Рис. 17-3. Схемы включения измерительных приборов к трансформаторам напряжения.

a — в однофазных сетях; *б* — схема соединения вторичных обмоток трансформатора совпадает со схемой соединения приборов; *в* — схема соединения вторичных обмоток трансформатора не совпадает со схемой соединения приборов (фазы нагрузки симметричны); *г* — нагрузка неравномерно распределена между фазами.

Если напряжение вторичной обмотки трансформатора и номинальное напряжение прибора совпадают, то

$$K = \frac{U_{\text{т1}} \kappa_{\text{сх}}}{N}$$

Коэффициент схемы для случая, изображенного на рис. 17-3, *a*, составляет 1,0, для случая рис. 17-3, *б* — $\sqrt{3}$, для случая рис. 17-3, *в* — $\sqrt{3}$, для случая рис. 17-3, *г* — 1,0 и т. д. В случае измерения напряжения в трехфазной сети с помощью однофазных трансформаторов напряжения достаточно иметь два трансформатора (если выполняется условие 3), соединив их по схеме открытого треугольника (рис. 17-3, *в*). При несимметричном напряжении в трехфазной цепи и равномерной нагрузке (отсутствуют резкие колебания напряжения) допускается использование одного вольтметра с переключателем. В случае несинусоидального напряжения применяются измерительные приборы и трансформаторы напряжения с повышенным диапазоном номинальных частот (аналогично измерению тока, § 17-4).

17-6. ФАЗИРОВКА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При измерении величины тока и напряжения полярность подключения приборов не имеет значения. При измерении мощности или расхода электроэнергии начала обмоток приборов должны быть подключены

к началам вторичных обмоток трансформаторов. Обычно клеммы, соответствующие началам обмоток, помечаются звездочками. Начала вторичных обмоток трансформаторов напряжения обозначаются буквами *a*, *b*, *c*, а концы — *x*, *y*, *z* в трансформаторах тока соответственно I_1 , I_2 .

Фазировка производится при отсутствии обозначений на трансформаторах, клеммниках и во всех сомнительных случаях. Фазировку можно производить либо при отключении трансформаторов от сети, либо на работающих установках без перерыва электроснабжения потребителей.

Фазировка трансформаторов тока при отключении от сети. Принадлежность клемм на сборном клеммнике ячейки к соответствующим трансформаторам тока устанавливается «прозвонкой» (мегаомметром, омметром, лампочкой и т. д.). Определить начало и конец вторичной обмотки трансформатора тока при заданном начале первичной обмотки можно при питании постоянным или переменным током.

В случае питания постоянным током проверка производится по схеме рис. 17-4. Если при включении рубильника стрелка миллиамперметра магнитоэлектрической системы отклоняется в положительном направлении, а при отключении — в отрицательном, зажим 1 вторичной обмотки трансформатора тока соответствует началу и ее следует отметить звездочкой или обозначить I_1 . В противном случае началом является зажим 2. Если трансформатор тока одной фазы сфазирован, то трансформаторы тока других фаз могут быть сфазированы с помощью переменного тока [Л. 17-4]. Однако при больших величинах номинального пер-

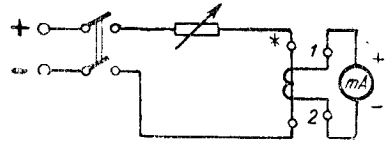


Рис. 17-4. Фазировка трансформатора тока постоянным током.

вичного тока трансформаторов пользование этим методом представляет значительные трудности.

Фазировка трансформаторов напряжения. Обмотки трансформаторов напряжения могут быть сфазированы при питании постоянным током по схеме, аналогичной рис. 17-4, но к вторичной обмотке подключается вольтметр.

Принадлежность вторичных обмоток к фазам первичной сети легко определяется при питании трансформатора однофазным рабочим напряжением. В случае, изображенном на рис. 17-5, *a*, при подключении к зажимам *a*—*c* вольтметр покажет полное напряжение, а при подключении к зажимам *c*—*b* или *b*—*a* в 2 раза меньше. Если изме-

рять фазные напряжения, то в фазе *b* оно будет равно нулю.

При соединении обмоток трансформаторов напряжения в открытый треугольник в случае подключения к сети зажимов *A—C*, результат будет, как и в случае соединения в звезду. Если к сети подключены зажимы

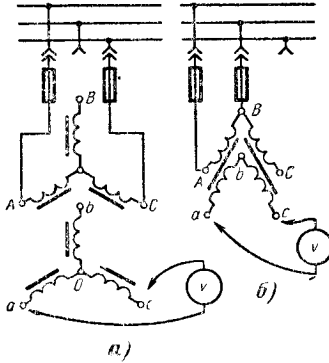


Рис. 17-5. Фазировка трансформаторов напряжения.
a — соединение в звезду; *б* — соединение в открытый треугольник.

A—B (рис. 17-5, *б*), то на вторичной стороне при подключении к точкам *a—b* или *a—c* вольтметр покажет одинаковое (полное) напряжение. В этом случае легко распознается фаза *b—c*, на которой вольтметр покажет нуль.

Определение принадлежности трансформаторов тока к фазам, начал и концов вторичных обмоток без перерыва электроснабжения потребителей. Если вектор тока какой-либо фазы спроектировать на линии, параллельные векторам линейных напряжений (фаза *A* на рис. 17-6, *a*), то геометрическая сумма полученных отрезков ($\vec{OX} + \vec{XY}' + \vec{YZ}'$) совпадает по направлению с вектором тока. На этом факторе основан метод фазировки трансформаторов тока, применяемый наладочными организациями на действующих электроустановках при симметричной нагрузке.

Наиболее распространенным конкретным случаем является определение принадлежности клемм вторичной цепи к трансформаторам тока той или иной фазы, их начал и концов.

Пример подобной задачи изображен на рис. 17-7, *a*. В дополнение к изображенным приборам требуется подключить счетчик активной энергии. Для этого надо знать, к какой фазе (*201*, *202* или *203*) относятся трансформаторы тока, вторичные обмотки которых выведены к зажимам *101—100* и *103—110*, и определить клеммы, соответствующие «началам». В частном случае зажимы *100* и *110* (или другие два) могут быть объединены либо соединены между собой.

Для фазировки трансформаторов тока нужны фазоуказатель (рис. 17-7, *б*) и астатический ваттметр (рис. 17-7, *в*), имеющий переключатель «плюс» — «минус».

Зажимы напряжения *201*, *202* и *203* для удобства произвольно обозначают буквами *A*, *B* и *C*. С помощью фазоуказателя определяют порядок чередования фаз. Если диск фазоуказателя вращается по часовой стрелке, то порядок чередования фаз прямой (*A*, *B*, *C*), если против — обратный (*A*, *C*, *B*). Рисуется треугольник линейных и звезда фазных напряжений. При прямом чередовании фаз изображение соответствует рис. 17-6, *a*, при обратном — рис. 17-6, *б*. (В связи с тем, что вектор $\vec{U}_{AB} = \vec{U}_A - \vec{U}_B$, он направлен от точки *B* к *A* и т. д.)

Предполагают, что началом (*I*₁) является левый зажим (в нашем случае *101*). В соответствии с этим предположением подключается токовая обмотка ваттметра, как показано на рис. 17-7, *г*. При подключении ваттметра необходимо закоротить вторичную цепь трансформатора тока (в нашем случае замкнуть зажимы *101—100*). К зажимам напряжения *150 В* ваттметра присоединяются концы со щупами. Измеряются показания ваттметра (величина и знак) при присоединении щупов попарно к зажимам напряжения *AB*, *BC*, *CA*. Результаты записываются в таблицу (табл. 17-2).

В связи с тем что в результате требуется получить лишь направление вектора тока, достаточно записывать показания ваттметра в числах его шкалы без пересчета в именованные единицы. Рассмотрим случай, когда при измерениях было получено обратное чередование фаз и показания ваттметра, указанные в табл. 17-2. Треугольник линейных напряжений имеет вид рис. 17-6, *б*. На нем параллельно \vec{U}_{AB} откладывается отрезок $\vec{OX} = -16$, параллельно \vec{U}_{BC} — отрезок $\vec{XY}' = +35$ и параллельно \vec{U}_{CA} — отрезок $\vec{YZ}' = -56$. Полученная точка *Z'* соединяется с точкой *O* и продолжается в обе стороны. Найденная линия указывает положение вектора тока, соответствующего фазе, на которой установлен трансформатор тока.

Для решения задачи надо знать характер нагрузки и ориентировочное значение коэффициента мощности. Предположим, измерение проводится на присоединении, питающем компрессорную станцию, на которой установлены синхронные двигатели. Коэффициент мощности будет опережающим и равным примерно 0,8—1. Сравняя эту величину с положением линии *ZO* на рис. 17-6, *б*, устанавливаем, что вектор тока может быть направлен вправо (\vec{I}_{C_2}), тогда он опережает на угол φ вектор напряжения \vec{U}_C (если этот вектор принять направленным влево, то ни с одним вектором фазного напряжения не образуется угла, близкого к φ). Следовательно, вектор тока направлен вправо и трансформатор тока с зажимами *101—100* установлен в фазе *C*, а во вторич-

Таблица 17-2

Снятие векторной диаграммы вторичных цепей без перерыва электроснабжения потребителей

Предполагаемая маркировка трансформаторов тока		Показания ваттметра при подключении обмотки напряжения к фазам			Фактическая маркировка трансформаторов тока		
Начало	Конец	AB	BC	CA	Принадлежность к фазам	Вторичная обмотка	
						Начало	Конец
101	100	-16	+35	-56	C	100	101
103	110				A	110	103

Примечание. Примерный $\cos \varphi$ нагрузки 0,9 (опережающий).

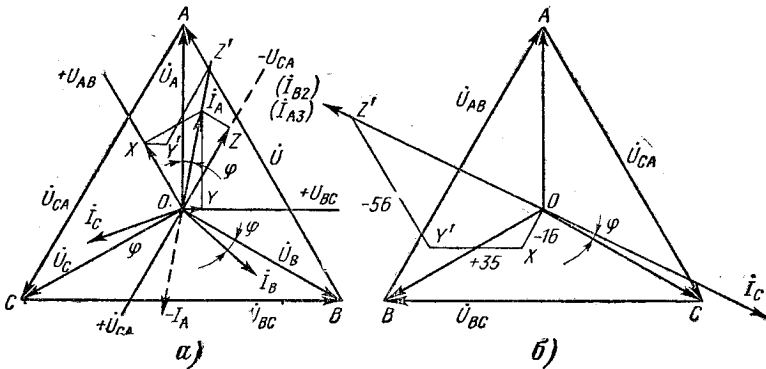


Рис. 17-6. Векторные диаграммы для определения принадлежности трансформаторов тока к фазам, начал и концов вторичных обмоток.

а — прямое чередование фаз, нагрузка с высоким отстающим $\cos \varphi$; б — обратное чередование фаз; I_C — нагрузка с высоким опережающим $\cos \varphi$ (синхронный двигатель); I_{B2} — нагрузка с низким отстающим $\cos \varphi$ (индукционная печь); I_{A3} — нагрузка с низким опережающим $\cos \varphi$ (компенсирующее устройство).

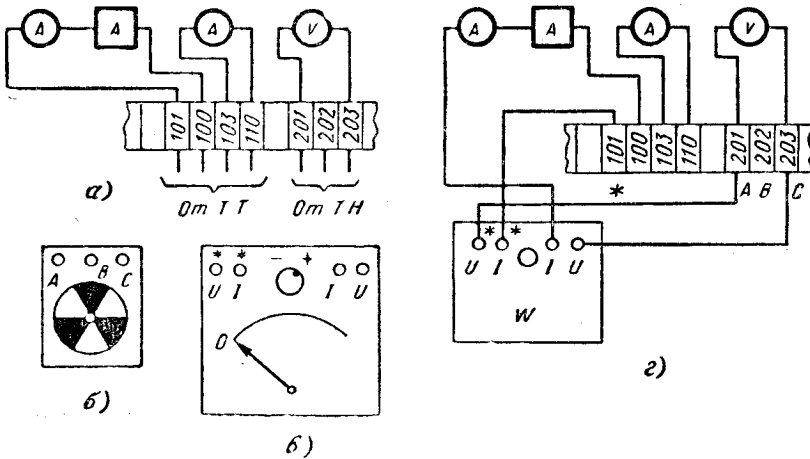


Рис. 17-7. Определение принадлежности трансформаторов тока к фазам, начал и концов вторичных обмоток без перерыва электроснабжения потребителя.

а — зажимы вторичных цепей; б — фазоуказатель; в — астатический ваттметр; г — схема измерения.

ных цепях напряжения этой фазе соответствует зажим 203 (рис. 17-7, з).

Вектор тока I_C направлен встречно от того направления линии $Z'O$, которое было получено в результате построения. Следовательно, предположение о соответствии зажима 101 началу вторичной обмотки трансформатора тока было неправильным. Началу соответствует зажим 100. Полученные выводы записываются в табл. 17-2.

Аналогично производятся измерения и для другого трансформатора тока.

Если бы присоединение питало индукционную печь, коэффициент мощности которой низкий и отстающий, то при тех же показаниях ваттметра оказалось бы, что вектор тока I_{B2} на рис. 17-6, б относится к фазе B , от которой отстает на угол примерно $50-60^\circ$, и предположение о соответствии зажима 101 началу было бы правильным. В случае питания данным присоединением компенсирующего устройства, коэффициент мощности которого низкий опережающий, вектор тока должен опережать вектор напряжения своей фазы на угол, близкий к 90° , т. е. при тех же результатах измерений трансформатор тока с началом вторичной обмотки, выведенной на зажим 101, был бы установлен в фазе A (I_{A3}).

17-7. ИЗМЕРЕНИЕ МОЩНОСТИ

Измерение мощности в цепи постоянного тока. Наиболее просто мощность в цепи постоянного тока измеряется с помощью вольтметра и амперметра:

$$P = UI.$$

В мощных сетях не имеет значения, что включено ближе к источнику электроэнергии: вольтметр или амперметр.

При измерении с помощью ваттметра постоянного тока и необходимости включения добавочного сопротивления схема соединений должна соответствовать рис. 17-8. В случае соединения по схеме рис. 17-9 между катушками тока и напряжения ваттметра будет иметь место разность потенциалов, равная напряжению сети, что опасно для изоляции катушек. Кроме того, может возникнуть дополнительная погрешность вследствие электростатического взаимодействия между катушками ваттметра. Поэтому схема рис. 17-9 является неправильной и не должна применяться.

Если номинальный ток ваттметра I_W , напряжение U_W , сопротивление обмотки напряжения r_V , максимальное показание по шкале прибора (общее количество делений шкалы) N , сопротивление добавочного сопротивления r_d , то пересчетный коэффициент ваттметра составит

$$K = \frac{I_W U_W (r_V + r_d)}{N r_V}.$$

Измерение мощности в однофазной цепи переменного тока. При отсутствии трансформаторов тока и напряжения измерение активной (и реактивной) мощности (с помощью ваттметра) не отличается от случая измерения

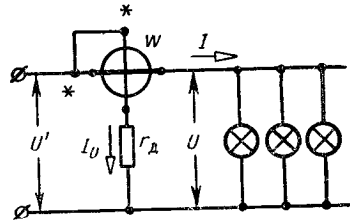


Рис. 17-8. Схема соединения однофазного ваттметра с добавочным сопротивлением.

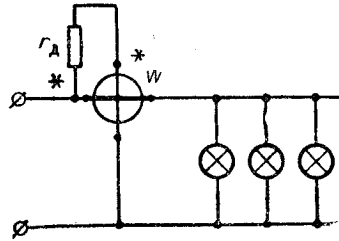


Рис. 17-9. Неправильная схема соединения ваттметра.

в цепи постоянного тока. Для измерения реактивной мощности используется «реактивный ваттметр», имеющий внутренний сдвиг параллельной обмотки на 90° . Специальная модификация однофазных ваттметров изготавливается для измерения в цепях с большим сдвигом (например, ваттметр типа Д542 для измерений при $\cos \varphi \approx 0,1$). Наиболее часто измерительные приборы мощности включаются через трансформаторы. В цепях напряжением до 1000 В используются только трансформаторы тока. Ваттметры активной и реактивной мощности включаются по схеме рис. 17-10. Для выравнивания потенциала между обмотками тока и напряжения зажимы J_1 и I_1 трансформатора тока соединяются. Заземления вторичной цепи трансформатора тока в этом случае не производится. Трансформатор тока по возможности устанавливается на проводе, соединенном с землей (фаза «нуль» в осветительных сетях).

При совпадении номинального тока токовой обмотки ваттметра и вторичной обмотки трансформатора тока пересчетный коэффициент ваттметра составит:

$$K = \frac{I_{T1} U_W}{N}, \text{ Вт (вар).}$$

В общем случае, когда $I_{T2} \neq I_W$ и напряжение обмотки ваттметра U_W меньше номинального напряжения сети, что требует

применения добавочного сопротивления величиной r_d , пересчетный коэффициент

$$K = \frac{I_{T1} I_W U_W (r_V + r_d)}{I_{T2} N r_V}$$

Включение добавочного сопротивления и его выбор должны соответствовать § 17-5 и 17-7, А.

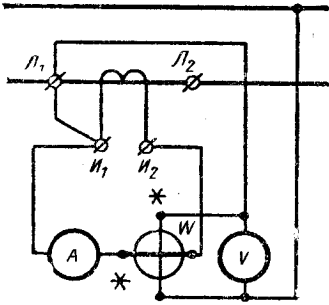


Рис. 17-10. Схема соединения ваттметра с трансформатором тока.

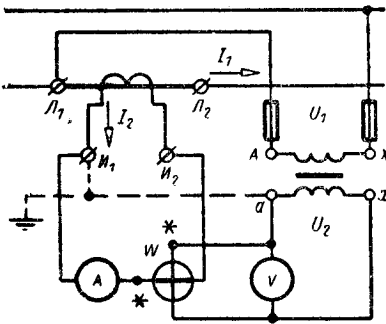


Рис. 17-11. Схема соединения ваттметра с измерительными трансформаторами.

В цепях напряжением выше 1000 В ваттметры включаются через трансформаторы тока и напряжения. Правильная схема включения изображена на рис. 17-11. Поскольку клеммы вторичной цепи трансформаторов тока (I_1) и напряжения (a) заземлены, потенциал между обмотками ваттметра выравнен.

Если при измерении в однофазной цепи зажим тока или напряжения ваттметра, обозначенный звездочкой, включить не к началу, а к концу вторичной обмотки соответствующего трансформатора, то изменится полярность показания прибора. Абсолютная величина показания не изменится. Если номинальный ток последовательной обмотки ваттметра (I_W) равен номинальному вторичному току трансформатора тока (I_{T2}), а напряжение параллельной обмотки (U_W) равно номинальному вторичному напряжению трансформатора напряжения (U_{T2}), то

пересчетный коэффициент ваттметра составит:

$$K = \frac{I_{T1} U_{T1}}{N}$$

где I_{T1} — номинальный первичный ток трансформатора тока; U_{T1} — номинальное первичное напряжение трансформатора напряжения.

В общем случае

$$K = \frac{I_{T1} I_W U_{T1} U_W}{I_{T2} U_{T2} N}$$

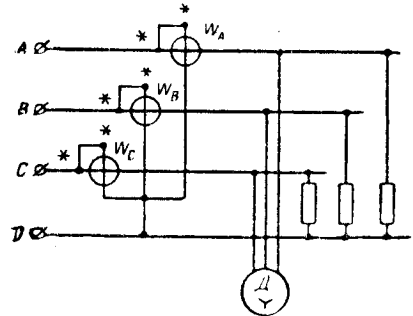


Рис. 17-12. Схема включения ваттметра в четырехпроводную сеть трехфазного тока.

Измерение активной мощности в трехфазных цепях. В четырехпроводной сети с произвольной нагрузкой мощность измеряется с помощью трех однофазных ваттметров, включенных в каждую фазу (рис. 17-12), либо с помощью трехэлементного ваттметра, включаемого аналогично:

$$P = P_A + P_B + P_C.$$

Аналогично производится и измерение при наличии трансформаторов тока или напряжения. В случае симметричной нагрузки достаточно включить один ваттметр в любую фазу. Тогда

$$P = 3P_{\text{ф.}}$$

Измерение мощности в трехпроводных цепях с симметричной нагрузкой может быть выполнено с помощью одного ваттметра. Для получения фазного напряжения используется схема с искусственной нулевой точкой. При наличии трансформаторов тока и напряжения схема изображена на рис. 17-13, а.

Для получения правильных результатов необходимо, чтобы величина каждого добавочного сопротивления (r_d) была равна сопротивлению обмотки напряжения ваттметра (r_V). Суммарная мощность $P = 3P_{\text{измер.}}$. Вместо схемы с искусственной нулевой точкой может быть применена схема с переключателем (рис. 17-3, б). Измеряются два показания ваттметра P_1 и P_2 при двух по-

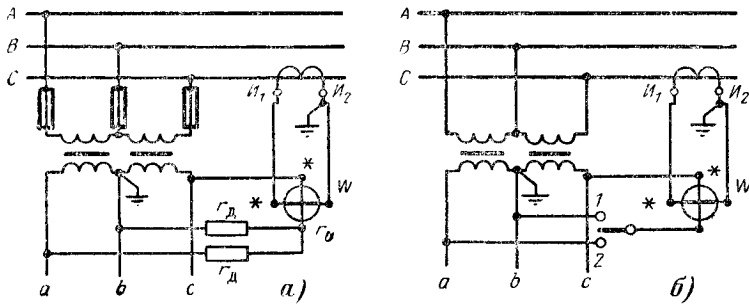


Рис. 17-13. Измерение мощности в трехпроводной цепи трехфазного тока при симметричной нагрузке.

a — схема с искусственной нулевой точкой; *b* — схема с переключателем.

ложениях переключателя. Суммарная мощность

$$P = P_1 + P_2.$$

Схема с переключателем неприемлема при неравномерной нагрузке. Цена давления (пересчетный коэффициент) ваттметра определяется, как и в случае измерения

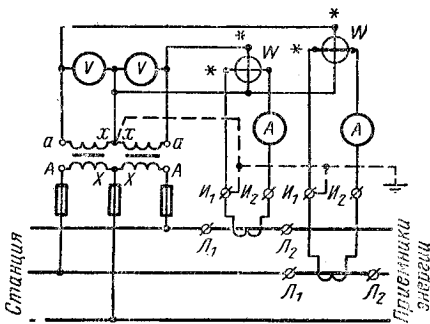


Рис. 17-14. Измерение мощности в трехпроводной цепи трехфазного тока (схема двух ваттметров).

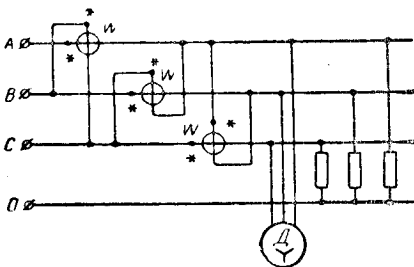


Рис. 17-15. Включение ваттметра активной мощности для измерения реактивной мощности в трехфазной четырехпроводной цепи.

в однофазной цепи. При несимметричной нагрузке в трехфазной цепи трехфазного тока мощность измеряется с помощью двух одноэлементных (однофазных) или одного двухэлементного ваттметра (рис. 17-14).

При наличии двух ваттметров суммарная мощность $P = P_1 + P_2$.

Измерение реактивной мощности в трехфазных цепях:

В четырехпроводной цепи реактивная мощность может быть измерена тремя одноэлементными или одним трехэлементным ваттметрами активной мощности. Схема включения приведена на рис. 17-15. В случае трехэлементных ваттметров суммарная реактивная мощность будет равна:

$$Q = \frac{1}{\sqrt{3}} (P_{измер1} + P_{измер2} + P_{измер3}), \text{ вар (квар)},$$

при трехэлементном ваттметре

$$Q = \frac{P_{измер}}{\sqrt{3}}, \text{ вар (квар)}.$$

При симметричной нагрузке в четырехпроводной цепи достаточно включить один одноэлементный ваттметр активной мощности, и тогда

$$Q = \sqrt{3} P_{измер}, \text{ вар (квар)}.$$

При наличии трансформаторов тока и напряжения схема аналогична. Цена деления определяется с учетом § 17-7, Б.

В случае симметричной нагрузки в трехпроводной цепи реактивная мощность может быть измерена одним однофазным ваттметром активной мощности (схема на рис. 17-16). Суммарная реактивная мощность $Q = \sqrt{3} P_{измер}$.

Реактивная мощность может быть измерена двумя ваттметрами активной мощности (рис. 17-14). Суммарная реактивная мощность равна:

$$Q = \sqrt{3} (P_1 - P_2), \text{ вар (квар)}.$$

При наличии двухэлементного ваттметра активной мощности реактивная мощность может быть измерена включением его по схеме рис. 17-14, но в одном из элементов следует токовый зажим, помеченный звездочкой, присоединить к выводу I_2 транс-

форматора тока. Полученный результат умножить на $\sqrt{3}$.

Наиболее точно при несимметричной нагрузке реактивная мощность измеряется тремя одноэлементными или одним трехэлементным ваттметрами активной мощности, включаемыми, как и при измерении в четырехпроводной цепи (рис. 17-15). Специ-

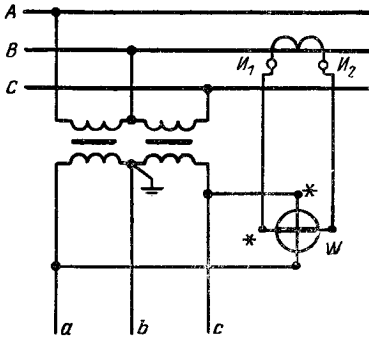


Рис. 17-16. Измерение реактивной мощности в трехпроводной цепи трехфазного тока с симметричной нагрузкой одноэлементным ваттметром активной мощности.

альные ваттметры реактивной мощности в принципе не отличаются от ваттметров активной мощности и имеют аналогичные схемы включения. Отградуированы они непосредственно в вольт-амперах реактивных.

Измерение мощности по счетчику. Активная и реактивная мощность при равномерной нагрузке может быть измерена по счетчику. Для этого необходимо отсчитать полное число оборотов диска D за время t (30—60 с). Мощность составит:

$$P = K \frac{3600D}{nt} \text{ кВт (для реактивного — квар);}$$

где n — число оборотов диска на 1 кВт·ч; K — пересчетный коэффициент счетчика. При несинусоидальном токе и напряжении применяются измерительные приборы с широким диапазоном номинальных частот (§ 17-4).

17-8. ИЗМЕРЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

В цепях переменного тока электрическая энергия измеряется счетчиками индукционной системы, в цепях постоянного тока — электродинамической и ферродинамической систем. Выпускаются счетчики электрической энергии постоянного тока, одно-, двух- и трехэлементные переменного тока (активные и реактивные). В принципе схемы включения счетчиков не отличаются от схем включения аналогичных ваттметров. Одноэлементные счетчики включаются со-

гласно схемам, изображенным на рис. 17-8, 17-10.

В трехфазных цепях электроэнергия, как правило, измеряется трехфазными счетчиками. Типовые схемы включения трехфазных счетчиков [Л. 17-3] приведены на рис. 35-35. Особо важно отметить, что начала обмоток счетчиков должны быть подключены к началам вторичных обмоток измерительных трансформаторов, фазировка которых производится в соответствии с § 17-6. Если звезда фазных напряжений искажена и токи нагрузки по фазе и величине не равны между собой, для измерения активной электрической энергии используются трехфазные четырехпроводные (в четырехпроводных сетях) или трехфазные трехпроводные двухэлементные счетчики (в трехпроводных сетях). Точное измерение реактивной энергии возможно только с помощью синусных счетчиков, у которых сдвиг на 90° осуществлен внутри счетчика, а не за счет принципиальной схемы обычного счетчика. Когда звезда фазных напряжений симметрична, а нагрузки по величине и фазе не равны между собой, для измерения энергии возможно применение любых двух- или трехэлементных счетчиков, а также двух или трех однофазных счетчиков, включенных согласно схеме рис. 17-14 (а также рис. 17-12 и 17-15). Счетчики прямого включения обеспечивают показания непосредственно (кВт·ч или квар·ч).

Для универсальных трансформаторных счетчиков, предназначенных для включения через трансформаторы тока и напряжения, имеющие любые коэффициенты трансформации (соответственно K_T и K_N), показания счетных механизмов умножаются на коэффициент

$$K = K_T K_N.$$

Для трансформаторных счетчиков, предназначенных для включения через измерительные трансформаторы, имеющие определенные, наперед заданные коэффициенты трансформации, счетные механизмы показывают расход электроэнергии непосредственно (кВт·ч, квар·ч). В некоторых случаях показания умножаются на десятичный коэффициент, проставляемый справа от постоянного знака светящего устройства. На щитке счетчика указываются номинальные коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов (например, $3 \cdot \frac{6000 \text{ В}}{100}$ $3 \cdot \frac{100 \text{ А}}{5}$). Номинальный ток и напряжение счетчика не указываются.

Если счетчик, предназначенный для работы с измерительными трансформаторами, имеющими коэффициенты трансформации $K_{T, \text{ном}}$ и $K_{N, \text{ном}}$, включен к измерительным трансформаторам с другими коэффициентами трансформации ($K_{T, \text{факт}}$ и $K_{N, \text{факт}}$), то его показания умножаются на коэффициент

$$K = \frac{K_{T, \text{факт}} K_{N, \text{факт}}}{K_{T, \text{ном}} K_{N, \text{ном}}}.$$

Таблица 17-3

Допустимые погрешности учетных счетчиков

Объект учета	Класс счетчиков	Класс измерительных трансформаторов
Трансформаторы понижающие		
а) свыше 60 МВ·А: активная энергия реактивная энергия	0,5 (1,0) 2,0	0,2 (0,5)
б) от 10 до 60 МВ·А: активная энергия реактивная энергия	1,0 2,0	0,5
в) до 10 МВ·А: активная энергия реактивная энергия	2,0 2,0; 2,5	0,5
Генераторы, МВт		
а) от 1 до 12	±1%	
б) свыше 12 до 100	±0,7%	
в) свыше 100	±0,5%	
	Допустимая погрешность счетчиков при нагрузках генераторов от 0,5 до 1 номинальной, коэффициенте мощности 1 и 0,5, нормальной частоте и напряжении	

Применяются счетчики активной энергии классов точности 0,5; 1,0; 2,0; (2,5), счетчики реактивной энергии — 2,0; 2,5; 3,0. Требования к классу счетчиков, устанавливаемых на некоторых присоединениях, приведены в табл. 17-3. Во всех случаях класс точности расчетных счетчиков непосредственного включения должен быть для активной энергии не ниже 2,5 и реактивной 3,0. Класс точности счетчиков, включенных через измерительные трансформаторы, должен быть при измерении активной энергии не ниже 2,0, реактивной — 2,0 или 3,0. При мощности присоединения 10 МВт и выше счетчик активной энергии должен быть класса 1,0 (0,5).

Класс трансформаторов тока и напряжения, к которым подключаются счетчики, должен соответствовать требованиям табл. 17-1 и 17-3. Допускается применение трансформаторов тока класса 1,0 при условии, что их действительная погрешность при нагрузке вторичной цепи не более 4 Ом не превышает погрешностей, допускаемых для трансформаторов тока класса 0,5.

Чувствительность счетчиков класса 2,0 и выше при $\cos \varphi = 1$ (реактивных при $\sin \varphi = 1$) гарантируется при нагрузке 0,5% номинальной. Для класса 2,5 и ниже — при 1%. Самоход счетчика отсутствует при напряжениях 80—110% номинального. При отсутствии нагрузки и таком напряжении допускается поворот диска счетчика в пределах одного оборота.

Допускается использование одних и тех же измерительных трансформаторов для приборов учета, измерительных приборов и устройств защиты при условии общей вторичной нагрузки, не превышающей номинальной. Счетчики размещаются в легкодоступных для обслуживания сухих помеще-

ниях с температурой в зимнее время не ниже 0°C и в летнее — не выше +40°C. Специальные счетчики могут работать при температуре от —15 до +25°C.

17-9. ИЗМЕРЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ

Коэффициент мощности (текущее значение) может быть определен путем измерения мощности, тока и напряжения. Для однофазной цепи (или при измерении фазных мощности, тока и напряжения трехфазной цепи)

$$\cos \varphi = \frac{P_{\Phi}}{I_{\Phi} U_{\Phi}}$$

Текущее значение $\cos \varphi$ можно также определить путем одновременного отсчета числа оборотов дисков счетчиков активной (D_a) и реактивной (D_p) энергии за одно и то же время (30—60 с). Для счетчиков, имеющих одинаковый пересчетный коэффициент,

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{n_a D_p}{n_p D_a},$$

где n_a , n_p — число оборотов диска счетчика на 1 кВт·ч (1 квар·ч).

При равномерной нагрузке и отсутствии счетчика реактивной энергии значение $\cos \varphi$ может быть определено по одному трехфазному двухэлементному (трехпроводному) счетчику активной энергии. Для этого на 30—60 с отключают цепь напряжения одного элемента (например, вынув предохранитель в фазе а вторичной цепи) и отсчитывают число оборотов диска. Затем эта цепь включается, отключается цепь на-

пряжения второго элемента (например, вынув предохранитель фазы *c* вторичной цепи), и за такое же время отсчитывается число оборотов диска. Затем цепь восстанавливается. Если D_2 — большее число оборотов диска, а D_1 — меньшее, то $\cos \varphi$ определяется отношением $D_1 : D_2$ ($n_1 : n_2$) в соответствии с графиком рис. 17-17. Если при

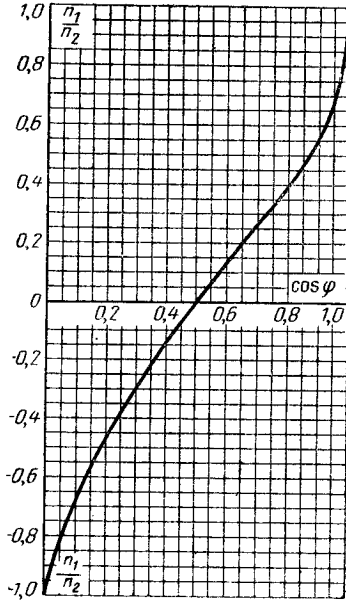


Рис. 17-17. Кривая для определения коэффициента мощности нагрузки по числу оборотов диска счетчика активной энергии.

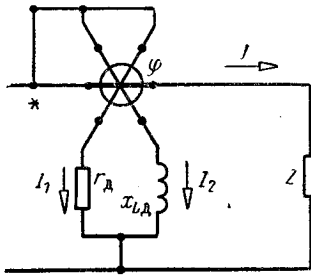


Рис. 17-18. Схема включения однофазного электродинамического фазометра (ЭЛФ).

одном из измерений диск будет вращаться в обратную сторону (при $\cos \varphi < 0,5$), то отношение берется со знаком минус.

Аналогично определяется $\cos \varphi$ при включении двух однофазных активных счетчиков по схеме рис. 17-14 или двух однофазных ваттметров. Во втором случае записываются показания ваттметров в делениях. Более точно коэффициент мощности измеряется с помощью фазометров. Приме-

няются фазометры электродинамической (схема включения для однофазной цепи приведена на рис. 17-18, для трехфазной — на рис. 17-19), ферродинамической (схема включения на рис. 17-20) и электромагнитной (схема включения на рис. 17-21) систем.

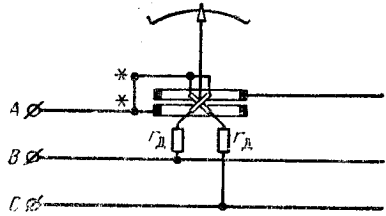


Рис. 17-19. Схема включения трехфазного электродинамического фазометра (Д-510).

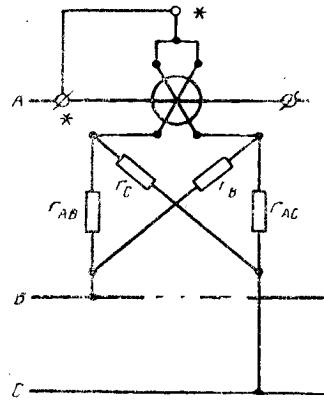


Рис. 17-20. Схема включения ферродинамического фазометра (Д342).

Переносные фазометры электродинамической системы можно применять только при симметричной нагрузке и симметричном напряжении. Их показания не зависят от

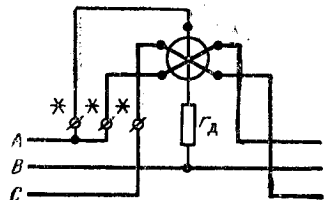


Рис. 17-21. Схема включения электромагнитного фазометра (ЭНД).

частоты (до 2 400 Гц). Щитовые фазометры выполняются ферродинамической или электромагнитной системы. Аналогично фазометры включаются при наличии трансформаторов тока и напряжения.

17-10. ИЗМЕРЕНИЕ ЧАСТОТЫ

Измерение частоты производится в обязательном порядке на каждой секции шин генераторного напряжения, а при распределении энергии только на повышенном напряжении — на каждой системе шин высшего напряжения. Частота измеряется также в точках возможного деления энергосистемы на несинхронно работающие части. Регистрирующие частотомеры устанавливаются на диспетчерских пунктах энергосистемы и на электростанциях мощностью 50 МВт и более, а на электростанциях, работающих изолированно, — при мощности 6 МВт и более. При возможности раздельной несинхронной работы генераторов регистрация частоты производится на каждой из таких частей.

При включении генератора на параллельную работу методом самосинхронизации необходимо обеспечить определение частоты невозбужденного генератора (при напряжении 0,1—0,3 номинального).

Для измерения при точной синхронизации на общем щитке (колонке) устанавливаются: два вольтметра (или двойной вольтметр), синхроскоп (или нулевой вольтметр), два частотомера (или двойной частотомер). Применяются частотомеры электродинамической (например, переносный типа Д506), ферродинамической (щитовой Д340), электромагнитной (ЭЧ) систем, а также выпрямительный частотомер с магнитоэлектрическим логометром. Частотомеры включаются на однофазное напряжение 36, 100, 127 или 220 В. Высокие частоты (от 100 Гц до 100 кГц) измеряются мостом для измерения частоты.

17-11. ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЙ

Сопротивление может быть измерено методом вольтметра-амперметра при питании постоянным током. Если измеряемое сопротивление достаточно велико ($r_x \geq 100 r_a$), то используется схема рис. 17-22, а, если достаточно мало ($r_x \leq r_v/100$), то рис. 17-22, б. Точное значение сопротивления в первом случае равно:

$$r_x = \frac{U_v}{I_a} r_a,$$

во втором

$$r_x = \frac{U_v}{I_a - \frac{U_v}{r_v}}.$$

При указанных выше соотношениях между измеряемым сопротивлением (r_x) и сопротивлением цепей амперметра (r_a) и вольтметра (r_v) величина измеряемого сопротивления составляет:

$$r_x = \frac{U_v}{I_a}.$$

Если измеряемое сопротивление соизмеримо с сопротивлением вольтметра, оно может быть измерено методом вольтметра по схеме рис. 17-23. В положении переключателя 1 измеряется напряжение сети U , а в положении 2 — напряжение на вольт-

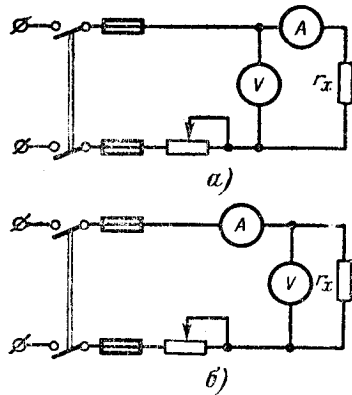


Рис. 17-22. Схема для измерения сопротивления методом вольтметра-амперметра.

а — $r_x \gg r_a$; б — $r_x \ll r_v$.

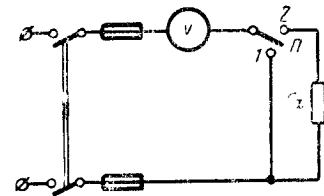


Рис. 17-23. Схема для измерения сопротивления методом вольтметра.

метре U_v при последовательном соединении с r_x . Измеряемое сопротивление равно:

$$r_x = r_v \left(\frac{U}{U_v} - 1 \right).$$

При измерении очень малых сопротивлений по схеме рис. 17-23, б вносится погрешность за счет сопротивления переходных контактов. Для получения точных результатов вольтметр должен подключаться (к потенциальным зажимам или щупами) к измеряемому сопротивлению после токовых зажимов. При измерении очень больших сопротивлений (сопротивление изоляции) необходимо учитывать сопротивление изоляции самой измерительной установки, которое оказывается подключенным параллельно измеряемому сопротивлению. Эти замечания по измерению очень малых и очень больших сопротивлений справедливы при любом методе измерения.

Непосредственное измерение сопротивления возможно с помощью омметров (мегаомметров). Омметры с однорамочным измерительным механизмом (например, М-371) выпускаются с параллельной схемой (пре-

дел измерений до 100 Ом) и с последовательной схемой (свыше 100 Ом до 10 МОм). Омметры с двухрамочным измерительным механизмом (омметры-логометры) более точны. Некоторые из них помимо измерительных зажимов имеют третий зажим для присоединения экрана — для отвода поверхностного тока помимо измерительной рамки (например, мегомметр М-1101).

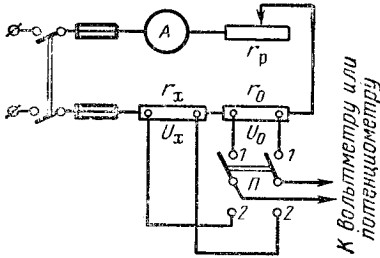


Рис. 17-24. Схема для измерения малых сопротивлений методом сравнения с образцовым сопротивлением.

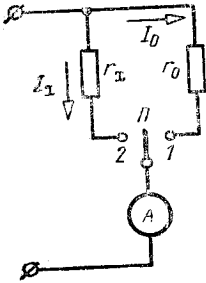


Рис. 17-25. Схема для измерения средних сопротивлений методом замещения.

При измерении сопротивлений широко используются приборы и методы сравнения. Измерение малых сопротивлений методом сравнения с образцовым сопротивлением r_0 производится по схеме рис. 17-24. Измерив U_x и U_0 , определяют

$$r_x = r_0 \frac{U_x}{U_0}$$

Сопротивления r_0 и r_x должны быть одного порядка.

Для измерения средних сопротивлений пользуются схемой рис. 17-25. Здесь

$$r_x = r_0 \frac{I_0}{I_x}$$

При измерении больших сопротивлений вместо амперметра ставится гальванометр с многопредельным шунтом.

На принципе сравнения основана работа измерительных мостов. Одинарный мост позволяет измерить сопротивления величиной от 0,01 до 100 000 Ом с точностью до

$\pm 0,2\%$ (например, Р316). Для измерения малых сопротивлений используется двойной мост (мост Томпсона). С помощью двойного моста (например, Р329) измеряются сопротивления от 10^{-6} до 1 000 Ом с точностью до 0,05—0,1%. Основное отличие двойного моста от одинарного — разделение токовых и потенциальных цепей. Потенциальные зажимы моста присоединяются непосредственно к измеряемому сопротивлению (например, обмотке электрической машины), с тем чтобы исключить влияние переходных сопротивлений токовой цепи.

Измерение сопротивления изоляции производится мегомметром. За величину

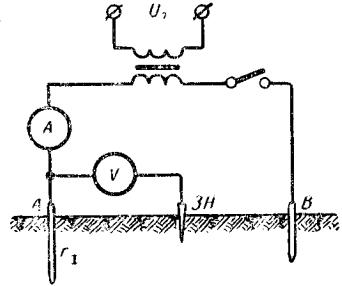


Рис. 17-26. Схема измерения сопротивления заземления амперметром и вольтметром.

сопротивления принимается установившееся показание прибора. При измерении на крупном оборудовании, кабельных и воздушных линиях переходный процесс (связанный с зарядом емкостей) может протекать в течение 1—2 мин. Допускается измерение сопротивления изоляции сети без отключения приемников, если полученная величина $r_{из}$ окажется в пределах требований [Л. 17-1]. Измерив сопротивление каждой фазы относительно земли, определяют:

$$r_{из} = \frac{r_A' r_B' r_C}{r_A' r_B' + r_B' r_C + r_C r_A}$$

В эксплуатации осуществляется непрерывный контроль изоляции установок, находящихся под напряжением. Такие устройства устанавливаются в сетях напряжением выше 1 кВ с малыми токами замыкания на землю, в электроустановках напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью и в электроустановках постоянного тока с изолированной средней точкой.

Простейшим способом контроля изоляции является включение в цепи переменного тока трех, в цепях постоянного тока двух вольтметров (между каждой фазой и землей). При нарушении изоляции одной из фаз показания присоединенного к ней вольтметра уменьшаются, а в двух других фазах — увеличиваются.

При напряжении выше 1 кВ вольтметры включаются через три однофазных или

один пятинстержневой трехфазный трансформатор напряжения. Измерение сопротивления заземления может производиться либо методом вольтметра-амперметра (схема рис. 17-26), либо измерителями сопротивления заземления.

В первом случае сопротивление вольтметра должно быть значительно больше сопротивления зонда ZH . Применяются вольтметры электростатической, электронной или детекторной систем. Метод вольтметра-амперметра обеспечивает высокую точность, в том числе и при малых сопротивлениях. При отсутствии второго естественного заземления заземлитель B делается искусственным.

При сопротивлениях 1 Ом и выше (до 1000 Ом) используются измерители сопротивления заземления (например, МС-08, М-1103).

17-12. САМОПИШУЩИЕ ПРИБОРЫ

Самопишущие приборы применяются для записи тока, напряжения, мощности, частоты и других величин. Самопишущие приборы выпускаются с непрерывной и точечной записью. Приборы с непрерывной записью обеспечивают измерение и регистрацию одной величины. Полученные графики позволяют определить средние, среднеквадратичные, максимальные значения величины и другие параметры. Приборы с точечной записью позволяют измерять поочередно несколько величин. Каждая величина отмечается на ленте точками своего цвета.

Измерительный механизм (обычно магнитоэлектрической или ферродинамической системы) и способы включения самопишущих приборов в принципе не отличаются от измерительной системы и способа включения показывающих приборов. Лентопротяжной механизм приводится микродвигателем переменного или постоянного тока.

В тех случаях, когда по записи прибора производится анализ аварийных режимов работы, используются самопишущие приборы, предназначенные для работы в нормальных и аварийных режимах (например, вольтметры и амперметры типа Н385, частотомеры Н388). Они представляют собой выпрямительные приборы с быстрым успокоением (0,2 с). Движение бумаги в нормальном режиме происходит с небольшой скоростью, а при аварийном режиме увеличивается в несколько сотен раз. (Например, приставка типа Р335 к указанным приборам при нормальном режиме обеспечивает перемещение бумаги со скоростью 60 мм/ч, а при аварийном — 36 000 мм/ч в течение 24 с.)

Наиболее качественная запись получается при скорости бумаги (которая изменяется с помощью сменных шестерен) в 30—60 раз больше максимальной скорости пера. При малых скоростях записи применяются капиллярные перья и неподвижные чернильницы, при больших — перья чернильницы.

23*

17-13. ОСЦИЛЛОГРАФЫ

Осциллографы применяются для записи кривых быстро изменяющихся величин. Только осциллограф, например, позволяет проанализировать наличие высших гармоник в синусоидах переменного тока или напряжения.

Электромеханические (светолучевые) осциллографы позволяют наблюдать и записывать электрические величины частотой до 2 кГц или аperiodические величины длительностью не менее 1 мс. Измерительные механизмы обычно магнитоэлектрической или ферродинамической системы. Осциллограф позволяет производить визуальные наблюдения и фотографирование одновременно нескольких величин (8 и более). Масштаб времени определяется по отметчику времени (обычно 500 Гц) или по записи процесса заданной частоты (например, 50 Гц). Вибраторы (измерительные механизмы) применяются с шунтами или добавочными сопротивлениями. К большинству светолучевых осциллографов прилагаются (например, Н102, МПО-2) магазины шунтов и добавочных сопротивлений.

На рис. 17-27 изображены схемы включения вибраторов светолучевого осциллографа при наиболее часто встречающихся измерениях. Шунты, имеющиеся в магазинах шунтов и добавочных сопротивлений, позволяют измерять токи до нескольких ампер (в осциллографах Н102 и МПО-2 до 6 А). Схема включения вибратора для этого случая приведена на рис. 17-27, а. При измерении больших значений тока вибратор включается через добавочное сопротивление к измерительным клеммам шунта (рис. 17-27, б). Мощность, потребляемая цепью вибратора, незначительная, и погрешность при номинальном токе шунта 7,5 А и более практически не сказывается. При измерении переменного тока вибратор включается по схеме рис. 17-27, в или г. Схема рис. 17-27, г в некоторых случаях либо не обеспечивает достаточного отклонения луча вибратором, либо (при уменьшении величины r_d) вызывает уменьшение показаний амперметра, в связи с чем может применяться при наличии двух и более амперметров.

Напряжение измеряется при подключении вибратора с добавочным сопротивлением параллельно вольтметру (рис. 17-27, д).

Вибратор мощности имеет четыре вывода. Токовые выводы (I) включаются в рассечку вторичной цепи трансформатора тока. Токовая катушка наиболее часто имеет номинальный ток 5 А. При измерениях в трехфазной цепи катушка напряжения вибратора включается в схему искусственной звезды (см также рис. 17-13, а). Плечи двух других фаз могут быть подобраны добавочными сопротивлениями, имеющимися в магазине осциллографа (рис. 17-27, е). Для правильного измерения необходимо выполнить условие

$$r_{d1} = r_{d2} = r_b + r_d$$

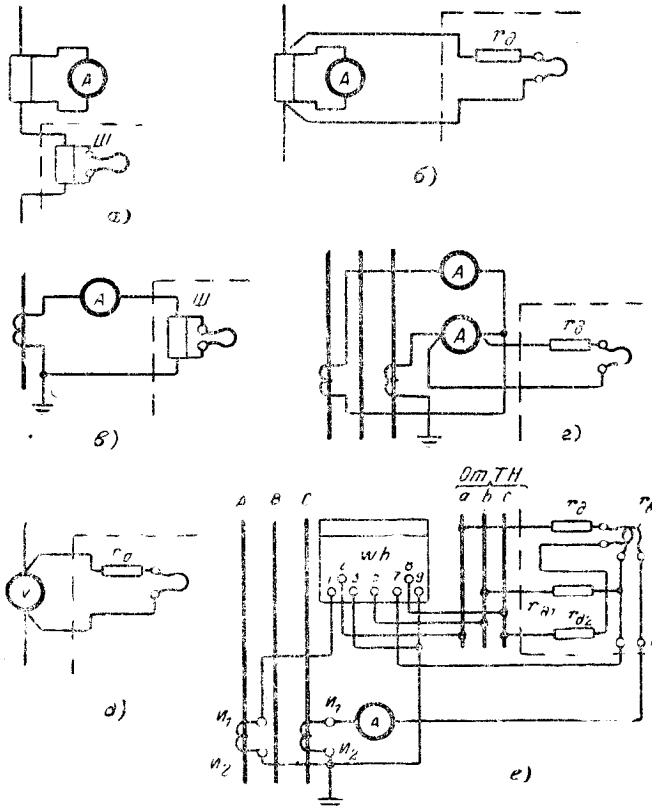


Рис. 17-27. Включение вибраторов светолучевого осциллографа.

а — измерение постоянного тока малой величины; **б** — измерение постоянного тока большой величины; **в** — измерение переменного тока при наличии на присоединении одного амперметра; **г** — измерение переменного тока при наличии на присоединении двух или трех амперметров; **д** — измерение напряжения; **е** — измерение мощности.

Масштаб измеряемой величины можно рассчитать, зная параметры добавочного сопротивления (шунта), вибратора, степень увеличения и т. д. Однако такой расчет трудоемок. Проще и точнее можно определить масштаб, сняв предварительно (или после осциллографирования процесса) осциллограмму какого-либо установившегося режима с одновременным определением измеряемой величины показывающим измерительным прибором.

В цепях постоянного тока отсчет ведется от нулевой линии. На рис. 17-28, **а** приведен отрезок ленты осциллографа. На первой осциллограмме снята величина (например, ток) в установившемся режиме, на второй — переходный процесс. Масштаб составит:

$$m = \frac{I_{уст}}{l}, \text{ А/мм (кА/мм)},$$

где $I_{уст}$ — измеренный ток в установившемся режиме.

При осциллографировании аperiodического процесса в цепи переменного тока из-

мерение ударного значения величины (например, тока короткого замыкания) производится также от нулевой линии (величина n на рис. 17-27, **б**). Однако масштаб приходится определять по эффективной величине тока $I_{уст}$, измеренной амперметром. На осциллограмме, снятой для определения масштаба, удобнее измерять двойное амплитудное значение величины (l , мм). Масштаб для измерения мгновенного значения тока составит:

$$m_l = \frac{I_{уст} \sqrt{2} \cdot 2}{l}, \text{ А/мм (кА/мм)}.$$

При осциллографировании симметричного периодического процесса нет необходимости записывать нулевую линию. Обработка ведется путем измерения двойной амплитуды тока или другой величины (величина n на рис. 17-27, **в**). Масштаб для эффективного значения тока определяется относительно двойной амплитуды

$$m_l = \frac{I_{уст}}{l}.$$

Для вывода на экран и регистрации нулевой линии большинства светолучевых осциллографов требуется установка вибратора. Электронные осциллографы позволяют вести наблюдение и измерение непосредственно на экране. Выпускаются электронные осциллографы с холодными и накаливаемым катодом. В осциллографах с холодным

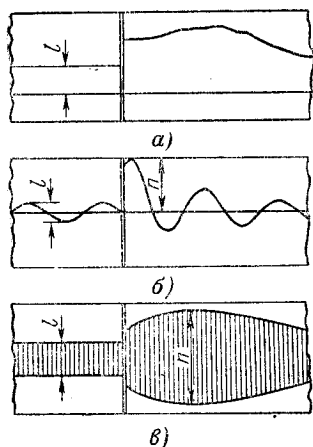


Рис. 17-28. Определение масштаба осциллограмм при измерении:

a — в цепи постоянного тока; *б* — аperiodического процесса в цепи переменного тока; *в* — периодического процесса.

катодом для получения электронного луча используется явление электростатической эмиссии, что требует создания между катодом и анодом поля с большой напряженностью (напряжение порядка 70 кВ и более). Применяются также осциллографы в измерительной технике высокого напряжения.

В осциллографах с накаливаемым катодом для получения электронного луча используется явление термоэлектронной эмиссии. Такие осциллографы применяются для получения кривых напряжения и тока, измерения напряжения, тока, частоты, $\cos \varphi$, интервалов времени и т. д.

Осциллографы выпускаются однолучевыми (например, типов ЭНО-1, ЭМО-2, ЭО-7, ЭО-52М) и двухлучевыми (например, типа ДЭСО-1, ОК-21, ОК-17М). Для одновременного исследования двух периодически изменяющихся величин на однолучевом осциллографе применяются электронные коммутаторы (например, типа ЭК-1), поочередно включающие эти величины, что приводит к получению на экране одновременно двух кривых.

17-14. ИЗМЕРЕНИЕ СРЕДНИХ И СРЕДНЕКВАДРАТИЧНЫХ ТОКОВ

В общем случае средние и среднеквадратичные значения токов могут быть определены путем обработки (ручной или меха-

низированной) графиков, полученных с помощью самопишущих приборов, либо осциллограмм. Однако процесс обработки сложен и вносит существенные погрешности. Если в течение интересующего периода времени (T) величина напряжения в сети оставалась практически неизменной, то среднее значение тока может быть определено по расходу активной (\mathcal{E}_a) и реактивной (\mathcal{E}_p) электроэнергии за этот период.

Среднее значение мощности составит:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\mathcal{E}_a}{T},$$

а среднее значение тока в трехфазной сети

$$I_{\text{ср}} = \frac{\mathcal{E}_a}{\sqrt{3} U \cos \varphi_{\text{с.в.}} T},$$

где средневзвешенное значение коэффициента мощности $\cos \varphi_{\text{с.в.}}$ определяется через

$$\text{tg } \varphi_{\text{с.в.}} = \frac{\mathcal{E}_p}{\mathcal{E}_a}.$$

Среднее значение тока может быть определено по счетчику ампер-часов, а среднеквадратичное значение — по счетчику ампер-квadrat-часов.

Счетчик ампер-часов (Ah) имеет одну токовую катушку, а катушка напряжения заменена постоянным магнитом. Измерив величину Ah за время T , получают среднее значение тока

$$I_{\text{ср}} = \frac{Ah}{T}, \text{ А (кА).}$$

Такие счетчики могут быть изготовлены для измерения в сетях переменного и постоянного тока. При измерениях с измерительным шунтом или трансформатором тока вводятся соответствующие коэффициенты (§ 17-3, § 17-4).

В счетчике ампер-квadrat-часов (A^2h) переменного тока катушка напряжения заменена второй токовой катушкой:

$$I_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{A^2h}{T}}, \text{ А (кА).}$$

Счетчик ампер-квadrat-часов постоянного тока, изготовленный на базе счетчика электроэнергии постоянного тока, практически непригоден к работе. Практически пригодный счетчик ампер-квadrat-часов постоянного тока может быть изготовлен, например, на базе магнитного усилителя [Л. 17-6].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

17-1. Правила устройств электроустановок. М., «Энергия», 1965.

17-2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. М., «Энергия», 1969.

17-3. Справочник по электропотреблению в промышленности. Под редакцией Г. П. Минина и Ю. В. Копытова. М., «Энергия», 1969.

17-4. Попов В. С. Электротехнические измерения. М., «Энергия», 1968.

17-5. Справочник по релейной защите. Под ред. М. А. Берковича. М., Госэнергоиздат, 1963.

17-6. Голоднов Ю. М. Счетчик ампер-квadrat-часов постоянного тока. — «Вестник электропромышленности», 1961, № 4.

17-7. Электрические измерения. Под ред. А. В. Фремке. М., Госэнергоиздат, 1963.

17-8. Вострокнутов Н. Г. Электрические измерения. М., «Высшая школа», 1966.

17-9. Чертов А. Г. Международ-

ная система единиц измерений. М., «Высшая школа», 1967.

17-10. Грибанов Ю. И. Измерение слабых токов, зарядов и больших сопротивлений. М., Госэнергоиздат, 1962.

17-11. Карандеев К. Б. Специальные методы электрических измерений. М., Госэнергоиздат, 1963.

17-12. Илюкович И. М. Электрические счетчики. М., Госэнергоиздат, 1963.

17-13. Куликовский Л. Ф. Автоматические информационные измерительные приборы. М., «Энергия», 1966.

17-14. Электронизмерительные приборы, номенклатурный справочник. Отделение научно-технической информации по приборостроению, средствам автоматизации и системам управления, 1965.

РАЗДЕЛ ВОСЕМНАДЦАТЫЙ

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ЗАЩИТА ПРЕДОХРАНИТЕЛЯМИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

18-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Релейной защитой называются специальные устройства, состоящие из реле и других аппаратов, которые обеспечивают автоматическое отключение поврежденного элемента электрической цепи, если данное повреждение представляет собой непосредственную опасность для этой цепи, или приводят в действие сигнальные устройства, если такая опасность отсутствует.

Релейная защита должна удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Релейная защита должна быть избирательной (селективной), т. е. отключать высоковольтными выключателями или автоматами только поврежденный участок электрической цепи.

2) Релейная защита должна иметь минимально возможное время срабатывания. В определенных случаях для увеличения скорости действия допускается неизбирательность защиты, работающей в сочетании с устройствами автоматики (АПВ, АРВ), устраняющими эту неизбирательность.

По времени действия релейные защиты можно подразделить на быстродействующие и с выдержкой времени.

3) Релейная защита должна быть достаточно чувствительной ко всем видам повреждений и ненормальным режимам работы на защищаемом участке электрической цепи.

Чувствительность защиты оценивается коэффициентом чувствительности, определяемым как отношение:

а) изменившихся параметров (например, тока при двухфазном к. з. в пределах защищаемой зоны) к параметрам срабаты-

вания в случае защит, действующих на увеличение величин;

б) параметров срабатывания к изменившимся параметрам в случае защит, действующих на уменьшение величин при нарушении нормального режима работы электрической цепи.

4) Релейная защита должна быть надежной. Надежность обеспечивается применением высококачественных и надежно работающих реле и других аппаратов, выполнением более простых схем защит с возможно меньшим числом реле, контактов и цепей, тщательным выполнением монтажа и постоянным наблюдением и уходом за защитными устройствами.

Основными параметрами схем релейной защиты являются:

1) Ток срабатывания защиты $I_{с.з}$ и ток срабатывания реле $I_{с.р}$, представляющие собой минимальные токи (соответственно первичный ток и ток в обмотке реле), при которых надежно срабатывают защита и реле

$$I_{с.р} = \frac{\kappa_{сх}\kappa_{н}}{\kappa_{в}\kappa_{т.т}} I_{с.з},$$

где $\kappa_{сх}$ — коэффициент схемы; $\kappa_{н}$ — коэффициент надежности; $\kappa_{в}$ — коэффициент возврата; $\kappa_{т.т}$ — коэффициент трансформации трансформатора тока.

Аналогично определяются напряжение и мощность срабатывания реле.

2) Коэффициент схемы $\kappa_{сх}$ — отношение тока в обмотке реле к току во вторичной обмотке трансформатора тока в номинальном симметричном режиме.

3) Коэффициент надежности $\kappa_{н}$, который учитывает погрешность работы реле

и трансформаторов тока, кратковременные перегрузки и неточности расчетов; принимается от 1,2 и выше в зависимости от назначения защиты.

4) Коэффициент возврата κ_B — отношение тока (или напряжения) возврата I_B к току (или напряжению) срабатывания реле

$$\kappa_{B.T} = \frac{I_B}{I_{c.p.}} \text{ или } \kappa_{B.H} = \frac{U_B}{U_{c.p.}}$$

Чем выше κ_B , тем более чувствительна защита.

5) Ток возврата I_B — максимальный ток, при котором подвижные части реле возвращаются в исходное положение.

6) Коэффициент трансформации $\kappa_{T.T}$ трансформатора тока — отношение числа витков первичной обмотки к вторичной.

7) Коэффициент чувствительности защиты $\kappa_{\text{ч}}$ — отношение минимального тока $I_{\text{к.з}}$ в конце защищаемой зоны (например, в конце линии или на шинах низшего напряжения трансформатора) при двухфазном к. з. к току срабатывания реле

$$\kappa_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з}}}{\kappa_{T.T} I_{c.p.}}$$

При проектировании релейной защиты следует учитывать практически вероятные случаи повреждения или аварийные режимы работы.

18-2. ЗАЩИТА ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Релейная защита отдельных элементов системы электроснабжения осуществляется как на оперативном переменном, так и на оперативном постоянном (выпрямленном) токе. Применение оперативного постоянного тока с источником питания от аккумуляторных батарей должна быть обосновано в каждом отдельном случае. При выполнении защиты предусматривается резервирование, заключающееся в обеспечении действия защиты каждого элемента электрической системы при повреждениях на смежном элементе (по направлению от источника питания) на случай отказа его защиты или выключателя. Отдельная резервная защита выполняется в тех случаях, когда основная защита данного участка по принципу своего действия не может выполнять функции резервной защиты при повреждениях на смежном участке, например продольные и поперечные дифференциальные защиты и др.

В сетях с большим током замыкания на землю выбирается такой режим нейтрали силовых трансформаторов, при котором ток замыкания на землю обеспечивали бы действие защиты при всех возможных режимах системы.

Допускается использование одних и тех же вторичных обмоток трансформаторов

тока для питания устройств релейной защиты, измерительных приборов и счетчиков, за исключением цепей дифференциальной защиты генераторов, трансформаторов и шин.

В сетях с малым током замыкания на землю для защит от замыканий на землю и для газовой защиты трансформаторов на подстанциях без постоянного тока в качестве источника оперативного переменного тока используются трансформаторы напряжения, а для газовой защиты также питание со стороны низшего напряжения защищаемого трансформатора.

В табл. 18-1 приведены основные сведения по защите отдельных элементов системы электроснабжения.

18-3. ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ

На генераторах, работающих на сборные шины, напряжением более 1000 В и мощностью более 1000 кВт устанавливаются релейные защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) от междуфазных к. з. в обмотке статора и на ее выводах;
- 2) от однофазных замыканий на землю (корпус) в обмотке статора;
- 3) от витковых замыканий в обмотке статора;
- 4) от замыканий на землю в цепи возбуждения (ротора) генератора;
- 5) от прохождения в обмотке статора токов короткого замыкания при внешних повреждениях;
- 6) от прохождения в обмотке статора токов перегрузки генератора;
- 7) от повышения напряжения на зажимах генератора при внезапных сбросах нагрузки.

Для защиты от междуфазных коротких замыканий в обмотке статора и на ее выводах устанавливается продольная дифференциальная защита, действующая на отключение. Если на генераторе предусмотрена защита от однофазных замыканий на землю, действующая на отключение генератора, то дифференциальная токовая защита предусматривается в двухфазном исполнении. Для отключения генератора при двойных замыканиях на землю дополнительно к дифференциальной защите в этом случае устанавливается защита от двойных замыканий на землю, выполняемая с использованием тех же трансформаторов тока, что и для защиты от однофазных замыканий на землю (рис. 18-5). При таком выполнении дифференциальной защиты число трансформаторов тока уменьшается на два, а чувствительность защиты к двойным замыканиям на землю увеличивается. Если на генераторе не предусматривается защита от однофазных замыканий на землю, то дифференциальная токовая защита выполняется трехфазной.

Таблица 18-1

Защиты отдельных элементов системы электроснабжения

Защищаемые элементы	Характер повреждения или нарушения ненормального режима работы											
	Многофазное к. з.	Замыкание на землю	Витковое замыкание	Сверхток при внешнем к. з.	Перегрузка	Замыкание на землю в обмотке возбуждения		Понижение уровня масла и другие внутренние повреждения	Понижение напряжения	Повышение скорости вращения	Выпадение из синхронизма	Повышение напряжения на зажимах гидрогенератора, компьютера
						в двух точках	в одной точке					
Генераторы выше 1000 кВт	0	0 ¹	0	0	C/O ²	C/O ³	C ⁴	—	—	O ⁵	—	O
Генераторы ниже 1000 кВт	0	0 ¹	—	0	C/O ²	—	—	—	—	O ⁵	—	O
Трансформаторы выше 2 кВ	0	0 ^{6,7}	0	0	C/O	—	—	O ⁷	—	—	—	—
Кабельные линии 2—10 кВ	0	O/C ⁸	—	—	C/O ⁹	—	—	—	—	—	—	—
Воздушные линии 2—10 кВ	0	O/C ⁸	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Воздушные линии 35 кВ	0	C ¹⁰	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Воздушные линии 110—220 кВ	0	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Сборные шины	0	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Двигатели до 1 кВ	0	—	—	—	O ¹¹	—	—	—	O ^{12,13}	O ⁵	—	—
Двигатели свыше 1 кВ	0	O ¹⁴	—	—	C/O ¹⁵	—	—	—	O ^{12,13}	—	O	—

¹ Устанавливается при емкостном токе замыкания на землю в сети генераторного напряжения 5 А и более и действует на отключение; при токах замыкания на землю менее 5 А защита может не устанавливаться. Для сигнализации замыкания на землю используется устройство контроля изоляции.

² Защита должна действовать на сигнал. На гидроэлектростанциях без постоянного обслуживающего персонала с меньшими выдержками времени — на сигнал и снижение тока возбуждения, а с большими — на отключение генератора и АГП.

³ Устанавливается на турбогенераторах. Как правило, выполняется с действием на сигнал, а на турбогенераторах с проволочными бандажами, повышенной вибрацией и т. д. — на отключение.

⁴ Устанавливается только у гидрогенераторов и у двигателей постоянного тока, если повышение скорости вращения может привести к опасности для жизни людей или повреждению оборудования и значительным убыткам.

⁵ Устанавливается, когда это требуется по условиям работы, в сети с большим током замыкания на землю.

⁶ Газовая защита устанавливается на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше; на цеховых трансформаторах 400 кВ·А и выше действует также при понижении уровня масла.

⁷ Защита выполняется: а) на отключение, если это требуется по условиям техники безопасности; б) на сигнал — в сложных сетях, где при помощи устройства контроля изоляции не обеспечивается достаточно быстрое отыскание места повреждения; в остальных случаях не устанавливается.

⁸ Устанавливается только тогда, когда по режиму работы возможны опасные перегрузки.

⁹ Устанавливается в сетях, где отыскание места повреждения при помощи устройств контроля изоляции затруднительно.

¹⁰ Не устанавливается: а) при повторно-кратковременном режиме работы; б) при номинальном токе, меньшем 4 А, если защита осуществляется плавкой вставкой на 4 А; в) при длительном режиме, если перегрузка по условиям работы электропривода маловероятна (не перегружающиеся вентиляторы, центробежные насосы и т. п.).

¹¹ Устанавливается: а) при недопустимости прямого включения в сеть; б) при недопустимости самозапуща; в) у двигателей, отключение которых при прекращении питания необходимо для надежного самозапуща ответственных двигателей.

¹² Для двигателей с малой длительностью пуска допускается в качестве защиты от понижения напряжения использовать защиту от перегрузки.

¹³ Устанавливается только при токах замыкания на землю 10 А и более.

¹⁴ Может действовать и на разгрузку.

¹⁵ Защита действует на отключение при возможности ресинхронизации или автоматического повторного пуска и при выпадении из синхронизма.

Примечание. O — защита действует на отключение поврежденного элемента; C — защита действует на сигнал.

При выполнении продольной дифференциальной защиты с реле типа ЭТ для ограничения тока небаланса, протекающего по реле при внешних к. з., последовательно с реле включается активное сопротивление. Это сопротивление уменьшает постоянную времени контура трансформатора тока, что

способствует более быстрому затуханию апериодической составляющей тока. При выполнении защиты с реле прямого действия типа РТМ последовательное сопротивление не включается, так как эти реле имеют большое собственное сопротивление. При выполнении защиты с токовыми реле

типа РНТ ток небаланса ограничивается насыщающимися трансформаторами, встроенными в эти реле.

Для защиты от междофазных замыканий генератора, не имеющих выводов со стороны нейтрали статора, а также для генераторов мощностью до 1000 кВт, работающих параллельно с другими генераторами, предусматривается токовая отсечка без выдержки времени (если она удовлетворяет требованиям чувствительности).

Для защиты от междофазных замыканий генераторов мощностью до 1000 кВт, работающих изолированно, используется максимальная токовая защита, устанавливаемая со стороны нейтрали генератора.

Для защиты генераторов от однофазных замыканий на землю применяется максимальная токовая защита нулевой последовательности, которая при токах замыкания на землю, равных или более 5 А, или наглухо заземленной нулевой точке генератора действует на отключение выключателя генератора с выдержкой времени 0,5—2,0 с. Для обеспечения требуемой чувствительности эта защита выполняется с питанием токовых реле от специальных трансформаторов тока нулевой последовательности шинного (ТНПШ) и кабельного (ТНК) типов.

При емкостных токах замыкания на землю менее 5 А специальная защита от замыканий на землю, действующая на отключение, не устанавливается. Для сигнализации замыканий на землю в этом случае используется устройство контроля изоляции, установленное на сборных шинах.

Как показывает опыт эксплуатации, при выполнении защиты с ТНПШ токи небаланса, обусловленные несимметричным расположением шин относительно вторичной обмотки ТНПШ, могут достигать большой величины при внешних коротких замыканиях (к. з.). Для предотвращения ложных срабатываний реле (8Т на рис. 18-1), предназначенного для действия защиты при однофазных замыканиях на землю в обмотке статора генератора, предусматривается блокировка с помощью другого реле, получающего питание при срабатывании максимальной токовой защиты от внешних к. з. и выводящего из действия защиту от однофазных замыканий на землю. При выполнении защиты с ТНП токи небаланса имеют значительно меньшую величину, и блокировочное реле 9Т в этом случае не требуется.

При двойных замыканиях на землю, одно из которых находится в обмотках статора генератора, а второе — в сети, предусматривается защита (реле 7Т), действующая на отключение генератора без выдержки времени. Ток срабатывания реле 8Т должен быть отстроен от тока небаланса в нормальном режиме и от бросков емкостного тока при внешних к. з.

$$I_{с.р} = \frac{K_{н1}}{K_{т.г}} I_{нб};$$

$$I_{с.р} = \frac{K_{н1}K_6}{K_{т.г}} I_c,$$

где $K_{н1}$, $K_{н2}$ — коэффициенты надежности, равные соответственно 2 и 1,1; K_6 — коэффициент, учитывающий бросок намагничивающего тока при неустойчивом режиме, равный 1,5—2,5 для защит, выполняемых с выдержкой времени; I_c — емкостный ток генератора

$$I_{нб} = I_{нб.нс} + I_{нб.пм},$$

где $I_{нб.нс}$ — ток небаланса, обусловленный несимметричным расположением фаз кабелей или шин относительно обмоток трансформатора тока нулевой последовательности; $I_{нб.пм}$ — ток небаланса, обусловленный э. д. с., наводимой обмоткой подмагничивания во вторичной обмотке трансформатора тока нулевой последовательности. Ток срабатывания реле 7Т должен быть отстроен от броска намагничивающего тока и токов небаланса при внешнем к. з.

Для защиты от витковых замыканий на генераторах, имеющих параллельные ветви на фазу и выведенные концы этих ветвей (обмоток), устанавливается односистемная поперечная дифференциальная защита, действующая на отключение выключателя генератора. Для предотвращения избирательной работы защиты при двойных замыканиях на землю в цепи обмотки возбуждения генератора эта защита должна переводиться на сигнал при появлении в цепи возбуждения генератора одного замыкания на землю. Защита от витковых повреждений для генераторов, не имеющих выведенных концов параллельных обмоток, не устанавливается ввиду ее сложности и недостаточно надежной работы.

Для защиты цепей возбуждения от замыканий на землю предусматривают специальную релейную защиту, работа которой основана на принципе моста постоянного тока, плечи которого составляют сопротивления цепи возбуждения и специально предусмотренного потенциометра. Защита включается в работу только при появлении устойчивого замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения и является защитой от появления второго замыкания на землю в цепи возбуждения. При замыкании на землю в одном месте цепи возбуждения генератор может продолжать работать. В измерительной цепи устанавливается максимальная токовая защита, действующая на сигнал, а на турбогенераторах с повышенной вибрацией — на отключение.

Для защиты от токов внешних к. з. предусматривается максимальная токовая защита, действующая с выдержкой времени и дополняемая пуском минимального напряжения, или фильтровая защита обратной последовательности, имеющая большую чувствительность, резервирующая основные защиты генератора и непосредственно реагирующая на опасные для

Таблица 18-2

Выбор и расчет защиты генераторов напряжением выше 1 кВ

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Наименование и исполнение защиты	Уставка времени, с	Защита отстраняется от	Расчетная формула определения величины срабатывания защиты	Значения коэффициентов	Зона действия защиты	Схема по рисунку		
Многофазное к. з.	Продольная дифференциальная	0	Номинального тока генератора	$I_{с.р} = K_H \frac{I_H}{K_{Т.Т}}$	$K_H = 1,3$ для защиты, выполненной с реле косвенного действия (РНТ или ЭТ) $K_H = 1,5$ для защиты, выполненной с реле прямого действия	От нейтрали генераторов до камер. Для гидрогенераторов зона действия ограничивается выводами генератора	18-1, 18-8, 18-9		
				$I_{с.р} = \frac{K_H}{K_{Т.Т}} I_{н.расч}$ (примечание 1)				$K_H = 1,4 \div 1,5$	
Замыкания на землю	Максимальная токовая нулевой последовательности	0,5—2	Токов небаланса при внешних к. з.	См. § 18-3				Обмотка статора	18-1 18-9
Витковое замыкание	Поперечная дифференциальная при двух ветвях в статоре	0	Максимального тока небаланса	$I_{с.р} = (0,2 + 0,4) I_H / K_{Т.Т}$		Обмотка статора	18-4		
Сверхтоки при внешних к. з.	Фидерная защита обратной последовательности	$I_{н.Д}$ (примечание 2)	Номинального тока генератора	$I_{с.р} = (0,5 - 0,8) I_H / K_{Т.Т}$		От нейтрали генератора до точки к. з.	18-1		
	Максимальная токовая с пуском минимального напряжения		Ток срабатывания отстраивается от номинального тока генератора	$I_{с.р} = \frac{I_H}{K_{В.Т.Т}}$	$K_H = 1,2 \div 1,5$		18-7, 18-8, 18-9		

Продолжение табл. 18-2

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Наименование и исполнение защиты	Уставка времени, с	Защита отстраивается от	Расчетная формула определения величины срабатывания защиты	Значения коэффициентов	Зона действия защиты	Схема по рисунку
Сверхтоки при внешних к. з.	Максимальная токовая с пуском минимального напряжения		Напряжение срабатывания необходимо отстранять от режима самозапуска двигателей и асинхронного режима работы	Для турбогенераторов $U_{с.з} = (0,26 - 0,6)U_H$ Для гидрогенераторов $U_{с.з} = (0,5 - 0,7)U_H$	$k_H = 1,2 \div 1,5$		18-7, 18-8, 18-9
Перегрузка	Максимальная токовая в одной фазе (примечание 3)	До 10	Номинального тока генератора	$I_{с.р} = k_H \frac{I_H}{k_{т.т}}$	$k_H = 1,2 \div 1,25$	Генератор	18-7, 18-1 18-8, 18-9
Замыкание на землю в одной точке обмотки ротора	Сигнализация замыкания на землю в одной точке	—	—	—	—	Обмотка возбуждения гидрогенератора	18-6
Замыкание на землю в двух точках цепи возбуждения	Максимальная токовая по схеме моста	—	—	—	—	Обмотка возбуждения турбогенератора	18-5
Повышение напряжения	Максимального напряжения	0,3—0,5	Кратковременного повышения напряжения	$U_{с.з} = (1,5 \div 1,7)U_H$	—	—	18-8

Обозначения. $I_{с.р}$ — ток срабатывания реле; I_H — ток нагрузки генератора при номинальном режиме работы; $U_{с.з}$ — напряжение срабатывания защиты; U_H — номинальное напряжение генератора; k_H — коэффициент возврата реле; $k_{т.т}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока; k_H — коэффициент надежности; $I_{нб}$ — наибольший ток небаланса.

Примечания. 1. Выбор уставок срабатывания реле по первому способу обычно обеспечивает его отстройку от токов небаланса. Для уменьшения токов небаланса в схемах продольной дифференциальной защиты применяются специальные токовые реле, включающие в себя быстроснабжающиеся трансформаторы тока или дополнительные сопротивления.

2. На одну ступень больше, чем выдержка времени у выключателей отходящих линий, трансформаторов и двигателей генераторного напряжения.

3. На гидроэлектростанциях без постоянного дежурного персонала защита с меньшими выдержками времени должна действовать на сигнал и снижение тока возбуждения генератора, а с большей выдержкой времени — на отключение выключателей генератора и АГП.

4. Трансформаторы тока во всех случаях выбираются по току первичной обмотки в нормальном режиме работы установки.

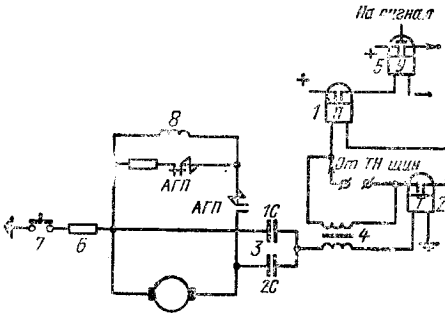


Рис. 18-6. Схема сигнализации при замыкании на землю обмотки ротора гидрогенератора в одной точке на постоянном оперативном токе.
 1 — реле промежуточного типа МКУ; 2 — реле тока типа ЭТД; 3 — конденсатор; 4 — трансформатор 220/36 В; 5 — реле указательного типа ЭС; 6 — сопротивление добавочное типа ПЭ; 7 — кнопка типа КОЗ; 8 — обмотка ротора.

защит, установленных в сети генераторного напряжения.

Для защиты генераторов малой мощности (до 100 кВт) могут быть использованы плавкие предохранители (рис. 18-3). При этом предохранители необходимо выбирать таким образом, чтобы они были отстроены от токов, протекающих при к. з. во внешней сети.

Емкостный ток замыкания на землю определяется как сумма емкостных токов кабельной сети, присоединенной к шинам генераторного напряжения, и самого генератора:

$$I_c = I_{ck}l + I_{cг},$$

где I_{ck} — емкостный ток кабеля, А/км; l — длина кабельной сети, км; $I_{cг}$ — емкостный ток генератора, А.

Для генераторов емкостный ток одной фазы по отношению к земле может быть определен из выражения

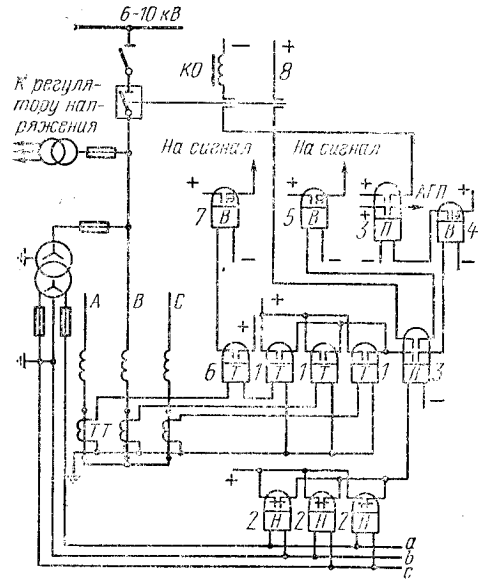


Рис. 18-7. Схема максимальной токовой защиты с блокировкой минимального напряжения и защиты от перегрузки на постоянном токе.

1, 6 — реле тока типа ЭТ; 2 — реле напряжения типа ЭН; 3 — реле промежуточного типа РП; 4, 5, 7 — реле времени типа ЭВ (4 — максимальная токовая защита с блокировкой минимального напряжения; реле 5 предназначено для сигнализации о неисправностях в цепях напряжения; 6, 7 — защита от перегрузки); 8 — блок-контакт выключателя (подаёт питание на реле времени 5; необходим для предотвращения действия сигнализации при отключенном генераторе).

$$C_{г.г} = \frac{kS^{3/4}}{(U_n + 3600)n^{1/3}}, \text{ мкФ на фазу для гидрогенераторов,}$$

где S — мощность генератора, кВт·А; U_n — номинальное междуфазное напряжение ге-

Таблица 18-3

Емкостные токи турбогенераторов и гидрогенераторов при замыкании одной фазы на землю

Тип генератора	Мощность, кВт·А	Номинальное напряжение, кВ	Емкость обмотки статора по отношению к земле, мкФ/фазу	Емкостный ток при замыкании одной фазы на землю, А, $I_c = 3\omega C_{г.г} \frac{U_n}{\sqrt{3}}$
Турбогенераторы	T2-3.5-2	4 375	6,3	0,17
	T2-6-2	7 500	6,3	0,17
	T2-12-2	15 000	6,3	0,34
	T2-12-2	15 000	10,5	0,46
	T2-25-2	31 250	6,3	0,69
	T2-25-3	31 250	10,5	0,92
	T2-50-2	58 900	10,5	1,43
Гидрогенераторы	СВ 546/90-60	15 600	6,3	0,89
	СВ 750/75-40	27 000	10,5	1,77
	СВ 800/105-60	30 000	10,5	1,60
	СВ 655/110-32	44 000	10,5	2,0
	СВ 1100/145-58	50 000	15,75	4,9
	СВ 1045/120-68	50 000	10,5	3,65

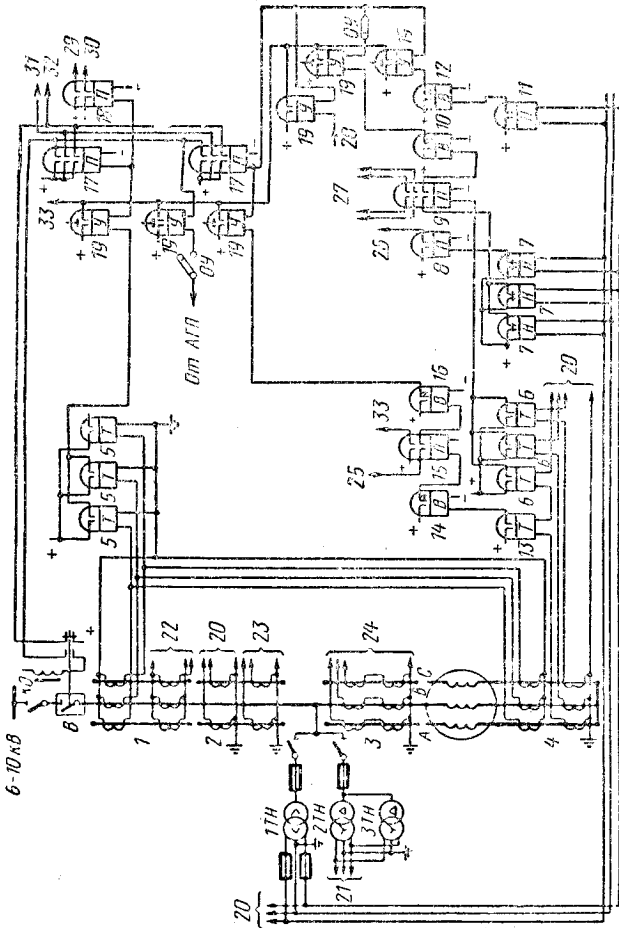


Рис. 18-8. Схема защиты на постоянном оперативном токе гидрогенератора 3—10 кВ мощностью выше 1 000 кВт с соединением обмотки статора в звезду (схема дана для случая, когда емкостный ток сети генератора меньше 5 А, в связи с чем защиты от замыканий на землю не предусматривается).

1—4 — трансформаторы тока; 5 — реле тока с насыщающимся трансформатором типа РНТ (дифференциальная токовая защита в трехфазном исполнении для обеспечения действия как при замыканиях между фазами, так и при двойных замыканиях на землю; схема дана для автоматизированной гидроэлектростанции, где предусмотрено автоматическое пожаротушение, в связи с чем защита действует на включение последнего и отключение выключателя); 6, 13 — реле тока типа Э1; 7, 11 — реле напряжения типа ЭН; 8, 9, 15, 17, 18 — реле промежуточное типа РП; 10, 14 — реле времени типа ЭВ (6, 7, 9, 19 — максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения от внешних токов к.з.); 8 — сигнализация нарушения цепи напряжения; 12 — реле времени типа ЭВ (защита от повышения напряжения); 16 — реле типа Е (защита от перегрузки; на генераторе установлено устройство автоматической разгрузки; при неэффективности это устройство действует на отключение генератора с выдержкой времени, создаваемой реле 16); 19 — реле типа ЭС; 20 — к измерительным приборам; 21 — к корректору регулятора возбуждения; 22 — к защите шин 6—10 кВ; 23 — к станции автоматика; 24 — к устройству командирования; 25 — к устройству автоматической разгрузки; 26 — на сигнал с выдержкой времени; 27 — к защитам повышающих трансформаторов от внешних к.з.; 28 — от реле аварийного сброса; 29 — к устройству автоматического тушения пожара; 30 — к реле останова турбин; 31 — к АП генератора; 32 — к АП возбудителя; 33 — на сигнал.

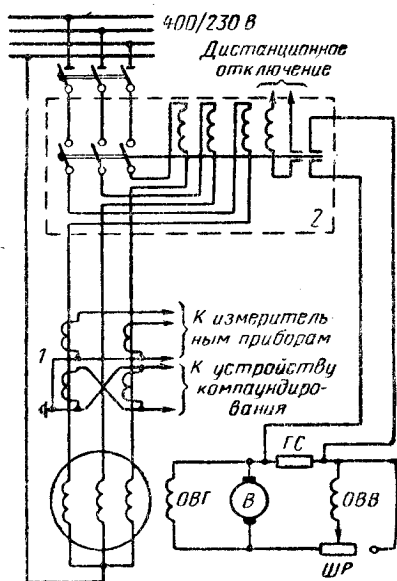


Рис. 18-10. Схема защиты генератора мощностью 1 000 кВт и менее, напряжением 400/230 В.

1 — трансформатор тока; 2 — автомат с встроенными катушкой дистанционного отключения и первичными токовыми реле, выполняющими функции токовой отсечки и максимальной токовой защиты с зависимой от тока характеристикой выдержек времени. Гашение поля осуществляется дешунтированием сопротивления в цепи обмотки возбуждения возбудителя блок-контактами автомата.

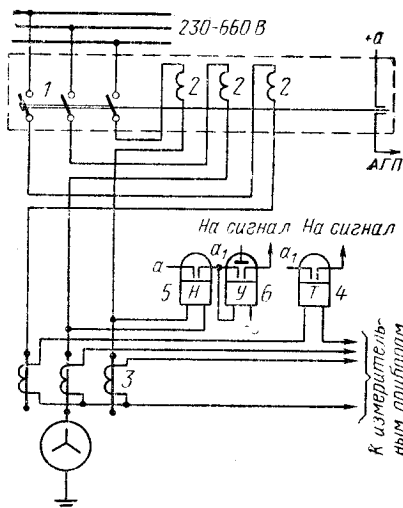


Рис. 18-12. Схема защиты на оперативном переменном токе генератора до 1 000 В, мощностью до 1 000 кВт, работающего параллельно с другими генераторами.

1 — автоматический выключатель типа А-2000; 2 — токовые отключающие катушки автомата; 3 — трансформаторы тока; 4 — реле тока типа ЭТ для защиты от перегрузки; 5 — реле напряжения типа ЭН для защиты от повышения напряжения (устанавливается только у гидрогенераторов); 6 — реле типа ЭС.

генератора, V ; κ — коэффициент, зависящий от класса изоляции (для класса В при $t = 25^\circ C$ $\kappa = 40$); n — скорость вращения генератора, об/мин;

$$C_{т.р} = \frac{\kappa S}{1,2 \sqrt{U_H} (1 + 0,08 U_H)}, \text{ мкФ на фазу}$$

для турбогенераторов,

где S — мощность генератора, тыс. кВт·А; U_H — междуфазное напряжение, кВ; $\kappa = 0,0187$ при $t = 15 \div 20^\circ C$.

Для гидрогенераторов и турбогенераторов завода «Электросила» емкостный ток определяется из табл. 18-3.

На рис. 18-1—18-12 приведены принципиальные схемы защиты генераторов.

18-4. ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОПЕЧИ

В процессе эксплуатации силовых трансформаторов имеют место повреждения (в трансформаторах и на их соединениях с выключателями) и опасные ненормальные режимы работы. Защита силовых трансформаторов устанавливается от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы: междуфазных к. з. в обмотках и на выводах, внутренних повреждений, за-

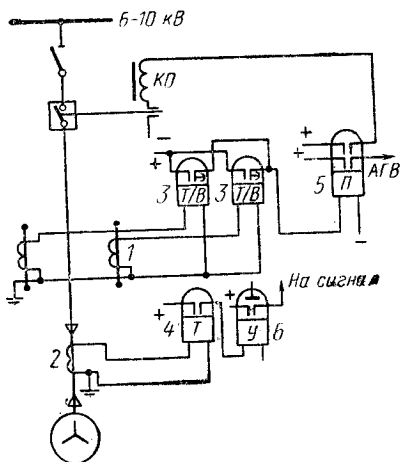


Рис. 18-11. Схема защиты на постоянном оперативном токе генератора мощностью менее 1 000 кВт при отсутствии выводов со стороны нулевой точки и при применении реле с зависимой характеристикой и отсечкой.

1 — трансформатор тока; 2 — трансформатор тока нулевой последовательности; 3 — реле типа ИТ; 4 — реле тока типа ЭТД; 5 — реле промежуточное типа РП; 6 — реле типа ЭС (при токе замыкания на землю более 5 А реле 6 действует на отключение).

мыканий на землю, сверхтоков к. з., перегрузок. При выполнении защит трансформатора необходимо учитывать некоторые особенности их нормальной работы: броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение, влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

Защита от междофазных к. з. в обмотках и на их выводах. Для защиты трансформаторов большой мощности (10 000 кВ·А и выше, работающих раздельно, и 6 300 кВ·А и выше, работающих параллельно) от междофазных к. з. в обмотках трансформаторов и на их выводах предусматривается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая на отключение без выдержки времени. Особенностью дифференциальной защиты трансформаторов по сравнению с дифференциальными защитами генераторов, линий и т. п. является то, что первичные токи обмоток трансформатора не равны как по величине, так в общем случае и по фазе.

Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны звезды силового трансформатора, соединяют в треугольник, а вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны треугольника силового трансформатора, — в звезду. Компенсация неравенства первичных токов по величине достигается правильным подбором коэффициентов трансформации трансформаторов тока. В тех случаях, когда нельзя подобрать величину коэффициента трансформации трансформаторов тока таким образом, чтобы разность вторичных токов в плечах дифференциальной защиты была меньше 10% (так как трансформаторы тока имеют стандартную величину коэффициента трансформации), при выполнении защиты с реле типа ЭТ или реле прямого действия для компенсации неравенства токов необходимо устанавливать автотрансформаторы.

Пример. Выбрать трансформаторы тока для дифференциальной защиты трансформатора мощностью 6 300 кВ·А, напряжением 35/6,3 кВ с соединением обмоток звезда — треугольник. Номинальный ток на стороне высшего напряжения трансформатора 93,3 А, на стороне низшего напряжения 518 А. По номинальным токам на стороне высшего и низшего напряжений трансформатора выбираем коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$\begin{aligned} \text{на стороне высшего напряжения} \\ k_{т.т.в} &= 100/5; \\ \text{на стороне низшего напряжения} \\ k_{т.т.н} &= 600/5. \end{aligned}$$

Для компенсации сдвига токов по фазе выбираем соединение вторичных обмоток трансформаторов тока на стороне высшего напряжения трансформатора в треугольник, на стороне низшего напряжения — в звезду. Определяем величину вторичного тока в плечах дифференциальной защиты:

$$\begin{aligned} \text{на стороне высшего напряжения } I_{2в} &= \\ &= 93,3 \cdot \sqrt{3} \cdot 5/100 = 8 \text{ А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{на стороне низшего напряжения } I_{2н} &= \\ &= 518 \cdot 5/600 = 4,3 \text{ А}. \end{aligned}$$

Для уменьшения неравенства вторичных токов увеличим коэффициент трансформации трансформаторов тока высшего напряжения и примем его равным 200/5 А, тогда вторичный ток на стороне высшего напряжения будет равен: $I_{2в} = 93,3 \cdot \sqrt{3} \cdot 5/200 = 4 \text{ А}$.

Разность между величинами вторичных токов равна 0,3 А, т. е. меньше 10%, следовательно, автотрансформатор можно не устанавливать.

Наиболее простой схемой выполнения продольной дифференциальной защиты является дифференциальная токовая отсечка, выполненная с реле прямого действия, отстроенная от токов намагничивания, которая должна устанавливаться во всех случаях, когда она удовлетворяет требованиям чувствительности (рис. 18-13, 18-15, 18-19). В тех случаях, когда дифференциальная отсечка не может быть применена в связи с недостаточной чувствительностью или в связи с необходимостью компенсации вторичных токов, применяется защита с реле типа РНТ (рис. 18-16, 18-17, 18-20).

Реле РНТ имеют насыщающиеся трансформаторы, обеспечивающие снижение токов, обусловленных бросками тока намагничивания, и токов небаланса, возникающих во время переходного процесса при внешних коротких замыканиях, и устройство для компенсации неравенства вторичных токов.

На трансформаторах с регулированием напряжения под нагрузкой или многообмоточных трансформаторах с несколькими питающими обмотками, когда вследствие больших токов небаланса в реле при внешних к. з. защита с насыщающимися трансформаторами не обеспечивает требуемой чувствительности, предусматривается дифференциальная защита с торможением и установкой реле типа ДЗТ, ИТБ или их заменяющими (рис. 18-18). Ток срабатывания продольной дифференциальной защиты должен быть отстроен от токов намагничивания и токов небаланса.

В общем случае ток небаланса может быть равен:

$$I_{нб} = I_{нб.т.т} + I_{нб.ат} + I_{нб.т} + I_{нб.рег},$$

где $I_{нб.т.т}$ — ток небаланса, вызванный различными магнитными характеристиками трансформаторов тока; $I_{нб.ат}$ — ток небаланса, обусловленный током намагничивания автотрансформатора; $I_{нб.т}$ — ток небаланса, обусловленный током намагничивания силового трансформатора; $I_{нб.рег}$ — ток небаланса, обусловленный изменением коэффициента трансформации силовых трансформаторов.

Для защиты трансформаторов небольшой и средней мощности от многофазных к. з. в его обмотках, на выводах и в соединениях до выключателей используются то-

ковая отсечка и токовая защита со ступенчатой характеристикой выдержки времени. Защита устанавливается со стороны источника питания непосредственно у выключателя и действует на отключение последнего.

Вследствие того что токовая отсечка не реагирует на короткие замыкания на вводах и в соединениях с выключателем со стороны низкого напряжения, она дополняется максимальной токовой защитой. Если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, отсутствует газовая защита и максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с, то на трансформаторах мощностью 1 000—6 300 кВ·А предусматривается продольная дифференциальная защита.

Для защиты от внутренних повреждений трансформаторов, сопровождающихся выделением газа и понижением уровня масла, предусматривается газовая защита с действием на сигнал при слабых газообразованиях и с действием на отключение при интенсивном газообразовании.

Газовая защита является наиболее чувствительной к некоторым видам внутренних повреждений трансформатора, чем другие виды защит. Так, например, к витковым замыканиям, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыкании большого числа витков, а токовая отсечка и максимальная токовая защита вообще не реагируют. Кроме того, газовая защита реагирует на некоторые виды повреждений и ненормальных режимов работы, как, например, понижение уровня масла, на которые другие виды защит вообще не реагируют.

Токовая отсечка, дополненная газовой защитой, рекомендуется в качестве основной защиты от внутренних коротких замыканий для одиночно работающих трансформаторов мощностью не более 6 300 кВ·А и для параллельно работающих трансформаторов с общей мощностью не более 10 000 кВ·А.

Для защиты маслонаполненных трансформаторов от «пожара стали» магнитопровода, возникающего при нарушении изоляции между листами стали сердечника, используется газовая защита; токовая и дифференциальная защиты на этот вид повреждения не реагируют.

Газовая защита должна устанавливаться обязательно на трансформаторах мощностью 10 000 кВ·А и выше, а также на трансформаторах мощностью 1 000—6 300 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или максимальной токовой защиты с выдержкой времени менее 0,5 с. Для трансформаторов почти всех мощностей, установленных внутри цеха, газовая защита должна устанавливаться обязательно независимо от наличия других защит.

Защита от замыканий на землю. Для защиты повышающих трансформаторов мощностью более 1 000 кВ·А и понижающих трансформаторов с заземленной нейтралью, присоединенных к сети с 24

большим током замыкания на землю, предусматривается максимальная токовая защита нулевой последовательности от токов внешних замыканий на землю, действующая на отключение. Для понижающих трансформаторов мощностью 400 кВ·А и более с соединением обмоток звезда—звезда с заземленной нейтралью с первичным напряжением до 10 кВ предусматривается защита от однофазных замыканий на землю со стороны низшего напряжения, действующая на отключение.

Защита от сверхтоков внешних к. з. Для защиты понижающих трансформаторов от токов, обусловленных внешними к. з., предусматривается максимальная токовая защита без пуска или с пуском минимального напряжения, действующая на отключение выключателя. Вследствие низкой чувствительности максимальная токовая защита без пуска минимального напряжения применяется только на трансформаторах мощностью до 1 000 кВ·А.

Для защиты повышающих трансформаторов от внешних коротких замыканий применяется максимальная токовая с пуском минимального напряжения или токовая защита нулевой последовательности.

Максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения для повышающих многообмоточных трансформаторов получается довольно сложной (из-за наличия нескольких комплектов реле минимального напряжения) и недостаточно чувствительной по току. В этом случае применяется токовая защита нулевой последовательности. Последняя рекомендуется на повышающих трансформаторах мощностью 1 000 кВ·А и более с глухозаземленной нейтралью.

На многообмоточных трансформаторах с питанием с нескольких сторон для обеспечения избирательности действия защиты защита выполняется направленной. Если защита повышающих трансформаторов не обеспечивает требуемой чувствительности, то для защиты трансформаторов допускается использовать токовые реле соответствующей защиты генераторов.

Для защиты от перегрузки параллельно работающих нескольких трансформаторов мощностью по 400 кВ·А и более, а также при раздельной работе и наличии АВР предусматривается однофазная максимальная токовая защита, действующая на сигнал.

На необслуживаемых подстанциях защита может выполняться с действием на автоматическую разгрузку или отключение трансформатора.

Защита трансформаторов напряжением 35—6/0,4—0,23 кВ, мощностью 1 000/1 600* кВ·А и ниже. Для защиты трансформаторов мощностью до 1 000 кВ·А при напряжении 10 кВ и не более 4 000 кВ·А при напряжении 35 кВ от

* 1 600 кВ·А при вторичном напряжении 0,69 кВ.

внутренних повреждений и многофазных коротких замыканий на выводах может применяться токовая защита плавкими предохранителями типа ПК (для наружных установок напряжением 35 кВ — типа ПСН).

Применение плавких предохранителей типа ПК для защиты цеховых трансформаторов, особенно при последовательном включении их с выключателями нагрузки, значительно упрощает и удешевляет всю установку. В случае применения для этой цели релейной защиты используют либо реле прямого действия, либо реле косвенного действия, если первая защита не проходит по условию избирательности действия.

Максимальная токовая защита трансформаторов при соединении его обмоток по схеме звезда — звезда с заземленной нейтралью и при установке на стороне низшего напряжения автомата с максимальными расцепителями (реле прямого действия в каждой фазе) может быть осуществлена по схеме рис. 18-22, а при помощи одного реле прямого действия, включенного на разность токов двух фаз. При установке на стороне низкого напряжения предохранителей, а также при глухом присоединении трансформатора к шинам или к шинопроводу со стороны низшего напряжения рекомендуется схема рис. 18-22, б.

Для случаев, когда схема рис. 18-22, б не удовлетворяет требованиям чувствительности, применяется схема рис. 18-22, в.

В системах электроснабжения, где по условиям токов к. з. возможно применить вместо выключателей выключатели нагрузки, рекомендуются схемы максимальной токовой защиты, приведенные на рис. 18-23. Схема рис. 18-23, а рекомендуется для трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и ниже, как наиболее простая и обеспечивающая достаточно надежную защиту трансформаторов. Схема рис. 18-23, б рекомендуется при глухом присоединении к шинам или шинной магистрали и установке трансформатора в отдельном помещении (ТП) или на открытом воздухе. Схема рис. 18-23, в рекомендуется для трансформаторов с масляным охлаждением, устанавливаемых непосредственно в цехе. Схема рис. 18-23, г применяется на двухтрансформаторных подстанциях мощностью 400 кВ·А и ниже с устройством АВР секционного автомата на шинах 0,4/0,23 кВ.

Защита трансформатора при соединении его обмоток по схеме звезда — треугольник осуществляется по схеме рис. 18-24. Применение защиты по схеме рис. 18-22, а для таких трансформаторов не допускается, ибо она не реагирует на некоторые виды двухфазного к. з. на стороне низшего напряжения.

При наличии приводов со встроенными в них реле прямого действия для цеховых трансформаторов рекомендуется схема максимальной токовой защиты (рис. 18-25). При необходимости применить максимальную токовую защиту с реле косвенного дей-

ствия (например, по условиям чувствительности) рекомендуется пользоваться схемой рис. 18-26. При выборе схемы защиты исходят из требований чувствительности (§ 18-1, $k_{\Sigma} \geq 2$).

Защита трансформаторов без выключателей на стороне высшего напряжения. В схемах тупиковых и отпаечных подстанций на стороне высшего напряжения 35 и 110 кВ вместо выключателей устанавливаются короткозамыкатели с отделителями.

В этом случае при повреждении трансформатора его защита действует на включение короткозамыкателя для создания искусственного короткого замыкания: однофазного — в сетях с большими токами замыкания на землю и двухфазного — в сетях с малыми токами замыкания на землю. При этом действует защита линии, отключающая линейный выключатель, затем отключается трехфазный отделитель, отсоединяющий поврежденный трансформатор, и производится АПВ линии.

Для предотвращения возможной работы трансформатора на двух фазах после действия АПВ линии на стороне низшего напряжения трансформатора следует установить защиту напряжения обратной последовательности, действующую с выдержкой времени на отключение выключателя низшей стороны. Примеры защит указанного вида приведены на рис. 18-14, 18-17, 18-18.

Защита трансформаторов напряжением выше 3 кВ. В табл. 18-4 даны основные сведения по выбору и расчету защиты трансформаторов 220—35/35—6 кВ.

Защита трансформаторов для дуговых электропечей. На трансформаторах дуговых электропечей предусматривается защита от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы.

Для защиты от многофазных замыканий предусматривается максимальная токовая защита мгновенного действия. Ток срабатывания этой защиты отстраивается от эксплуатационных к. з.

$$I_{ср} = (2,5 \div 4) \frac{I_{т.н}}{k_{т.т}}$$

(большие значения для печей малой емкости, меньшие — для печей емкостью выше 5 т).

Для защиты от внутренних повреждений трансформаторов мощностью выше 1000 кВ·А предусматривается газовая защита.

Для защиты от сверхтоков перегрузки устанавливается максимальная токовая защита с ограничением зависимой характеристикой. Параметры защиты выбираются таким образом, чтобы при $I_{ср} = (1,4 \div 1,5) I_{н.т}$ выдержка времени защиты была порядка 10 с. Защита может выполняться с двумя выдержками времени: первой (порядка 10 с), действующей на сигнал, второй (порядка 16 с) — на отключение. Примеры

Таблица 18-4

Выбор и расчет защиты силовых трансформаторов напряжением 220—35/35—6 кВ

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Мощность трансформатора, кВ·А	Наименование и исполнение защиты	Параметры срабатывания			Схема по рисунку
			С чем согласовывается защита	Расчетная формула определения величины срабатывания защиты	Значения коэффициентов	
Многофазное к. з. в обмотках трансформатора и на его выводах	10 000 и выше; 6 300 и выше на трансформаторах, работающих параллельно, и на трансформаторах 1 000—63 000 (токковая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности)	Дифференциальная отсечка	Отстраняется от токов намагничивания и небаланса при внешних к. з.	$I_{с.р} = k_H \frac{I_{н.т}}{K_{Т.Т}}$ (примечание 1)	$k_H = 3 \div 4$	18-13, 18-15, 18-19
		Дифференциальная защита с токовыми реле с насыщающимися трансформаторами (РНТ и т. д.)	Отстраняется от тока периодической составляющей намагничивания тока небаланса	$I_{с.р} = k_H \frac{I_{н.т}}{K_{Т.Т}}$	$k_H = 1,4 \div 2$	18-16, 18-17, 18-20
		Дифференциальная защита с реле, имеющими торможение	—	$I_{с.р} = 1,5 \div 2 \text{ А}$	—	
На всех трансформаторах, где не предусматривается дифференциальная защита		Максимальная токовая отсечка со стороны питания (и максимальная защита с выдержкой времени со стороны токоприемников)	Отстраняется от максимального тока к. з. при к. з. за трансформатором	$I_{с.р} = \frac{k_H I''}{K_{Т.Т}}$	$k_H = 1,25 \div 1,5$ (в зависимости от точности токовых реле)	18-14
			Отстраняется от блока намагничивающего тока при включении трансформатора под напряжение	$I_{с.р} = k_H \frac{I_{н.т}}{K_{Т.Т}}$	$k_H = 3 \div 5$	

Продолжение табл. 18-4

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Мощность трансформатора, кВ·А	Наименование и исполнение защиты	Параметры срабатывания		Схема по рисунку
			С чем согласовывается защита	Расчетная формула определения величины срабатывания защиты	
Витковые замыкания и другие повреждения внутри кожуха трансформатора, связанные с выделением газа и понижением уровня масла	10 000 и выше; 1 000 — 6 300 и выше при отсутствии быстродействующей защиты; внутренние комовые трансформаторы	Газовая	—	—	18-11—18-20, 18-23
Однофазные замыкания на землю на стороне высшего напряжения	1 000 и выше на повышающих трансформаторах и на понижających трансформаторах, при соединенных к сети с большим током замыкания на землю, при заземленной нейтрали	Максимальная токовая защита нулевой последовательности	При заземленной нейтрали трансформатора защита согласовывается с защитой всей сети	$I_{с.р} \sim 0,5 A$	18-21
Однофазные замыкания на землю со стороны низшего напряжения	400 и выше на понижających трансформаторах с соединенным обмоток звезда — звезда с заземленной нейтралью	Защита от токов, обусловленных внешними к.з., и специальная защита нулевой последовательности	С токовыми отсечками на двигателях	$I_{с.з} \sim I_{н.т}$	—
Сверхтоки при внешних к.з.	Повышающие трансформаторы с двусторонним питанием	Максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения	Отстраняется от номинального тока трансформатора	$I_{с.р} = \frac{K_H}{K_B} \frac{I_{н.т}}{K_{Т.Т}}$	$K_H = 1,1 + 1,2$ $K_B = 0,85$
		Фильтровая защита обратной последовательности	Напряжение срабатывания из условия возврата реле при минимальном рабочем напряжении	$U_{с.р} = \frac{U_{р.мин}}{K_H K_B K_{Т.Н}}$	$K_H = 1,1 + 1,2$ $K_B = 1,2$
			Отстраняется от токов небаланса: токов, возникающих при обрыве фазы линий; защита согласовывается по чувствительности с защитой других элементов	$I_{с.р} = (0,5 - 0,8) \frac{I_{н.т}}{K_{Т.Т}}$	18-13—18-20

Продолжение табл. 18-4

	Параметры срабатывания			Значения коэффициентов	Схема по рисунку
	Наименование и исполнение защиты	С чем согласовывается защита	Расчетная формула определения величины срабатывания защиты		
Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Мощность трансформатора, кВ·А				
Сверхтоки внешних к. з.	Повышающие трансформаторы мощностью выше 1 000	Максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения	При заземленной нейтрале трансформатора с защитой всех сетей	См. эту же защиту для повышающих трансформаторов	18-13—18-20
	До 1 000 на повышающих и понижающих трансформаторах	Максимальная токовая защита (примечание 2)	Отстраняется от максимальных токов нагрузки; из условия возврата реле после снижения тока до максимального тока нагрузки	$I_{с.р} = \frac{K_H}{K_B} \frac{I_{\max}}{K_{Т.Т}}$	
Перегрузка	Все трансформаторы, имеющие релейную защиту, если по режиму работы возможны для тепловые опасные для трансформатора перегрузки	Максимальная токовая с одним реле в одной фазе	Из условия возврата токсового реле при наибольшем токе трансформатора	То же	$K_H=1,05$ $K_B=0,85$
	О б о з н а ч е н и я. $I_{н.т}$ — номинальный ток трансформатора; $I_{р.мин}$ — минимальное рабочее напряжение; I_{\max} — максимальный ток нагрузки.	Максимальная токовая защита		То же	

в зависимости от типов реле, с которыми выполнена защита; K_B — коэффициент возврата ($K_B=0,85$ для реле типа ЭТ; $K_B=0,7$ для реле типа РТВ); $K_{сх}$ — коэффициент схемы; $K_{сам}$ — коэффициент, учитывающий ток самозапуска двигателя.

3. При наличии у трансформатора выносного добавочного трансформатора для регулирования напряжения под нагрузкой необходимо дополнительно к указанным защитам предусматривать следующие защиты:

- а) газовую защиту добавочного трансформатора;
- б) токовую защиту с блокировкой или торможением при внешних к. з.;
- в) дифференциальную защиту, охватывающую трансформатор без его регулировочной части, или дифференциальную защиту нулевой последовательности, охватывающую обмотку основного трансформатора и последовательно с ней соединенную обмотку добавочного трансформатора.

Примечания: 1. Трансформаторы тока, на которые включается дифференциальная защита, должны удовлетворять кривым 10%-ной погрешности. При этих условиях ток срабатывания реле, выбранный по условиям отстройки от тока намагничивания, обеспечивает и отстройку от токов небаланса.

2. При выборе уставок максимальной токовой защиты трансформатора, питающего двигатель, ток срабатывания реле выбирается из условий отстройки от режима самозапуска двигателя.

В этом случае ток срабатывания реле максимальной токовой защиты определяется по формуле $I_{с.р} = \frac{K_H}{K_{Т.Т} K_B} K_{сх} K_{сам} I_{\max}$ где $K_H=1,2 + 1,4$

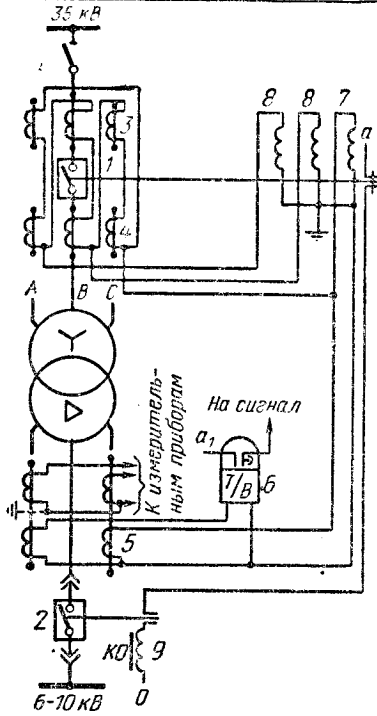


Рис. 18-13. Схема защиты на переменном оперативном токе с реле прямого действия для трансформатора 35/6,6 — 11 кВ с выключателем на стороне 35 кВ, мощностью 6 300 кВ·А и менее для двухтрансформаторных подстанций: 10 000 кВ·А и ниже для однострановых подстанций.

1 — выключатель 35 кВ с пружинным приводом; 2 — выключатель 6—10 кВ; 3, 4 — трансформатор тока класса Д, встроенный в выключатель; 5 — трансформатор тока класса Д/0,5; 6 — реле типа ИТ (защита от перегрузки); 7 — реле типа РТМ (используется как упрощенная дифференциальная токовая отсечка); 8 — реле типа РТВ (максимальная токовая защита); 9 — катушка отключения.

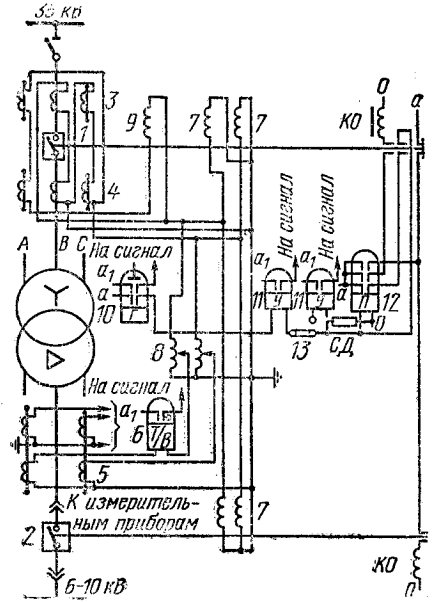


Рис. 18-15. Схема защиты на переменном оперативном токе с реле прямого действия для понижающего трансформатора 35/6,6—11 кВ с выключателем на стороне 35 кВ, мощностью 6 300 кВ·А и более для двухтрансформаторных подстанций и мощностью 10 000 кВ·А и более для однострановых подстанций.

1 — выключатель 35 кВ с дистанционным приводом; 2 — выключатель 6—10 кВ с дистанционным приводом; 3, 4 — трансформаторы тока 35 кВ класса Д/0,5; 5 — трансформаторы тока 6—10 кВ класса Д/0,5; 6 — реле типа ИТ (защита от перегрузки); 7 — реле типа РТМ; 8 — автотрансформатор тока типа ВУ-25Б (для выплавливания тока в плечах дифференциальной защиты); 7, 8 — дифференциальная отсечка с реле прямого действия; 9 — реле типа РТВ (максимальная токовая защита, имеющая пониженную чувствительность к двухфазным замыканиям по сравнению с двухрелейной схемой и не реагирующая на к.з. между фазами В и С на стороне 35 кВ); 10 — реле газовое; 11 — реле типа ЭС; 12 — реле типа РП (включено на самоудерживание); 13 — переключающее устройство типа НКР (10—13 — газовая защита, для трансформаторов мощностью менее 7 500 кВ·А может не устанавливаться).

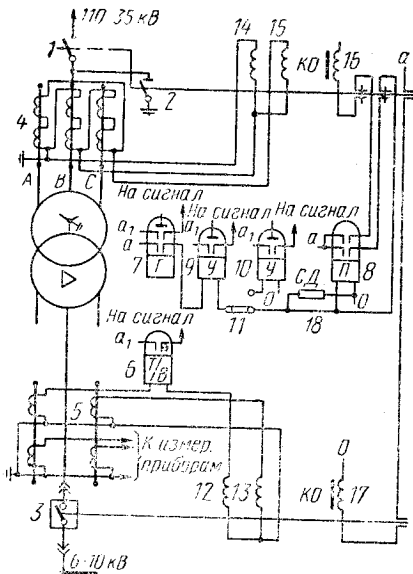
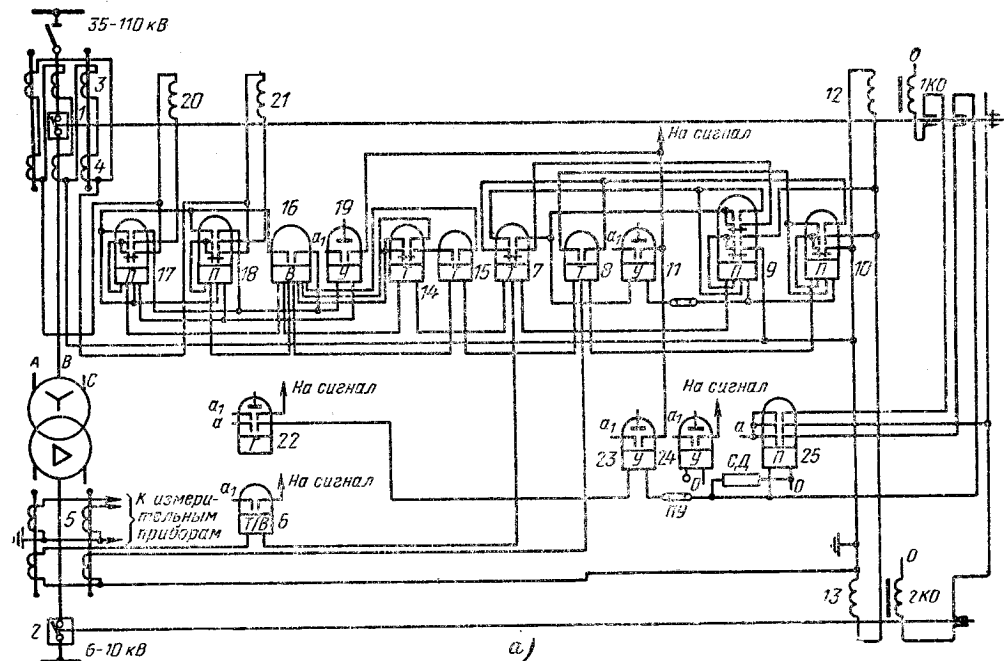


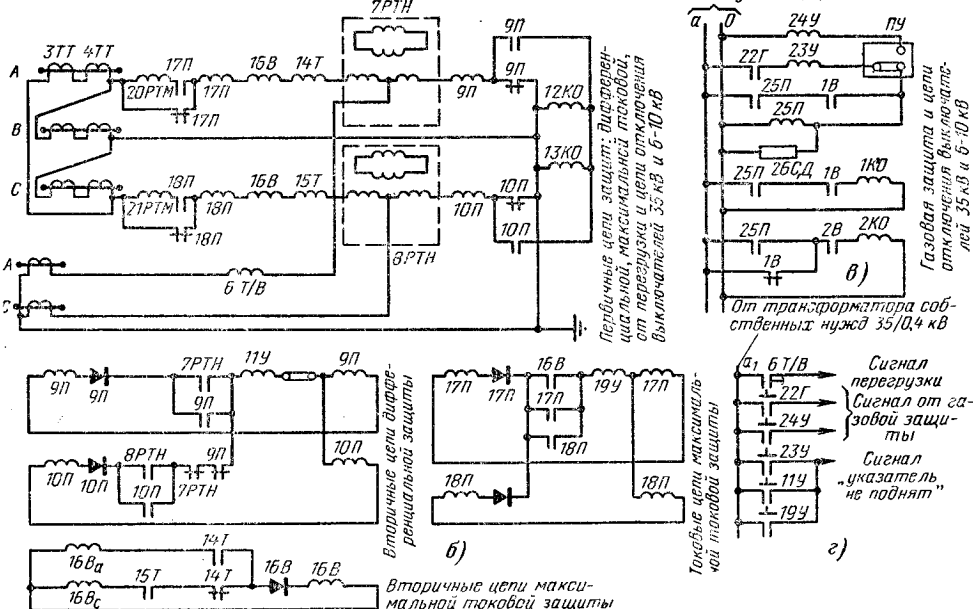
Рис. 18-14. Схема защиты на переменном оперативном токе с реле прямого действия трансформатора 110—35/6,6—10 кВ на ответвлении от линии с короткозамыкателем и отделителем, мощностью 10 000 кВ·А и менее для однострановых подстанций, а также двухтрансформаторных подстанций при раздельной работе трансформаторов на стороне 6—10 кВ.

1 — отделитель; 2 — короткозамыкатель с пружинным приводом; 3 — выключатель на стороне низшего напряжения с дистанционным приводом; 4 — встроенный трансформатор тока на стороне высшего напряжения (для надежности работы реле прямого действия трансформаторы тока соединяются последовательно по два на фазу); 5 — трансформаторы тока 6—10 кВ; 6 — реле типа ИТ (защита от перегрузки); 7 — реле газовое; 8 — реле промежуточное типа РП; 9, 10 — реле типа ЭС; 11 — переключающее устройство типа НКР (7—11 газовая защита, выполненная с самоудерживанием выходного промежуточного реле для обеспечения надежного отключения трансформатора при кратковременном замыкании контактов газового реле; снятие самоудерживания осуществляется блок-контактами короткозамыкателя 110—35 кВ); 12—15 — реле типа РТВ (12, 13 — максимальная токовая защита со стороны низшего напряжения); 16, 17 — катушка отключения; 18 — добавочное сопротивление. Токвая отсечка из-за ограничения числа реле прямого действия, встроенных в привод, для трансформатора не предусмотрена; для быстрого отключения повреждений в трансформаторе предусматривается газовая защита.



а)

От трансформатора
собственных нужд 35/0,4 кВ



а)

б)

в)

Рис. 18-16. Схема защиты.

а — на переменном оперативном токе с реле косвенного действия для трансформатора 35/6—10 кВ с выключателем на стороне 35 кВ, мощностью 6 300 кВ·А и более для двухтрансформаторных подстанций и мощностью 10 000 кВ·А и более для однитрансформаторных подстанций; 1, 2 — выключатели соответственно 35 и 6—10 кВ; 3, 4 — трансформатор тока класса Д; 5 — трансформатор тока класса Д/0,5; 6 — реле типа ИТ (защита от перегрузки); 7, 8 — реле тока с насыщающимися трансформаторами типа РНТ; 9, 10 — реле промежуточного типа РП (выходные реле дифференциальной защиты); 11, 19, 23, 24 — реле типа ЭС; 12, 13 — катушка типа РТМ (7—13 — дифференциальная защита); 14 — реле тока типа ЭТ; 15 — реле типа ЭТ; 16 — счетно-импульсное реле времени; 17, 18 — реле промежуточного типа РП (выходные реле максимальной токовой защиты); 20, 21 — катушки отключения типа РТМ (14—21 — максимальная токовая защита); 22 — реле газовое; 25 — реле типа РП (22—25 — газовая защита; для трансформаторов менее 10 000 кВ·А не устанавливается); 6 — схема цепей переменного тока; в — цепи газовой защиты и отключения выключателей 6—10 и 35 кВ; з — цепи сигнализации.

Рис. 18-17. Схема защиты.

a — на оперативном переменном токе с реле косвенного действия понижающего трансформатора 110—35/6,6—11 кВ на ответвлении от линии с короткозамкрателем и отделителем, мощностью 6300 кВ·А и более для двухтрансформаторных подстанций и 10 000 кВ·А и выше для однострансформаторных подстанций; 1 — отделитель; 2 — короткозамкатель; 3 — выключатель 6—10 кВ; 4 — трансформатор тока класса Д; 5 — трансформатор тока класса Д/0,5; 6 — реле типа ИТ (защита от перегрузки); 7, 8 — реле тока с насыщенными трансформаторами тока типа РНТ; 9, 10, 16, 20 — реле промежуточные типа РП (7—10 — дифференциальная защита); 11, 12 — реле тока типа ЭТ; 13, 14, 18, 19, 30 — реле типа ЭС; 15 — счетно-импульсное реле времени, создающее две выдержки времени (с первой выдержкой времени действует на отключение выключателя 6—10 кВ; со второй выдержкой времени — на включение короткозамкателя); 17 — реле газовое; 21 — добавочное сопротивление; 22 — выключающее устройство типа НКР; (17, 22 — газовая защита); 23—27 катушка типа РТМ; 28, 29 — катушки отключения. Из-за ограниченного числа отключающих катушек приводов короткозамкателя 110/35 кВ и выключателя 6—10 кВ (схемы рис. 18-16 и 18-18 разработаны ГПИ ТПЭП); *б* — схема цепей переменного тока; *в* — схема цепей переменного напряжения; *г* — схема цепей сигнализации.

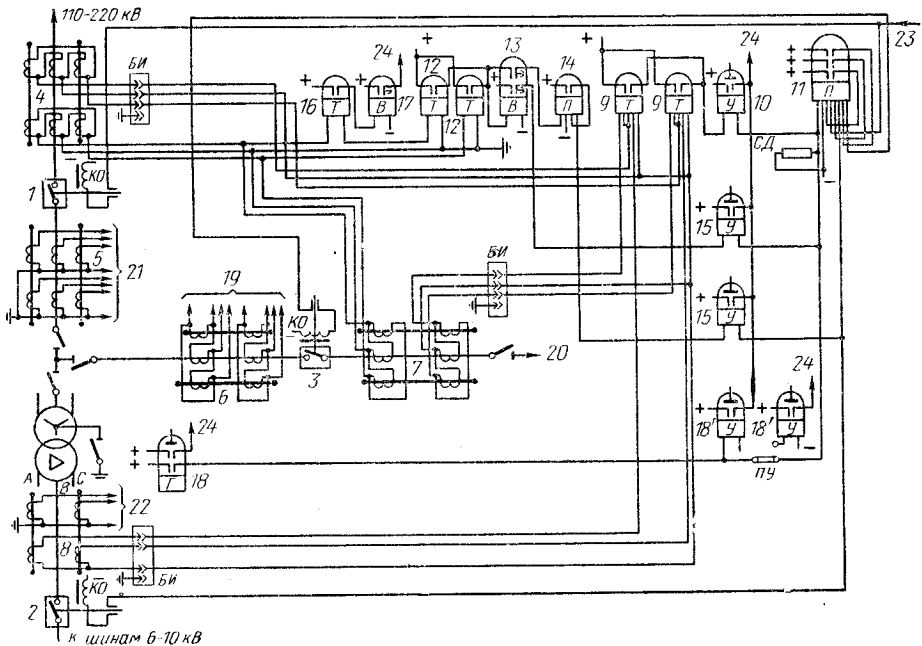


Рис. 18-19. Схема защиты на постоянном оперативном токе для понижающего трансформатора 110—220/6,6—11 кВ, мощностью 630 кВ·А и более при наличии на стороне высшего напряжения мостика у трансформатора.

1—3 — выключатели; 4—7 — встроенные трансформаторы тока; 8 — трансформаторы тока 6—10 кВ; 9 — реле тока с торможением типа ДЗТ (тормозная обмотка подключена к трансформаторам тока в цепи мостика); 10, 15, 18' — реле типа ЭС; 11, 14 — реле промежуточные типа РП (выходное реле защиты); (9, 10 — дифференциальная защита трансформатора); 12, 16 — реле тока типа ЭТ; 13, 17 — реле времени типа ЭВ; (12—15 — максимальная токовая защита с двумя выдержками времени, создается реле 13, с первой выдержкой времени действует на отключение выключателя 6—10 кВ, со второй — на отключение всего трансформатора); 16, 17 — защита от перегрузки; 18 — реле газовое (18, 18' — газовая защита); 19 — к защите второго трансформатора; 20 — к второму трансформатору в схеме моста; 21 — к защите линий 110—220 кВ и измерительным приборам; 22 — к измерительным приборам; 23 — от защиты линий 110—220 кВ; 24 — действие на сигнал.

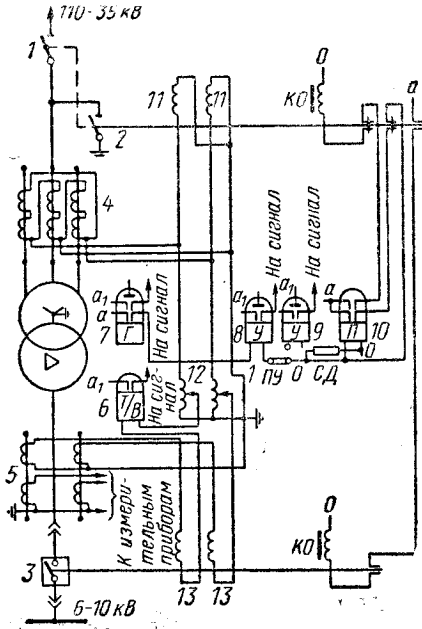


Рис. 18-19. Схема защиты на переменном оперативном токе с реле прямого действия понижающего трансформатора 110—35/6,6—10 кВ на ответвлении от линии с короткозамыкателем и отделителем мощностью 1000 кВ·А и более для однострановых подстанций, а также для двухтрансформаторных подстанций при раздельной работе трансформаторов на стороне 6—10 кВ.

1 — отделитель; 2 — короткозамыкатель; 3 — выключатель 6—10 кВ с пружинным приводом; 4 — трансформатор тока класса Д; 5 — трансформатор тока класса Д/0,5; 6 — реле типа ИГ (защита от перегрузки); 7 — реле газовое; 8, 9 — реле типа ЭС; 10 — реле типа РП; 11 — реле типа РТМ; 12 — автотрансформатор типа В2—25Б; (11—12 — дифференциальная токовая отсечка); 13 — реле тока прямого действия типа РТВ (максимальная токовая защита). Схема на рис. 18-19 отличается от схемы на рис. 18-14 тем, что вместо максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения предусмотрена дифференциальная токовая отсечка, выполненная с помощью двух реле прямого действия.

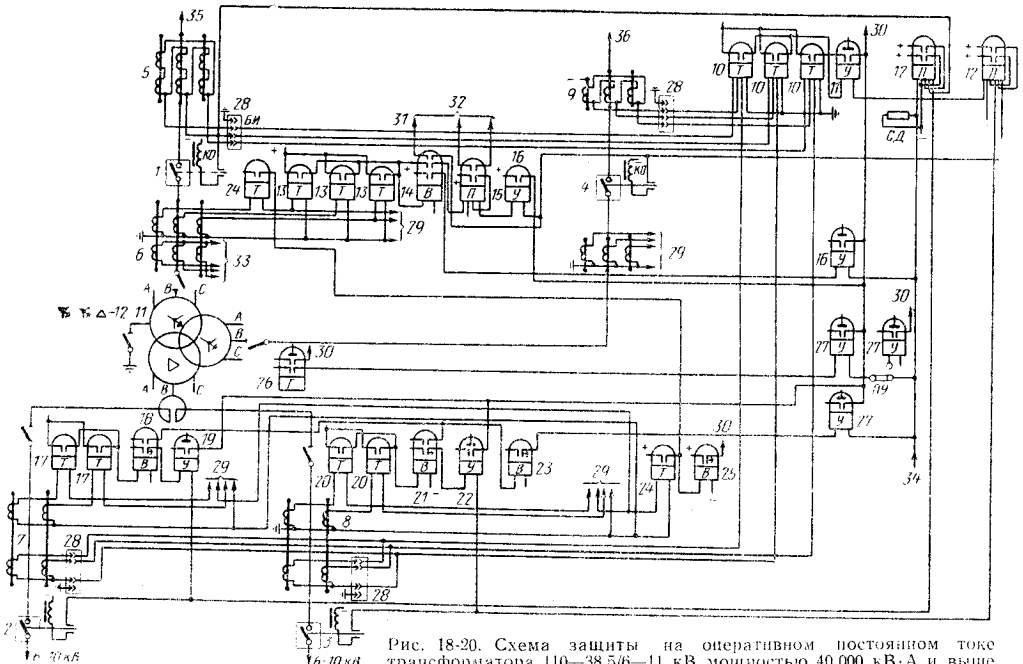


Рис. 18-20. Схема защиты на оперативном постоянном токе трансформатора 110—38,5/6—11 кВ мощностью 40 000 кВ·А и выше с питанием со стороны 110 кВ при наличии расщепленного реактора на стороне низшего напряжения.

1 — выключатели соответственно 110, 6—10, 35 кВ; 2, 3 — трансформаторы тока, встроенные в выключатель 110 кВ; 4, 5 — трансформатор тока 6—10 кВ; 6 — трансформатор тока, встроенный в выключатель 35 кВ; 7, 8 — реле типа РИТ; 9, 10 — реле типа ЭС; 11, 12 — реле промежуточного типа РП (выходные реле защиты трансформатора); 13, 14 — дифференциальная защита; 15, 16 — реле тока типа ЭТ; 17 — реле времени типа ЭВ (создает две выдержки времени: с первой действует на отключение выключателя 4, со второй — на выходное промежуточное реле защиты трансформатора); 18 — реле промежуточного типа РП (реле, подающее импульс на включение трансформатора от устройства АПВ трансформатора при отключении выключателя 4); 19—22 — максимальная токовая защита на стороне 110 кВ; 23 — реле типа ЭТ; 24—25 — реле типа ЭТ; 26 — реле типа ЭТ; 27—28 — реле типа ЭТ; 29 — реле типа ЭТ; 30 — реле типа ЭТ; 31 — реле типа ЭТ; 32 — реле типа ЭТ; 33 — реле типа ЭТ; 34 — реле типа ЭТ; 35 — реле типа ЭТ; 36 — реле типа ЭТ; 37 — реле типа ЭТ; 38 — реле типа ЭТ; 39 — реле типа ЭТ; 40 — реле типа ЭТ; 41 — реле типа ЭТ; 42 — реле типа ЭТ; 43 — реле типа ЭТ; 44 — реле типа ЭТ; 45 — реле типа ЭТ; 46 — реле типа ЭТ; 47 — реле типа ЭТ; 48 — реле типа ЭТ; 49 — реле типа ЭТ; 50 — реле типа ЭТ; 51 — реле типа ЭТ; 52 — реле типа ЭТ; 53 — реле типа ЭТ; 54 — реле типа ЭТ; 55 — реле типа ЭТ; 56 — реле типа ЭТ; 57 — реле типа ЭТ; 58 — реле типа ЭТ; 59 — реле типа ЭТ; 60 — реле типа ЭТ; 61 — реле типа ЭТ; 62 — реле типа ЭТ; 63 — реле типа ЭТ; 64 — реле типа ЭТ; 65 — реле типа ЭТ; 66 — реле типа ЭТ; 67 — реле типа ЭТ; 68 — реле типа ЭТ; 69 — реле типа ЭТ; 70 — реле типа ЭТ; 71 — реле типа ЭТ; 72 — реле типа ЭТ; 73 — реле типа ЭТ; 74 — реле типа ЭТ; 75 — реле типа ЭТ; 76 — реле типа ЭТ; 77 — реле типа ЭТ; 78 — реле типа ЭТ; 79 — реле типа ЭТ; 80 — реле типа ЭТ; 81 — реле типа ЭТ; 82 — реле типа ЭТ; 83 — реле типа ЭТ; 84 — реле типа ЭТ; 85 — реле типа ЭТ; 86 — реле типа ЭТ; 87 — реле типа ЭТ; 88 — реле типа ЭТ; 89 — реле типа ЭТ; 90 — реле типа ЭТ; 91 — реле типа ЭТ; 92 — реле типа ЭТ; 93 — реле типа ЭТ; 94 — реле типа ЭТ; 95 — реле типа ЭТ; 96 — реле типа ЭТ; 97 — реле типа ЭТ; 98 — реле типа ЭТ; 99 — реле типа ЭТ; 100 — реле типа ЭТ.

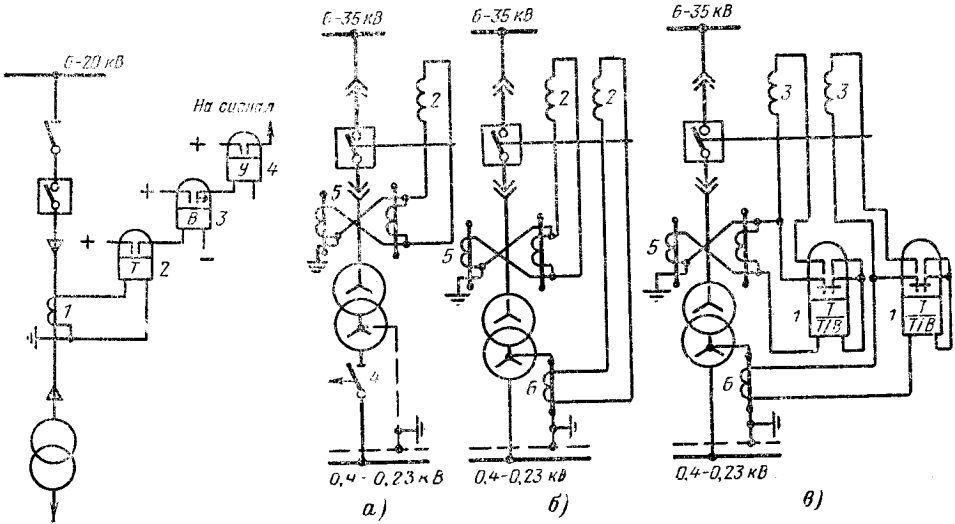


рис. 18-21. Схема защиты трансформатора от замыканий на землю на стороне высшего напряжения при малых токах замыкания на землю.
1 — трансформатор тока нулевой последовательности типа ТНП; 2 — реле типа ЭТД или ЭТ; 3 — реле типа ЭВ; 4 — реле типа ЭС.

рис. 18-22. Принципиальное исполнение схемы защиты на переменном оперативном токе цеховых трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и менее при соединении обмоток силового трансформатора по схеме звезда — звезда с заземленной нейтралью и установке на стороне высшего напряжения выключателей.

а — с одним реле прямого действия, с установкой на стороне низшего напряжения автомата с максимальными расцепителями; б — с двумя реле прямого действия при наличии на стороне низшего напряжения предохранителей или глухом присоединении к шинам; в — то же, но с двумя реле косвенного действия с ограничено зависимой характеристикой; 1 — реле типа ИТ; 2 — реле прямого действия; 3 — отключающие катушки; 4 — автомат с расцепителем в каждой фазе; 5 — трансформатор тока на стороне высокого напряжения; 6 — трансформатор тока низкого напряжения.

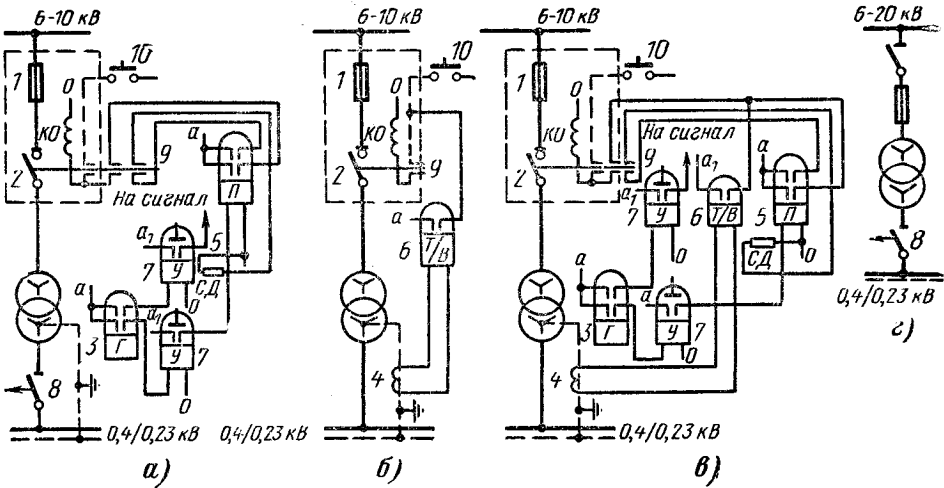


рис. 18-23. Схема защиты на переменном оперативном токе цеховых трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и ниже при установке на стороне высокого напряжения выключателей нагрузки и предохранителей.

а — рекомендуется при наличии автомата на стороне 0,4/0,23 кВ; б — рекомендуется при глухом присоединении трансформаторов к шинам со стороны низшего напряжения при установке их в изолированном помещении; в — то же, но при установке непосредственно в цехе; г — для трансформаторов мощностью до 400 кВ·А; 1 — предохранитель типа ПК; 2 — выключатель нагрузки; 3 — газовое реле; 4 — трансформатор низкого напряжения; 5 — реле типа РП; 6 — реле типа ИТ; 7 — реле типа ЭС; 8 — автомат; 9 — блок-контакты выключателя нагрузки; 10 — кнопка дистанционного отключения типа КОЗ.

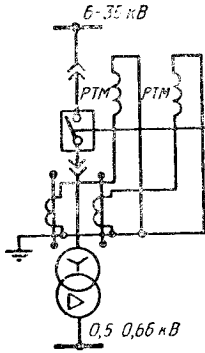


Рис. 18-24. Принципиальная схема защиты на оперативном переменном токе с реле прямого действия трансформаторов с соединением обмоток звезда — треугольник.

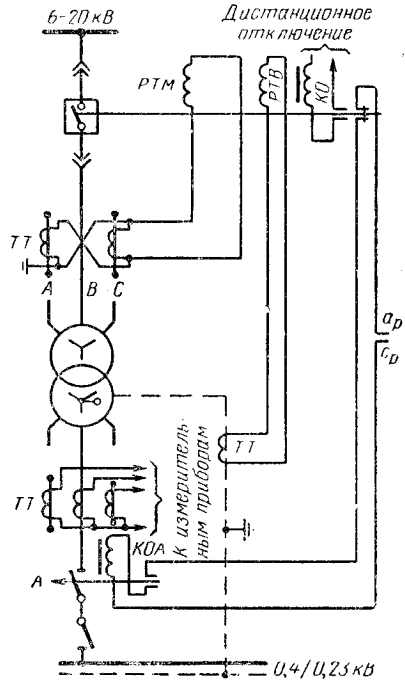


Рис. 18-25. Схема защиты на переменном оперативном токе с реле прямого действия цехового трансформатора мощностью 1000 кВ·А и менее. КО — катушка отключения типа ЭН; КОА — катушка отключения автомата.

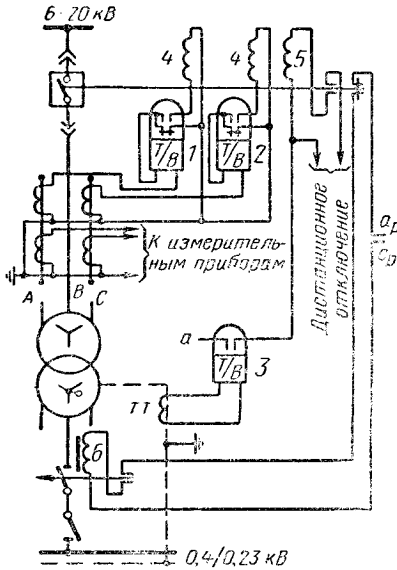


Рис. 18-26. Схема защиты на оперативном переменном токе с реле косвенного действия цехового трансформатора мощностью 1000 кВ·А и ниже. 1—3 — реле тока типа ИТ. При наличии автомата реле 3 может не устанавливаться; 4 — катушка отключения типа ЭН; 5 — катушка отключения типа ЭН; 6 — катушка отключения автомата.

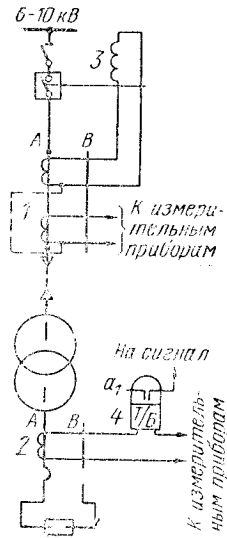


Рис. 18-27. Схема защиты на переменном оперативном токе однофазного трансформатора 9—10/0,11 кВ, мощностью до 250 кВ·А дуговой медеплавильной печи серии ДМ. 1 — трансформатор тока высшего напряжения; 2 — трансформатор тока низшего напряжения; 3 — реле тока типа ИТ (максимальная токовая защита прямого мгновенного действия); 4 — реле тока типа ИТ (защита от перегрузки; при установке выключателя вблизи электропечи защита от перегрузки может быть включена на трансформаторы тока высокого напряжения совместно с максимальной токовой защитой).

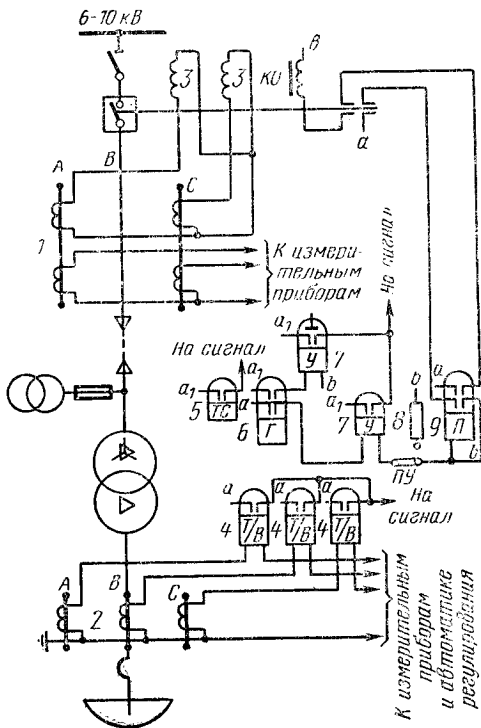


Рис. 18-28. Схема защиты на переменном оперативном токе трехфазного трансформатора трехфазной сталеплавильной печи напряжением 6—10/0,11—0,25 кВ, мощностью до 2 500 кВ·А с встроенным дросселем, с регулировкой напряжения с помощью отпаек высшего напряжения с треугольника на звезду.

1, 2 — трансформаторы тока соответственно высшего и низшего напряжений; 3 — реле типа РТМ (максимальная токовая защита мгновенного действия от многофазных замыканий); 4 — реле типа ИТ — защита от сверхтоков перегрузки (эксплуатационные к. з.), выполнена в трех фазах в связи с неравномерностью распределения токов по фазам; 5 — температурный сигнализатор типа ТС; 6 — газовое реле; 7 — реле типа ЭС; 8 — сопротивление; 9 — реле типа РП (6—9 — газовая защита).

схем защит трансформаторов дуговых электродуговых приведены на рис. 18-27 и 18-28. На рис. 18-13—18-28 приведены схемы защиты трансформаторов.

18-5. ЗАЩИТА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

а) Повреждения и ненормальные режимы работы ртутно-преобразовательных агрегатов. Для защиты ртутно-преобразовательных агрегатов от коротких замыканий на стороне выпрямленного и переменного токов, а также от обратных зажигания в выпрямителе предусматривается максимальная токовая защита мгновенного действия, ток срабатывания которой отстраивается от толчков тока намагничивания при включении ненагруженного

трансформатора и от возможных толчков тока нагрузки.

Защита выполняется в двухфазном двухрелейном исполнении для агрегатов, имеющих схему соединения обмоток трансформатора звезда — две обратные звезды с уравнительным реактором. Для трансформаторов с соединением обмоток треугольник — две обратные звезды с уравнительным реактором защита выполняется в трехфазном двухрелейном или двухфазном трехрелейном исполнении (если двухфазная двухрелейная защита не обеспечивает требуемой чувствительности).

Для защиты от обратных зажиганий в выпрямителе кроме максимальной токовой защиты на стороне переменного тока в зависимости от режима работы агрегата, его назначения, выпрямленного напряжения и т. д. устанавливаются быстродействующие автоматы в катодной цепи, действующие при внешнем токе обратного зажигания, быстродействующие реле в анодной цепи от внутренних токов обратного зажигания, быстродействующие автоматы, реагирующие на внешние и внутренние токи обратных зажиганий, и т. д. Классификация защит, применяемых от обратных зажиганий агрегатов различных типов и назначений, приведена в табл. 18-5.

При наличии быстродействующей защиты от обратных зажиганий (например, сеточная защита, защита анодными автоматами и т. д.) выдержка времени устанавливается порядка 0,2—0,3 с для отстройки от защиты при обратных зажиганиях, для которых данная защита является резервной. В этом случае для защиты трансформатора должна быть предусмотрена токовая отсечка от токов к. з. на стороне вторичного напряжения.

Для защиты от внутренних повреждений (витковые замыкания, понижение уровня масла) трансформаторов мощностью 1 000 кВ·А и ниже устанавливается газовое реле, имеющее две ступени срабатывания. Первая ступень действует на сигнал, вторая — на отключение.

Для трансформаторов мощностью 100 кВ·А и ниже защита осуществляется предохранителями высокого напряжения.

Для защиты от сверхтоков перегрузки на всех агрегатах предусматривается максимальная токовая защита с выдержкой времени. Защита действует на сигнал на подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом или на телеуправляемой подстанции. При наличии резервного агрегата на необслуживаемой подстанции защита действует на включение резерва.

При наличии системы телеуправления автоматическое включение резерва обязательно.

Для защиты от замыканий на землю на стороне выпрямленного тока устанавливается максимальная токовая защита с выдержкой времени менее 0,5 с. Эта защита должна предусматриваться для всех агрегатов подстанций напряжением 1 650 В и выше.

Таблица 18-5

Основные виды защит ртутно-преобразовательных агрегатов. Выбор и расчет основных защит ртутно-преобразовательных агрегатов

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Характеристика агрегата и установки	Наименование и исполнение защиты	Параметры срабатывания			Схема по рисунку
			Отстраняется от	Расчетная формула определяющая величины тока срабатывания защиты	Значения коэффициентов	
Повреждения внутри кожуха трансформатора	Мощность трансформаторов до 250 кВ·А	Предохранители высокого напряжения	—	—	—	—
	Мощность трансформатора 1 000 кВ·А и выше	Газовая с действием на сигнал и отключение	—	—	—	18-30, 18-31, 18-32
Сверхтоки перегрузки	Для агрегатов на подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом или при телеуправлении	Максимальная токовая выдержкой времени с действием на сигнал	Рабочих токов с учетом бросков тока	$I_{с.р} = K_{п} \frac{K_{н}}{K_{в}} \frac{I_{н.т}}{K_{т.т}}$	$K_{п}$ (см. обозначения) $K_{н} = 1,25$ $K_{в} = 0,85$	18-29, 18-30
	Для агрегатов при наличии резерва и отсутствии телеуправления или обслуживающего персонала (см. примечание 1)	Максимальная токовая выдержкой времени резервного агрегата	Рабочих токов с учетом бросков тока	Упрощенно может приниматься $I_{с.р} = 1,5 + 2,0 \frac{I_{н.т}}{K_{т.т}}$	—	18-31, 18-32
Обратные зажигания в выпрямителе и на стороне переменного и выпрямленного тока	а) Для одиночно работающих агрегатов мощностью 250 кВ·А (см. примечание 2)	Максимальная токовая мгновенного действия со стороны переменного тока				18-29
	б) Для параллельно работающих агрегатов общего назначения с выпрямленным напряжением ниже 1 650 В	Быстродействующие автоматы в катодной цепи, действующие при внешнем токе обратного зажигания, и максимальная токовая при внутренних токах обратного зажигания	Токов намагничивания при включении трансформатора	$I_{с.р} = K_{н} \frac{I_{н.т}}{K_{т.т}}$	$K_{н} = 3-4$	18-30

Продолжение табл. 18-5

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Характеристика агрегата и установки	Наименование и исполнение защиты	Параметры срабатывания		Значения коэффициентов	Схема по рисунку
			Отстраивается от	Расчетная формула определения величины тока срабатывания защиты		
Обратные зажигания в выпрямителе и на стороне переменного и выпрямленного тока	в) Для параллельно работающих агрегатов с выпрямленным напряжением выше 1 650 В	По п. «б», но с добавлением быстродействующих реле в анодных цепях, воздействующих на сетку выпрямителя и ликвидирующих внутренний ток обратного зажигания	Токов намагничивания при включении трансформаторов	То же, с добавлением защиты в анодных цепях при помощи быстродействующего реле типа РАВ. Реле по-прежнему с неизменяемой уставкой для данного агрегата	$K_H = 3+4$	18-31
	г) Мощные агрегаты электролизных установок	По п. «б», но с установкой анодных быстродействующих автоматов, реагирующих на внешние и внутренние токи обратных зажигания и максимальная токовая защита мгновенного действия	Токов намагничивания при включении трансформатора	$I_{с.р} = K_H \frac{I_{н.т}}{K_{т.т}}$	—	18-32
	Ионные электроприводы по схеме блока выпрямитель — двигатель для неравновесных электроприводов	Максимальная токовая защита мгновенного действия. Анодные быстродействующие автоматы и автоматы прямого действия на стороне выпрямленного тока (см. примечание 3)	Токов намагничивания при включении трансформатора	$I_{с.р} = K_H \frac{I_{н.т}}{K_{т.т}}$	$K_H = 3+3,5$	—
Замыкания на землю на стороне выпрямленного тока при напряжении 1 650 В и выше	Для агрегатов на тяговых подстанциях	Максимальная токовая защита с выдержкой времени $t \leq 0,5$ с	—	—	—	—

Обозначения. K_p — коэффициент перегрузки, определяющий перегрузку в зависимости от ее продолжительности, принимается по техническим условиям ГОСТ или специальным техническим условиям; $I_{н.т}$ — номинальный ток трансформатора; K_H — коэффициент надежности; K_B — коэффициент возврата.

Примечания: 1. При защите трансформаторов выпрямительных установок плавкими предохранителями другая защита от перегрузки не устанавливается.

2. Защита трансформаторов выпрямительных установок мощностью ниже 250 кВ·А осуществляется плавкими предохранителями высокого напряжения. 3. Для защиты от токов самозапуска двигателей при полном напряжении устанавливается защита минимального напряжения с выдержкой времени $t = 0,5$ с. 4. Рекомендации по уставкам анодных и катодных автоматов не даны, так как они рекомендуются или жестко определяются заводами, поставляющими быстродействующие воздушные выключатели (ВАВ) на стороне постоянного тока.

Таблица 18-6

Дополнительные виды защит для всех ртутно-преобразовательных агрегатов, кроме защищаемых предохранителями высокого напряжения

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Реле или устройство защиты, обеспечивающие соответствующее действие защиты	Защита действует при автоматическом или телемеханическом управлении
Неполное включение агрегата	Реле времени	На отключение с выдержкой времени
Погасание дуги возбуждения	Токовое реле	На отключение сеток с выдержкой времени (см. примечание 1) или на отключение всего агрегата при погасании дуги в двух и более выпрямителях
Ухудшение режима работы: повышение температуры циркуляционной воды или ее снижение	Термосигнализация (от термореле)	На сигнал
То же при аварийном повышении температуры циркуляционной воды или снижении ниже допустимых пределов	Термосигнализация (от термореле)	На отключение без выдержки времени
Ухудшенный вакуум	Вакуумное реле	На сигнал и на включение форвакуумного агрегата
Аварийный вакуум	То же	На отключение без выдержки времени
Обрыв цепи ртутного насоса	Токовое реле	На отключение с выдержкой времени
Отключение сеток	Реле напряжения, средства автоматки и блокировки	То же
Прекращение потока воды через корпус ртутного выпрямителя	Струйные реле (см. примечание 2)	То же
Перегрев трансформатора	Термосигнализирующее устройство	На сигнал

Примечания: 1. Повторное включение сеток производится только после восстановления дуги возбуждения на всех анодах. Защита устанавливается для предотвращения перегрузки отдельных анодов.

2. При прекращении потока охлаждающей воды через ртутный насос он с выдержкой времени 2—3 мин отключается при помощи термореле. После отключения ртутного насоса отключается весь агрегат с выдержкой времени 10 с.

3. При ручном управлении все устройства действуют на сигнал.

Защита устанавливается на перемычке, связывающей магистраль заземления распределительного устройства постоянного тока с общими магистралями заземления подстанции.

Кроме защит, перечисленных выше, на всех ртутно-преобразовательных агрегатах предусматриваются вспомогательные защиты от повреждений и ненормальных режимов работы, перечисленных в табл. 18-6.

На рис. 18-29—18-32 приведены принципиальные схемы защиты ртутно-преобразовательных агрегатов.

б) Повреждения и ненормальные режимы работы полупроводниковых преобразовательных агрегатов. Для защиты трансформаторов полупроводникового преобразовательного агрегата от короткого замыкания на стороне переменного или выпрямленного токов предусматривается так же, как у ртутно-преобразовательных агрегатов, максимальная токовая защита мгновенного действия, которая отключает автоматический выключатель, установленный на первичной стороне агрегата. Для четкого срабатывания защиты в случае перегрузки

или короткого замыкания на стороне выпрямленного тока или в ошиновке между трансформатором и выпрямителем реле защиты подключают к трансформаторам тока, встроенным в трансформатор агрегата, в выводы вторичных обмоток. При этом для надежной защиты полупроводникового агрегата от коротких замыканий требуется специальная проверка.

Если перегрузочная способность полупроводниковых вентилях недостаточна при протекании через них тока короткого замыкания (на стороне выпрямленного тока) в течение времени отключения масляного выключателя, то, кроме максимальной токовой защиты мгновенного действия, предусматриваются быстродействующие короткозамыкатели, устанавливаемые между трансформатором и выпрямителем.

Основной недостаток последней защиты — отсутствие селективности отключения при повреждении вентилях.

Наиболее распространенной является селективная защита вентилях с помощью быстродействующих предохранителей, устанавливаемых последовательно с вентилями

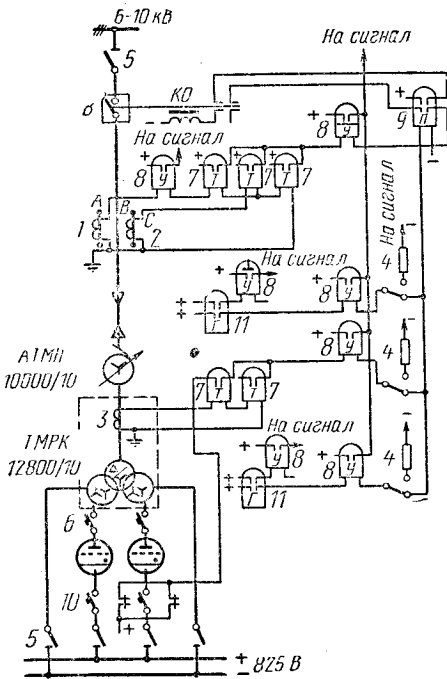


Рис. 18-32. Схема защиты мощного ртутно-выпрямительного агрегата с двумя выпрямителями.

1—3 — трансформатор тока; 4 — сопротивление; 5 — разъединитель; 6 — автомат быстродействующий анодный (защита от внутреннего и внешнего тока обратного зажигания); 7 — реле тока типа ЭТ; 8 — реле типа ЭС; 9 — реле промежуточное типа РП; 10 — автомат быстродействующий катодный (резервная защита при отказе анодных автоматов); 11 — реле газовое.

в каждую параллельную цепь выпрямителя (рис. 18-33).

При внутреннем к. з. в результате пробоя одного из вентиля весь ток проходит через предохранитель поврежденного вентиля, вызывая его перегорание.

Для контроля перегорания предохранителей предусматривается выполнение их с контактами, действующими в зависимости от нагрузки выпрямителя на сигнал или на отключение агрегата.

Для защиты мощных выпрямителей, имеющих большое число параллельно включенных вентиля и, как правило, работаю-

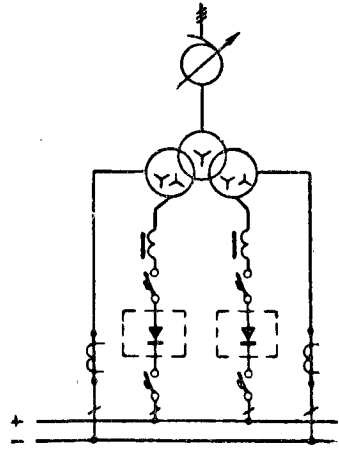


Рис. 18-34. Схема защиты выпрямительных агрегатов быстродействующими выключателями (автоматами).

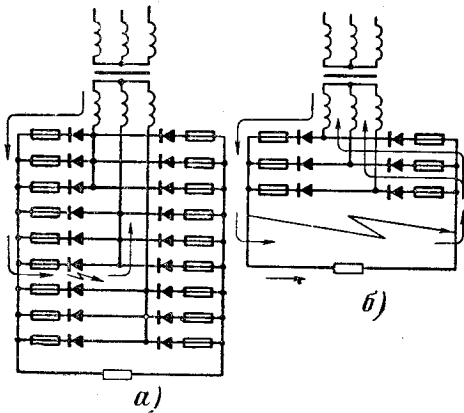


Рис. 18-33. Схема защиты выпрямительных агрегатов быстродействующими предохранителями.

а — внутреннее короткое замыкание; б — внешнее короткое замыкание.

щих параллельно с другими такими же выпрямителями, применяют и предохранители и короткозамыкатели, причем время срабатывания короткозамыкателя должно быть меньше перегорания предохранителей.

Защита полупроводникового преобразовательного агрегата может быть осуществлена включением в анодные и катодные цепи выпрямителей быстродействующих выключателей. Использование быстродействующих выключателей вместо предохранителей снижает селективность защиты и применяется иногда при замене ртутных выпрямителей кремниевыми с сохранением остального оборудования выпрямительного агрегата (рис. 18-34).

Защита вентиля от перенапряжений осуществляется с помощью конденсаторов, включаемых параллельно индуктивностям схемы питания и выпрямителю. На рис. 18-35 показаны различные способы включения защитной емкости. Для предотвращения резонансных явлений, могущих иметь место между индуктивностью трансформатора и защитной емкостью, последовательно с конденсаторами включают активные сопротивления.

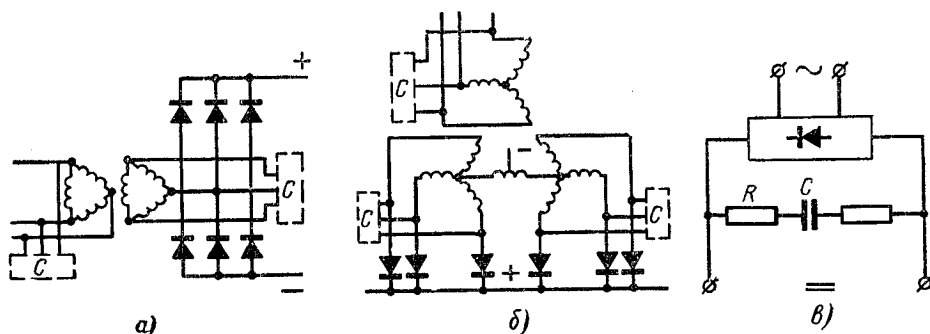


Рис. 18-35. Схема защиты выпрямительных агрегатов от коммутационных перенапряжений с помощью защитной емкости.

a, б — точки подключения защитной емкости; *в* — включение активного сопротивления для предотвращения резонансных явлений.

18-6. ЗАЩИТА БЛОКА ГЕНЕРАТОР — ТРАНСФОРМАТОР

Защита блока генератор — трансформатор должна соответствовать требованиям, предъявляемым к защите генератора и трансформатора в отдельности. Для защиты блока генератор — трансформатор от многофазных замыканий при отсутствии выключателей между трансформатором и генератором предусматривается общая для блока продольная дифференциальная защита. Отдельная продольная дифференциальная защита для генератора и трансформатора устанавливается при наличии между генератором и трансформатором выключателя. Для блоков большой мощности (более 50 мВт) в некоторых случаях устанавливается продольная дифференциальная защита для генератора и общая для всего блока и при отсутствии выключателя между генератором и трансформатором.

Для защиты от замыканий между витками одной фазы в обмотке статора генератора при наличии выведенных параллельных обмоток предусматривается односистемная поперечная дифференциальная защита. Эта защита обычно устанавливается на блоках большой мощности, что не характерно для промышленных предприятий.

Токковая защита нулевой последовательности от внешних замыканий на землю предусматривается для резервирования отключения замыканий на землю на шинах и на отходящих от них линиях сторон трансформатора, примыкающих к сетям с большим током замыкания на землю.

Если емкостные токи замыкания на землю не превышают 5 А, то защита от внешних замыканий на землю не устанавливается. Для сигнализации от таких замыканий используется устройство контроля изоляции.

Для защиты от замыканий на землю на стороне генераторного напряжения предусматривается защита напряжения нулевой последовательности.

Установка защиты от сверхтоков при внешних к. з. и токов перегрузки предусматривается только у генератора с учетом требований к этой защите на трансформаторах.

Газовая защита от внутренних повреждений трансформатора (соединенного в блоке с генератором) и понижения уровня масла выполняется аналогично такой же для трансформаторов, устанавливаемых отдельно.

Защиты от появления второго замыкания на землю в цепи ротора турбогенератора, от замыкания на землю в одной точке в цепи роторов гидрогенераторов и от повышения напряжения в обмотках статора гидрогенераторов выполняются для блока аналогично таким же защита, устанавливаемым только для генераторов.

На рис. 18-36 представлена схема защиты блока турбогенератор — трансформатор мощностью до 50 тыс. кВт, напряжением 121—242/6,3—10,5 кВ. Схема содержит следующие виды защит: общая для всего блока продольная дифференциальная защита, выполненная с реле РНТ (реле 1, 2, 3); максимальная токовая защита (реле 1Т, 2Т, 3Т) с комбинированным пуском напряжения, состоящим из устройства фильтр-реле напряжения 1РНФ и реле минимального напряжения 1Н, включенного на междуфазное напряжение. Для сохранения питания трансформатора собственных нужд при повреждениях на линиях 110—220 кВ защита выполняется с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени она действует на отключение выключателя стороны 110—220 кВ, а со второй — на отключение всех выключателей блока и действие АГП.

Сигнализация нарушения цепей напряжения осуществляется с помощью реле 1П. Питание реле напряжения в данной схеме предусмотрено от трансформатора напряжения 110—220 кВ. Для обеспечения действия защиты при внутренних к. з. в схеме предусмотрено шунтирование органа напря-

жения размыкающим контактом реле положения выключателя *1ВВ*; защита является резервной для защиты от многофазных к. з.

Резервная токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю на шинах 110—220 кВ и отходящих от них линий выполнена с реле *4Т* и *1В*. Защита от симметричных перегрузок выполнена с реле *5Т* и *2В*, защита от внутренних повреждений выполнена с реле *Г*. Защита от замыканий на землю на стороне генераторного напряжения выполнена с реле *2Н*, подключенным к разомкнутому треугольнику обмотки пятисержневого трансформатора напряжения и реле *3В*.

В схеме предусмотрен вольтметр, предназначенный для ориентировочного нахождения места замыкания на землю и периодического замера напряжения небаланса в рабочем режиме.

18-7. ЗАЩИТА СИНХРОННЫХ И АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Защита электродвигателей может осуществляться при помощи предохранителей или релейной защиты, действующей на отключающие аппараты (автоматы, контакторы, выключатели высокого напряжения). Защита электродвигателей напряжением до 1 кВ осуществляется предохранителями или автоматами. Электродвигатели высокого напряжения, обслуживающие неответст-

венные рабочие механизмы при незначительной их мощности (до 200—300 кВт), также могут защищаться плавкими предохранителями. Выбор предохранителей для электродвигателей высокого напряжения производится по кривым зависимостей времени работы предохранителей от тока к. з. и номинального тока предохранителей (рис. 18-37). Из этих кривых следует, что при $I_{в} > I_{н.д}$ и при кратности пускового тока $I_{п}/I_{н.д} = 6 \div 7$ или ниже предохранители обеспечивают время пуска двигателя 4—60 с в соответствии с условиями пуска; здесь $I_{в}$ — номинальный ток плавкой вставки предохранителя по кривым рис. 18-37; $I_{н.д}$ — номинальный ток двигателя при полной нагрузке.

В тех случаях, когда плавкие предохранители высокого напряжения не обеспечивают требований, предъявляемых к защите электродвигателей, применяют релейную защиту.

На синхронных электродвигателях устанавливают релейные защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

многофазных замыканий в электродвигателе и на его выводах; однофазных замыканий на землю; токов перегрузки; снижения напряжения; асинхронного режима работы.

Для защиты синхронных электродвигателей от многофазных замыканий в электродвигателе и на его выводах в зависимости от мощности электродвигателя и количества выводов предусматривается максимальная токовая отсечка без выдержки вре-

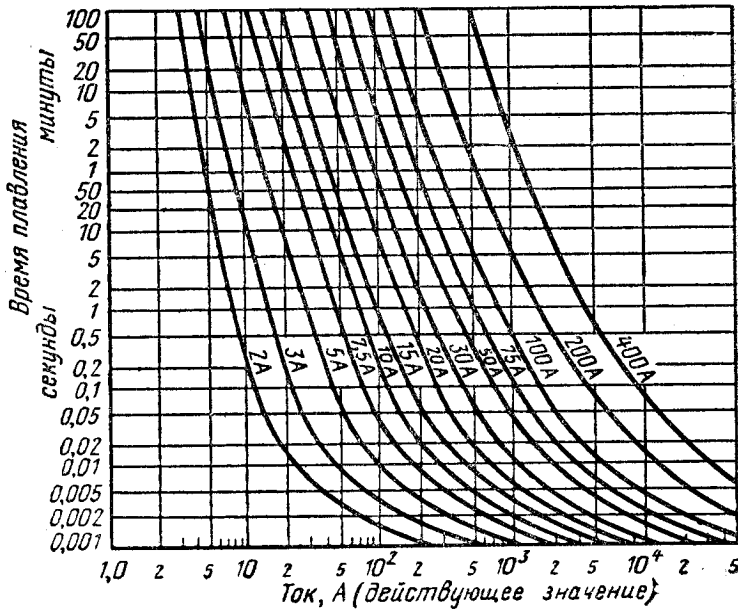


Рис. 18-37. Кривые зависимостей времени работы плавких вставок предохранителей с кварцевым заполнением от величины тока к. з. и номинального тока плавких вставок.

мени или продольная дифференциальная защита. Обе защиты действуют на отключение выключателя или другого отключающего аппарата и АГП. Токовая отсечка выполняется одним реле, включенным на разность фазных токов (для электродвигателей мощностью до 2 000 кВт), или двумя реле, включенными на фазные токи (для двигателей мощностью от 2 000 до 5 000 кВт с тремя выводами). Продольная дифференциальная защита устанавливается для защиты электродвигателей мощностью 5 000 кВт и выше, а также для электродвигателей меньшей мощности, имеющих шесть выводов, если токовая отсечка без выдержки времени не удовлетворяет требованиям чувствительности.

Для защиты синхронных электродвигателей от однофазных замыканий на землю предусматривается максимальная токовая защита нулевой последовательности.

Необходимая чувствительность защиты достигается выполнением ее с трансформаторами тока нулевой последовательности типа ТНП в сочетании с реле типа ЭТ (для электродвигателей мощностью до 2 000 кВт) или ЭТД (для электродвигателей мощностью 2 000 кВт и выше). Данная защита выполняется для синхронных электродвигателей мощностью до 2 000 кВт при токах замыкания на землю, превышающих 10 А, с действием на отключение без выдержки времени, а для электродвигателей мощностью выше 2 000 кВт при токах замыкания на землю 5 А и выше (до 10 А) с действием на сигнал.

Для защиты электродвигателей от токов перегрузки, имеющей место в реальных условиях его работы, а также электродвигателей с тяжелыми условиями пуска и самозапуска и электродвигателей с фазным ротором, у которых пусковой момент меньше момента сопротивления при выведенном роторе, предусматривается максимальная токовая защита с выдержкой времени. Защита выполняется однофазной с одним реле, включенным на один из фазных токов, или двухфазной с одним реле, включенным на разность фазных токов. При двухфазном исполнении защита может рассматриваться как резервная к токовой отсечке и использоваться для отключения повреждений, не сопровождающихся большими токами. Защита выполняется с действием на сигнал на подстанциях, где перегрузка может быть устранена обслуживающим персоналом или в результате срабатывания устройств автоматической разгрузки, с действием на сигнал и на отключение для электродвигателей, имеющих тяжелые условия пуска и самозапуска или установленных в помещениях без постоянного обслуживающего персонала.

Защита от снижения напряжения. Для неотвеченных электродвигателей, не работающих в режиме самозапуска, а также ответственных электродвигателей, самозапуск которых недопустим после длительного исчезновения напряжения по техно-

гическим условиям или условиям техники безопасности, от снижения напряжения предусматривается защита минимального напряжения, действующая на отключение с выдержкой времени. Для отключения неотвеченных двигателей и для защиты двигателей от опрокидывания время срабатывания защиты принимается на одну ступень больше, чем время срабатывания защиты от многофазных замыканий. Для двигателей, не допускающих самозапуска по технологическим условиям, выдержку времени выбирают в пределах 1 с. На ответственных двигателях, работающих в режиме самозапуска, минимальная защита не устанавливается или должна иметь выдержку времени более 10 с.

Защита от асинхронного режима работы. Для защиты синхронных электродвигателей с относительно спокойным характером нагрузки и $OK3 \geq 0,8$ от асинхронного режима работы используется защита от токов перегрузки, выполняемая с индукционными реле типа ИТ.

Для защиты синхронных электродвигателей с толковой или ударной нагрузкой и $OK3 \leq 0,8$ от асинхронного режима работы предусматривается специальная защита, реагирующая на появление переменной составляющей тока в цепи ротора (рис. 18-44).

При наличии постоянного дежурного персонала защита действует на сигнал и с выдержкой времени, обеспечивающей отстройку от пусковых токов, на отключение выключателя и АГП. При отсутствии постоянного дежурного персонала защита действует на отключение с той же выдержкой времени.

Для асинхронных электродвигателей характерны те же повреждения и ненормальные режимы работы, что и для синхронных электродвигателей. Для защиты асинхронных электродвигателей применяются те же виды защит, что и для синхронных, кроме защиты от асинхронного режима работы. Защиты действуют на отключение выключателя или других отключающих аппаратов. Для защиты асинхронных электродвигателей от работы в неполнофазном режиме (например, в случае перегорания плавкого предохранителя в одной фазе) устанавливается специальная защита, описание которой дано в § 18-7.

Защита трехфазных электродвигателей от работы на двух фазах. Для защиты трехфазных электродвигателей от работы на двух фазах применяется токовая защита, основанная на изменении фильтра тока обратной последовательности (рис. 18-47).

Фильтр состоит из двух сопротивлений R_A и R_C и конденсатора C_A и питается от трансформаторов тока $ТТ_A$ и $ТТ_C$.

В нормальном режиме работы токи во всех трех фазах двигателя равны по величине и сдвинуты на 120° , а напряжение на выходе фильтра, равное геометрической сумме U_A и U_C , равно нулю. Векторная

Таблица 18-7

Выбор и расчет защиты синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением ниже 1 кВ (рис. 18-38)

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Наименование и исполнение защиты	Уставка времени, с	Параметры срабатывания	Зона действия защиты
Многофазные к. з.	Токовая, предохранительная	По ампер-секундной характеристике плавкого предохранителя	Ток плавкой вставки: <ol style="list-style-type: none"> 1) для двигателей с нормальным пуском $I_B = \frac{I_{\text{п}}}{2,5}$ 2) для двигателей с тяжелым пуском $I_B = \frac{I_{\text{п}}}{1,6 \div 2,0}$ 	Двигатель и провода до места установки предохранителей на щите
Максимальная токовая, осуществляемая максимальным расцепителем автомата		0	Ток Уставки максимального расцепителя автомата	Двигатель и провода до места установки автомата
Многофазные замыкания и кратковременное снижение напряжения	Минимального напряжения, при помощи расцепителя автомата на оперативном переменном токе*	0	Напряжение уставки расцепителя минимального напряжения автомата $U_A < 0,8 U_{\text{н}}$	От источника питания (шины) до двигателя

1 Защита одними предохранителями обычно осуществляется для двигателей малой мощности (до 20—50 кВт).

2 Применяется для двигателей мощностью до 1 000 кВт.

* Применяется для отключения малоответственных двигателей, для обеспечения безопасности при отключении малоответственных двигателей, для обеспечения минимального напряжения двигателя.

печения самозапуска ответственных двигателей и для тех двигателей, режим самозапуска которых не должен иметь места по технологическим условиям. Обозначения: I_B — ток плавкой вставки; I_A — ток уставки автомата; I_H — пусковой ток двигателя; U_A — напряжение уставки автомата; $U_{\text{н}}$ — номинальное напряжение двигателя.

Таблица 18-3

Выбор и расчет защиты синхронных и асинхронных двигателей напряжением выше 1 кВ

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Наименование и исполнение защиты	Мощность двигателя, кВт	Уставка времени, с	Параметры срабатывания защиты			Зона действия защиты	Схема по рисунку
				Отстраняется от	Расчетная формула определения величины тока срабатывания	Значения коэффициентов		
Многофазные к. з. в двигателе и на его выводах	Токовая отсечка с одним реле, включенным на разность фазных токов	До 2 000	0	Бросков тока в первый момент к.з. в сети; пускового тока электродвигателя при полном напряжении сети и выключении сопротивления ротора	Для защиты, выполненной с реле типа ЭТ, $I_{с.р} = \frac{K_n I_n}{K_B K_{Т.Т}}$	$K_n = 1,2$ $K_B = 0,85$	Двигатель и кабель до места установки предохранителей	18-39, 18-41, 18-43, 18-46, 18-40
	Токовая отсечка с двумя реле, включенными на фазные токи	Свыше 2 000, имеющих три вывода	0		Для защиты выполненной с реле типа ИТ, $I_{с.р} = \frac{K_n \cdot 1,8 I_n}{K_{Т.Т}}$	$K_n = 1,2$ 1,8 — коэффициент, учитывающий агрегатную составляющую пускового тока		
Замыкания на землю	Продольная дифференциальная защита с тремя реле	Свыше 5 000	0					
	Продольная дифференциальная защита с двумя или одним реле	До 5 000, имеющих шесть выводов, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности	0		$I_{с.р} = (1,5 \div 2) \frac{I_n}{K_{Т.Т}}$			
Максимальная токовая защита нулевой последовательности	Для двигателей, подключенных к сети с током замыкания на землю: а) 10 А и выше (для двигателей мощностью до 2 000) б) 5 А и выше (для двигателей свыше 2 000)						Двигатель от трансформатора тока нулевой последовательности до двигателя	18-40, 18-41, 18-42, 18-43, 18-44

Продолжение табл. 18-3

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Наименование и исполнение защиты	Мощность двигателя, кВт	Уставка времени, с	Параметры срабатывания защиты			Зона действия защиты	Схема по рисунку
				Отстраняется от	Расчетная формула определения величины тока срабатывания	Значения коэффициентов		
Сверхтоки перегрузки	Максимальная токовая однофазная или двухфазная	См. § 18-7 (сверхтоки перегрузки)	Выбирается из условий отстройки от времени пуска и самозапуска (у электродвигателей, для которых предусмотрены самозапуск)	Номинального тока электродвигателя	$I_{с.р} = \frac{K_H I_H}{K_B K_{Т.Т}}$	$K_H = 1,1 + 1,2$ (для защиты, действующей на сигнал) $K_H = 1,5 + 1,75$ (для защиты, действующей на отключение)	Двигатель	18-41, 18-42, 18-43, 18-44, 18-46
Снижение напряжения при к. з. или при обрыве фазных действующих элементов персонала	Защита минимального напряжения	Для всех двигателей, не работающих в режиме самозапуска, и для ответственных двигателей, пуск которых невозможен по технологическим условиям вследствие длительного снижения напряжения	См. § 18-7	Напряжение срабатывания выбирается таким, чтобы обеспечить самозапуск ответственных электродвигателей	$U_{с.р} = (0,6 - 0,7) U_H$	—	От источника питания до двигателя	18-39, 18-40, 18-41, 18-42, 18-43, 18-44, 18-45, 18-46
Асинхронный режим работы (для синхронных двигателей)	Максимальная токовая перегрузки	1. Для двигателей с относительно спокойным характером нагрузки, $OK \geq 0,8$ 2. Для двигателей с толковой или ударной нагрузкой с $OK \leq 0,8$	Выдержка времени должна быть больше времени затухания пусковых токов двигателя	—	$I_{с.р} = (1,4 + 1,5) I_H$	—	Двигатель	18-41, 18-42, 18-43, 18-46, 18-44

Обозначения: I_H — максимальное значение периодической составляющей пускового тока электродвигателя; I_H — номинальный ток двигателя; $I_{с.р}$ — ток срабатывания реле; U_H — номинальное напряжение двигателя; $U_{с.р}$ — напряжение срабатывания; K_B — коэффициент возврата реле; $K_{Т.Т}$ — коэффициент трансформации трансформатора тока.

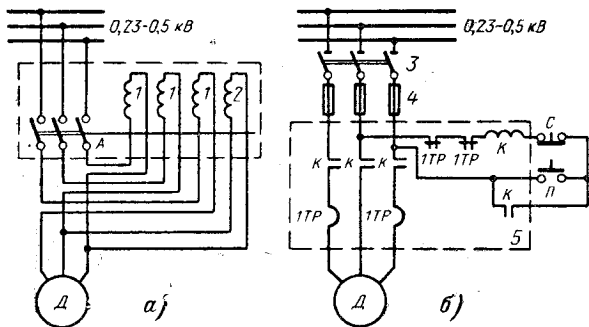


Рис. 18-38. Схема защиты двигателей напряжением до 1 000 В.

а — при помощи автомата; б — при помощи предохранителя и теплового реле магнитного пускателя; 1 — катушка максимальных расцепителей (максимальные реле прямого действия); 2 — катушка минимального расцепителя (реле минимального напряжения прямого действия); 3 — рубильник; 4 — плавкие предохранители для защиты от к. з.; 5 — магнитный пускатель (1ТР — тепловое биметаллическое реле, встроенное в магнитный пускатель; К — контактор магнитного пускателя).

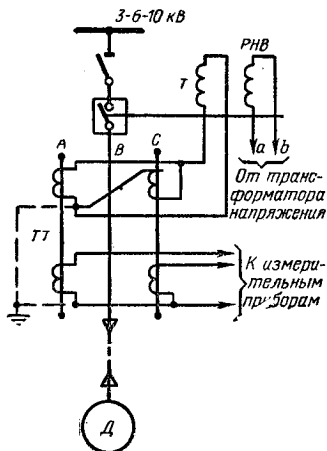


Рис. 18-39. Схема защиты асинхронного двигателя на переменном оперативном токе с реле прямого действия мощностью до 2 000 кВт для привода механизмов с вентиляторным моментом сопротивления, имеющего легкие условия пуска и самозапуска.

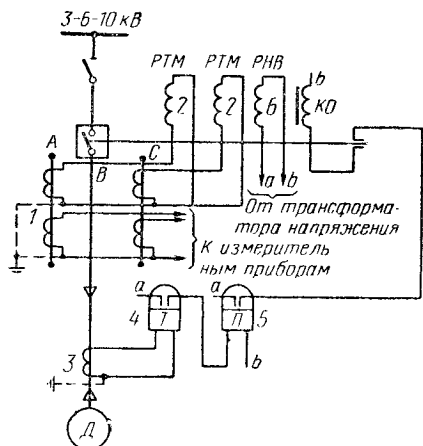


Рис. 18-40. Схема защиты асинхронного двигателя на переменном оперативном токе с реле прямого действия мощностью 2 000 кВт и выше для привода механизмов с вентиляторным моментом сопротивления, имеющего легкие условия пуска и самозапуска.

1 — трансформатор тока; 2 — реле тока типа РТМ (токовая защита); 3 — трансформатор тока нулевой последовательности; 4 — реле типа РП (3, 4 — защита от однофазных замыканий на землю, действует на отключение при токах замыкания на землю 10 А и выше); 5 — промежуточное реле; 6 — реле напряжения типа РНВ (защита от длительного исчезновения напряжения может быть выполнена с выдержкой времени 4—5 с; устанавливается по технологическим условиям).

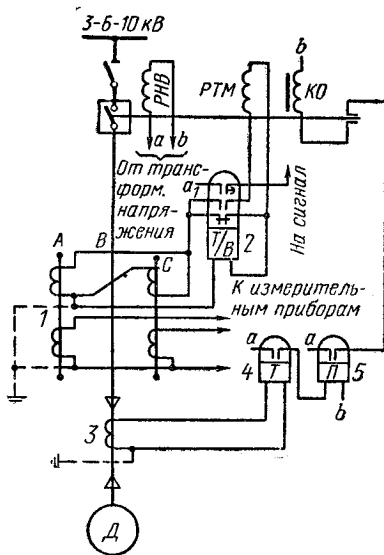


Рис. 18-41. Схема защиты на переменном оперативном токе с реле косвенного действия асинхронного (синхронного) двигателя 6—10 кВ, мощностью 200 кВт для привода механизмов с вентиляторным или постоянным моментом сопротивления, подверженного технологической перегрузке. 1 — трансформатор тока; 2 — реле тока типа ИТ; 3 — трансформатор тока типа ТНП; 4 — реле тока типа ЭТ; 5 — реле типа РП (3—5 — защита от однофазных замыканий на землю, устанавливается при токах замыкания на землю в сети 10 А и выше). Токвая отсечка, защита от перегрузки и защита от асинхронного режима работы (последняя только у синхронных двигателей) выполнены с помощью реле типа ИТ, включенного по схеме на дешунтирование отключающей катушки; РТМ — реле тока прямого действия; РНВ — реле напряжения прямого действия.

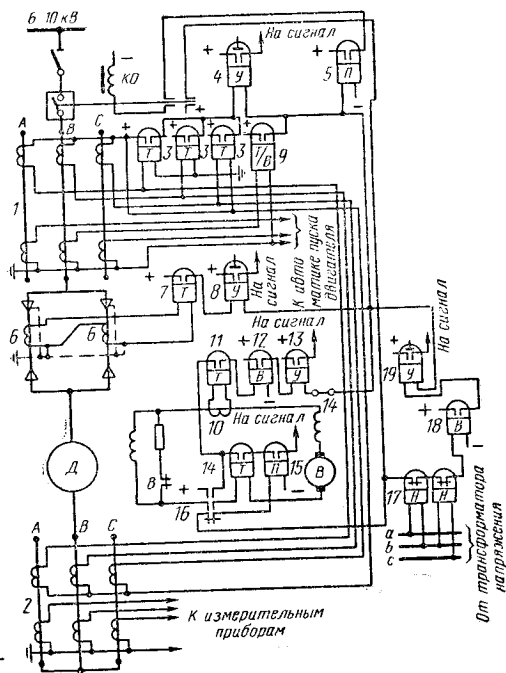
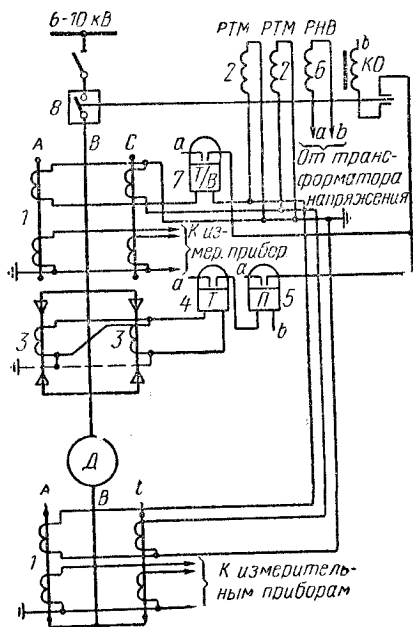


Рис. 18-42. Схема защиты на переменном оперативном токе с реле прямого действия асинхронного (синхронного) двигателя 6—10 кВ, мощностью 2 000 кВт и выше с продольной дифференциальной защитой, с реле прямого действия.

1 — трансформатор тока; 2 — реле тока типа РТМ (продольная дифференциальная защита); 3 — трансформатор типа ТНП; 4 — реле тока типа ЭТД; 5 — реле типа РП (4, 5 — защита от однофазных замыканий на землю); 6 — реле напряжения типа РНВ; 7 — реле тока типа ИТ (защита от перегрузки и асинхронного режима работы для синхронных двигателей).

Рис. 18-44. Схема защиты на постоянном оперативном токе с реле косвенного действия синхронного двигателя 6—10 кВ, мощностью 5 000 кВт и более с ударной нагрузкой.

1, 2 — трансформатор тока; 2 — реле тока типа ЭТ; 4, 8, 13, 19 — реле типа ЭС (3, 4 — продольная дифференциальная защита двигателя); 5 — реле типа РП (выходное реле защиты); 6 — трансформатор тока типа ТНП; 7, 11 — реле тока типа ЭТД (6, 8 — защита от однофазных замыканий на землю); 9 — реле типа ИТ (защита от токов перегрузки); 10 — трансформатор тока типа ТКФ; 12 — реле типа ЭВ (10—13 — специальная защита от асинхронного режима работы). Для отстройки от толчков тока, возникающих в цепи ротора в момент включения, защита выполнена с выдержкой времени 0,5—1,0 с (реле 12); с помощью переключающего устройства защита может действовать на отключение двигателя, на ресинхронизацию или на автоматическую разгрузку механизмов; 14, 15 — реле типа РЭ; 16 — блок-контакт контактора поля (14—16 — защита от обрыва поля); 17 — реле напряжения типа ЭН; 18 — реле времени типа ЭВ (17—19 — защита от длительного исчезновения напряжения).

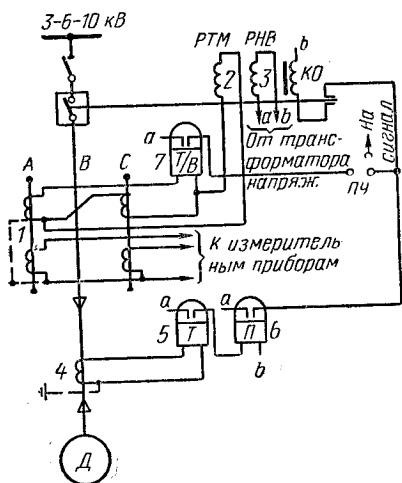


Рис. 18-43. Схема защиты на оперативном переменном токе с реле прямого действия асинхронного (синхронного) двигателя 6—10 кВ, мощностью до 2 000 кВт для привода механизмов с постоянным или вентиляторным моментом сопротивления, имеющего тяжелые условия пуска и самозапуска.

1 — трансформатор тока; 2 — реле тока типа РТМ (токовая отсечка); 3 — реле типа РНВ (защита минимального напряжения); 4 — трансформатор тока типа ТНП; 5 — реле тока типа ЭТ; 6 — реле типа РТ (4—6 — защита от однофазных замыканий на землю); 7 — реле типа ИТ (защита от сверхтоков перегрузки; при использовании схемы для защиты синхронного двигателя реле 7 используется и в качестве защиты от асинхронного режима работы; с помощью переключающего устройства ПУ защита от перегрузки и асинхронного режима работы может действовать на сигнал или на отключение).

диаграмма фильтра в нормальном режиме работы дана на рис. 18-47, б. При возникновении любого несимметричного повреждения двигателя равенство фазных токов нарушается и на выходе фильтра появляется напряжение, под действием которого срабатывает выходное реле РП-4 и отключает поврежденный двигатель.

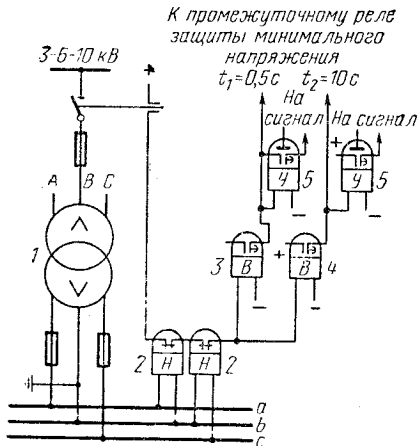


Рис. 18-45. Схема групповой защиты минимального напряжения двигателей 3—10 кВ на постоянном оперативном токе.

1 — трансформатор напряжения; 2 — реле напряжения типа ЭН; 3, 4 — реле времени типа ЭВ; 5 — реле типа ЭС. Защита выполнена с двумя выдержками: с первой выдержкой времени отключаются несоответственные двигатели при снижении напряжения в сети, ответственные двигатели остаются работать в режиме самозапуска; со второй — отключаются ответственные двигатели при длительном исчезновении напряжения в сети.

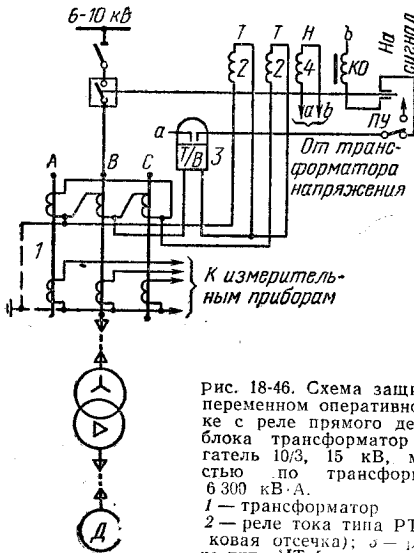


рис. 18-46. Схема защиты на переменном оперативном токе с реле прямого действия блока трансформатор — двигатель 10/3, 15 кВ, мощностью по трансформатору 6300 кВ·А.

1 — трансформатор тока; 2 — реле тока типа РТМ (токовая отсечка); 3 — реле тока типа ИТ (защита от токов перегрузки и асинхронного режима работы для синхронных двигателей); 4 — реле напряжения (защита минимального напряжения).

Срабатывание защиты при симметричных повреждениях двигателя достигается подбором трансформаторов тока $ТТ_A$ и $ТТ_C$ с равной степенью насыщения их магнитопровода, причем характеристики трансформаторов должны быть выбраны так, чтобы их расхождение при пусковых токах было незначительно, а при токах к. з. достигало величины, достаточной для срабатывания выходного реле. В качестве выходного реле фильтра используется реле типа РП-4 с двумя обмотками — рабочей (ОР) и тормозной (ОР), при помощи которой обеспечивается выдержка времени. Подаваемое к реле напряжение выпрямляется при помощи однофазно-мостикового выпрямителя (В).

Для блокировки ложных срабатываний защиты при к. з. в других двигателях реле имеет выдержку времени, определяемую ОТ и конденсатором C_p . Меняя величину емкости C_p , можно регулировать выдержку времени срабатывания реле. Для использования одного и того же устройства для защиты двигателей различной мощности параллельно с выходным реле РП-4 включается автотрансформатор (АТ). Защита обладает большой чувствительностью.

В табл. 18-7 и 18-8 даны выбор и расчет защиты синхронных и асинхронных электродвигателей соответственно для напряжений ниже и выше 1 кВ.

На рис. 18-38—18-47 приведены принципиальные схемы защиты синхронных и асинхронных электродвигателей.

18-8. ЗАЩИТА СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

Для защиты синхронных компенсаторов, работающих через шины подстанции в сеть, предусматривается такая же защита, как и для генераторов (§ 18-3), но со следующими особенностями:

1) защита от внешних многофазных к. з. не предусматривается;

2) защита от перегрузки во время пуска компенсатора выводится из действия или переводится на сигнал;

3) защита минимального напряжения должна иметь выдержку времени порядка 10 с; напряжение срабатывания $U_{с.з}$ реле защиты минимального напряжения выбирается по условию $U_{с.з}=0,4 U_n$; защита действует на отключение компенсатора и автоматически снова включает компенсатор при восстановлении напряжения;

4) при длительном понижении напряжения в сети (при наличии на компенсаторе автоматического регулятора напряжения и отсутствии постоянного дежурного персонала) устанавливаются защита от перегрузки, действующая с меньшей выдержкой времени на сигнал, и устройство для автоматической разгрузки компенсатора, осуществляющее снижение тока возбужде-

ния, с большей выдержкой времени на отключение выключателя синхронного конденсатора;

б) на компенсаторах должна устанавливаться блокировка, отключающая выключатель при потере возбуждения (на подстанциях без постоянного обслуживающего персонала).

18-9. ЗАЩИТА КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ

На конденсаторных батареях устанавливают защиты от следующих видов повреждений: многофазных замыканий; однофазных замыканий на землю.

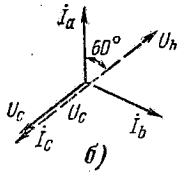
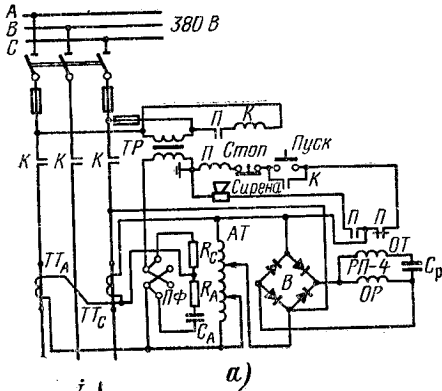


Рис. 18-47. Схема защиты трехфазных электродвигателей от работы на двух фазах.

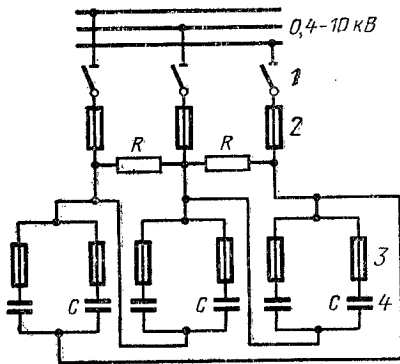


Рис. 18-48. Схема защиты батарей конденсаторов при помощи предохранителей.

1 — рубильник или разъединитель; 2 — предохранитель для групповой защиты; 3 — предохранитель для индивидуальной защиты; 4 — конденсатор. В качестве разрядных сопротивлений (R) обычно используется трансформатор напряжения.

Для защиты конденсаторной батареи напряжением выше 1000 В от многофазных замыканий применяются плавкие предохранители высокого напряжения или максимальная токовая защита мгновенного действия.

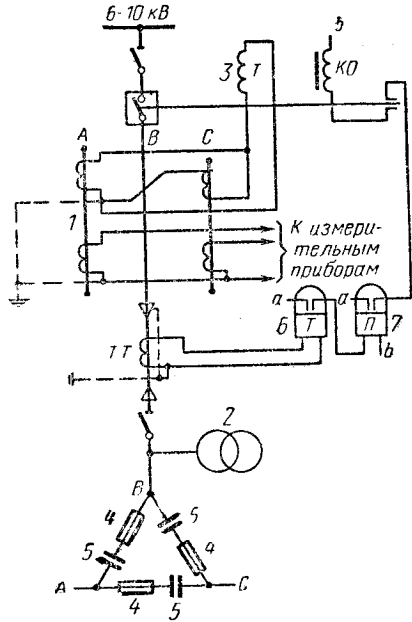


Рис. 18-49. Схема защиты на переменном оперативном токе с реле прямого действия батарей конденсаторов мощностью до 6000 квар.

1 — трансформатор тока; 2 — трансформатор напряжения; 3 — реле тока типа РТМ (защита от многофазных замыканий всей батареи); 4 — плавкие предохранители (для индивидуальной или групповой защиты конденсаторов); 5 — конденсаторы; 6 — реле тока типа ЭТ; 7 — реле промежуточное РП.

При наличии индивидуальных предохранителей для защиты отдельных групп конденсаторов максимальная токовая защита от многофазных замыканий всей батареи выполняется с одним реле, включенным на разность фазных токов (рис. 18-49). Двухрелейное исполнение максимальной токовой защиты может применяться только в тех случаях, когда мощность источника питания соизмерима с мощностью самой батареи. Избирательность действия между предохранителями для индивидуальной защиты конденсаторов или группы конденсаторов и максимальной токовой защитой всей батареи и отстройки их от бросков тока при включении конденсаторов в сеть достигается правильным выбором номинального тока срабатывания максимальной защиты:

$$I_B = (2,5 \div 3,0) I_{н.к.}$$

$$I_{с.з} = (2,0 \div 2,5) I_{н.б.}$$

где I_B — номинальный ток плавкой вставки; $I_{с.з}$ — ток срабатывания защиты; $I_{н.к}$ —

номинальный ток одного конденсатора или защитной группы; $I_{н.б}$ — номинальный ток батареи конденсаторов.

Для защиты конденсаторной батареи напряжением до 1000 В от многофазных замыканий используются плавкие предохранители, общие для всей батареи.

Для защиты конденсаторной батареи напряжением выше 1000 В от однофазных коротких замыканий на землю (при токах замыкания на землю 20 А и выше) предусматривается максимальная токовая защита нулевой последовательности. Защита от замыканий на землю может не устанавливаться на конденсаторах, соединяемых со сборными шинами без кабельной вставки. В этом случае для защиты от замыканий на землю используется устройство контроля изоляции на шинах подстанции.

Для защиты конденсаторной батареи напряжением до 1000 В от однофазных замыканий на землю устанавливаются плавкие предохранители, общие для всей батареи. Принципиальные схемы защиты батарей конденсаторов приведены на рис. 18-48 и 18-49.

18-10. ЗАЩИТА КАБЕЛЬНЫХ И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6—35 кВ, РАБОТАЮЩИХ В СЕТЯХ С МАЛЫМИ ТОКАМИ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

На кабельных и воздушных линиях напряжением 6—35 кВ устанавливают защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы: многофазных замыканий, однофазных замыканий на землю, перегрузки.

1. Защита от многофазных замыканий. а) Для защиты одиночных неактивированных линий одностороннего питания от многофазных замыканий предусматривается максимальная токовая защита со ступенчатой настройкой выдержек времени в сочетании с токовой отсечкой. Защита действует на отключение выключателя и выполняется на двух фазах с одним или двумя реле в зависимости от требований к чувствительности защиты. Для повышения избирательности действия и предотвращения ложного срабатывания (при двойных замыканиях на землю) в сетях с малыми токами замыкания на землю трансформаторы тока должны включаться в одноименные фазы. На одиночных неактивированных кабельных линиях, питающихся от шин электростанций промышленных предприятий или мощных ГПП, рекомендуется применение токовых отсечек без выдержки времени, отстроенных от к. з. за трансформаторами подстанций. При наличии АПВ и АВР допускается неизбирательность в действии защиты. Зона действия токовой отсечки определяется из условия снижения напряжения на шинах электростанций промышлен-

ных предприятий ниже $0,6 U_n$ при отключении многофазных замыканий.

б) Для защиты одиночных реактированных линий одностороннего питания от многофазных замыканий рекомендуется применение отсечек по току и напряжению как без выдержек времени, так и с выдержкой времени. На реактированных линиях, выключатели которых не обеспечивают отключения к. з., происходящего до реактора, токовые отсечки не должны предусматриваться и не устанавливаются. На всех линиях одностороннего питания максимальные токовые защиты устанавливаются только на питающих концах защищаемых участков сети.

в) Для защиты линий двустороннего питания в системах электроснабжения промышленных предприятий предусматриваются максимальная токовая защита и отсечки по току и напряжению. Для повышения избирательности действия рекомендуется в случае необходимости применять направленные защиты. В целях упрощения защиты рекомендуется автоматически делить сеть на радиальные участки одностороннего питания.

2. Защита от однофазных замыканий на землю. Для защиты воздушных линий от однофазных замыканий на землю используются устройства контроля изоляции, действующие на сигнал. Исключение составляют линии, требующие отключения по условиям техники безопасности. Для осуществления избирательности защиты линии снабжаются кабельными вводами. Для защиты кабельных линий от замыканий на землю используются специальные трансформаторы тока нулевой последовательности. Защита от замыканий на землю и в этом случае также работает на сигнал. Действие защиты на отключение поврежденного участка используется только в случае, когда отключение поврежденного участка необходимо по условиям техники безопасности или когда отключение линии не вызывает перерыва в питании потребителя.

3. Защита от перегрузки. Для защиты линий от перегрузки, обусловленной технологическими особенностями производства, устанавливается защита от перегрузки в однорелейном исполнении, действующая на сигнал или, если это необходимо, с выдержкой времени на отключение. Последняя относится к кабельным линиям (предотвращает разрушение изоляции кабеля от чрезмерного повышения температуры жил кабеля).

Упрощенные схемы защиты линий. В целях упрощения схем защиты линий допускается осуществлять защиту линий предохранителями высокого напряжения в сочетании с разъединителями или выключателями нагрузки. На рис. 18-58, а дана схема защиты линии с помощью предохранителей, разъединитель необходим для получения видимого разрыва цепи. На рис. 18-58, б защита линии выполнена так-

Таблица 18-9

Выбор и расчет защиты кабельных и воздушных линий напряжением 6—35 кВ с малыми токами замыкания на землю

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Характеристика линии	Наименование и исполнение защит	Параметры срабатывания защиты		Значения коэффициентов	Схема по рисунку
			С чем согласовывается защита	Расчетная формула определения величины срабатывания защиты		
Многофазное к. з.	Одночная реактивная воздушная линия одностороннего питания	Максимальная токовая защита со ступенчатой настройкой выдержек времени в сочетании с токовой отсечкой	1. Отстраняется от максимумного тока линии 2. Защита должна надежно срабатывать при к. з. на всем протяжении защищаемой линии	Максимальная токовая защита		18-50
				$I_{с.р} = \frac{K_H}{K_3} \frac{I_{р.м}}{K_{т.т}}$	$K_H = 1,1 + 1,2$	
Многофазное к. з.	Одночная реактивная кабельная линия отходящая от шин подстанции	Токовая отсечка без выдержки времени	Отстраняется от тока к. з. в конце линий или другой определенной точке	Токовая отсечка		18-50, 18-51,а
				$I_{с.р} = \frac{K_H}{K_{т.т}} I''$	$K_H = 1,2 + 1,3 \text{ для реле типа ЭТ}$ $K_H = 1,4 + 1,5 \text{ для реле типа ИТ}$	
Одночная реактивная кабельная и воздушная линия одностороннего питания, выключатель которой не считается на отключение к. з. до реактора	Одночная реактивная кабельная и воздушная линия одностороннего питания, выключатель которой не считается на отключение к. з. до реактора	Максимальная токовая защита с выдержкой времени	Ток срабатывания отсечки должен быть выбран, исходя из условий сохранения напряжения на линиях подстанций при к. з. на линии не менее $(0,5 + 0,6)U_{ген}$	Ориентировочно		13-52, 18-53, 18-55
				$I_{с.р} \leq \frac{0,4 - 0,5}{x \Sigma} I_H$	—	
То же, но с выключателем, рассчитанным на отключение к. з. и до реактора	То же, но с выключателем, рассчитанным на отключение к. з. и до реактора	Максимальная токовая защита со ступенчатой настройкой выдержек времени в сочетании с токовой отсечкой	1. Отстраняется от максимумного тока линии 2. Защита должна надежно срабатывать при к. з. на всем протяжении защищаемой линии	Аналогично защите одиночной переключенной воздушной линии одностороннего питания		18-51,б
				$I_{с.р} = \frac{K_H}{K_B} \frac{I_{р.м}}{K_{т.т}}$	$K_H = 1,1 + 1,2$	

Продолжение табл. 18-9

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Параметры срабатывания защиты			Схема по рисунку	
	Наименование и исполнение защит	С чем согласовывается защита	Расчетная формула определения величины срабатывания защиты		Значения коэффициентов
Характеристика линии					
Сдвоенная кабельная линия, включенная под один выключатель	Поперечная дифференциальная защита с циркулирующими токами	Отстраняется от максимального тока небаланса	$I_{ср} = \kappa_H I_{нб.м}$ (см. примечание 7)	$\kappa_H = 1,25$	18-54
Две воздушные или кабельные линии одно-стороннего питания, присоединенные под разные выключатели	Поперечная дифференциальная направленная защита	Отстраняется от: 1) токов небаланса нормального режима и при сквозном к. з. 2) максимального тока нагрузки в режиме, когда на одном конце линии включены выключатели обеих линий, а на втором — одной линии	$I_{ср} = \frac{\kappa_H}{\kappa_B} \frac{I_{нб.м}}{\kappa_{т.т}}$ $I_{ср} = \frac{\kappa_H}{\kappa_B} \frac{I_{р.м}}{\kappa_{т.т}}$	$\kappa_H = 1,15 \div 1,25$ (см. примечание 4)	18-55
То же, частный случай защиты двух параллельных линий при двухстороннем питании	Максимальная токовая защита со ступенчатой настройкой выдержки времени в сочетании с токовой отсечкой без выдержки времени на секционном выключателе и защитой от минимального напряжения с выдержкой времени	Отстраняется от: 1) рабочего тока при работе одной из линий 2) бросков тока при самозапуске двигателя на цеховой подстанции	$I_{ср} = \frac{\kappa_H}{\kappa_B} \frac{I_{р.м}}{\kappa_{т.т}}$ $U_{ср} \sim (0,3 \div 0,4) U_H$	$\kappa_H = 1,1 \div 1,2$ для реле типа ЭТ $\kappa_H = 1,4 \div 1,5$ для реле типа ИТ	18-57
Параллельные линии двустороннего питания	Максимальная токовая защита со ступенчатой настройкой выдержки времени с делением токовой отсечкой на подстанциях на две радиальные линии одностороннего питания или поперечная дифференциальная защита с приемной стороны. Для коротких линий допускается применение продольной дифференциальной защиты	Отстраняется от: 1) максимального рабочего тока линии 2) максимального тока небаланса	$I_{ср} = \kappa_H \frac{I_{р.м}}{\kappa_{т.т}}$ $I_{ср} = \kappa_H I_{нб.м}$	$\kappa_H = 1,2 \div 1,3$ для реле ЭТ $\kappa_H = 1,4 \div 1,5$ для реле типа ИТ $\kappa_H = 1,25$	18-54, 18-55

Многофазное
к. з.

Продолжение табл. 18-9

Характер повреждения или нарушения нормального режима работы	Характеристика линии	Наименование и исполнение защит	Параметры срабатывания защиты		Схема по рисунку	
			С чем согласовывается защита	Расчетная формула определения величины срабатывания защиты		
Многофазное к. з.	Кольцевые радиальные двустороннего питания	Ступенчатая токовая направленная защита или ступенчатая токовая защита с делением кольца токовой отсечкой на радиальные линии одно-стороннего питания	Отстраняется от максимальных рабочих токов линии (см. примечание 8)	$I_{с.р} = \frac{K_H}{K_B} \frac{I_{р.м}}{K_{т.т}}$	$K_H = 1,1 \div 1,2$ для реле типа ЭТ $K_H = 1,4 \div 1,5$ для реле типа ИТ	18-50, 18-51, 18-52, 18-53, 18-54, 18-55, 18-57
Замыкания на землю	См. § 18-10	Максимальная токовая защита нулевой последовательности	Отстраняется от: 1) тока небаланса при максимальной нагрузке линии 2) емкостного тока данной линии при повреждении на другой линии	$I_{с.р} = K_H \frac{I_c}{K_{т.т}}$ (см. примечание 5)	$K_H = 4 \div 5$ (см. примечание 6)	18-51, а 18-52, 18-53, 18-55
Перегрузка	Кабельные линии, на которых возможны по режиму работы систематические перегрузки	Максимальная токовая в одностороннем исполнении	Отстраняется от максимального допустимого тока нагрузки линии	$I_{с.р} = K_H I_H$	$K_H = 1,2 \div 1,4$	18-50, 18-51, б

Обозначения. $I_{р.м}$ — максимальный ток нагрузки при наиболее тягелом режиме работы линии; I'' — максимальный ток к.з. при к.з. на шинах подстанции; I_m — наибольший ток к.з. от одного из двух источников питания; K_H — коэффициент надежности; I_c — собственный емкостный ток линии при одностороннем замыкании на другой линии; $I_{нб,м}$ — максимально возможный ток небаланса при повреждении в незащищенной зоне; I_H — номинальный ток линии; K_B — результирующее сопротивление системы до шин в относительных единицах, отнесенное к номинальному току линии; $I_{с.р}$ — ток срабатывания реле; K_B — коэффициент возврата реле.
Примечания: 1. Распространяется и на защиту блоков линия — трансформатор (допустимая протяженность линии до 3 км), если у трансформатора не требуется более сложная защита.
2. Ток срабатывания защиты должен быть проверен по второму условию:

$$K_H = \frac{I_{к.з. мин}}{K_{т.т} I_{с.р}} > 2, \text{ где } K_H \text{ — коэффициент чувствительности.}$$

3. При таком выборе тока срабатывания защита может оказаться ненадежной, что является допустимым при наличии устройства АПВ и АВР.
4. Второе условие является, как правило, определяющим.

5. Отстройка от собственного емкостного тока всегда обеспечивает выполнение условия отстройки от токов небаланса.

6. Для систем с изолированной нейтралью.

7. Ток небаланса обуславливается потерей трансформаторов тока и неравным сопротивлением параллельных линий.

8. Во избежание неправильной работы отсечки при качаниях ее ток срабатывания должен быть отстроен от токов качания: $I_{с.р} = K_H I_{кач}$, где $K_H = 1,2 \div 1,3$; $I_{кач} = \frac{E_1 + E_2}{X_{\Sigma}}$, E_1 — э. д. с. первого источника питания; E_2 — э. д. с. второго источника питания; X_{Σ} — суммарное сопротивление от одного источника питания до другого, включая и сопротивление самих источников питания.

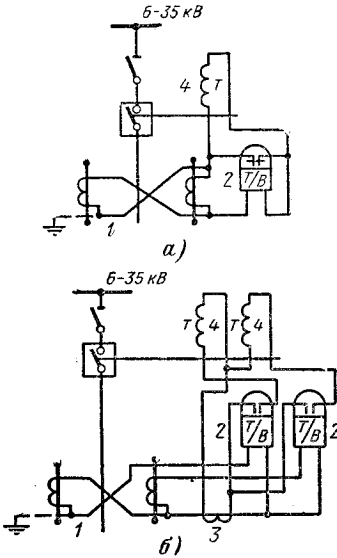


Рис. 18-50. Схема защиты на переменном оперативном токе линии с малым током замыкания на землю. *а* — с дешунтированием отключающей катушки при включении реле на разность токов двух фаз; *б* — с двумя реле, включенными на фазные токи и одним ПНТ, включенным на разность токов двух фаз. Схемы с двумя реле применяются в тех случаях, когда схемы с одним реле не удовлетворяют требованиям чувствительности; 1 — трансформатор тока; 2 — реле тока типа ИТ; 3 — ПНТ типа ТКБ; 4 — отключающие катушки типа РТМ.

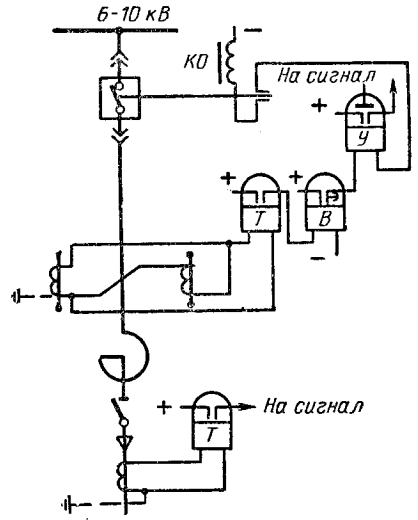
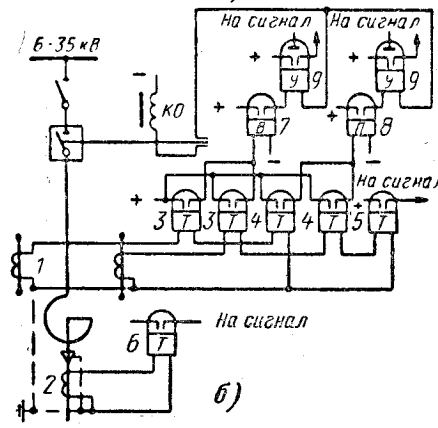
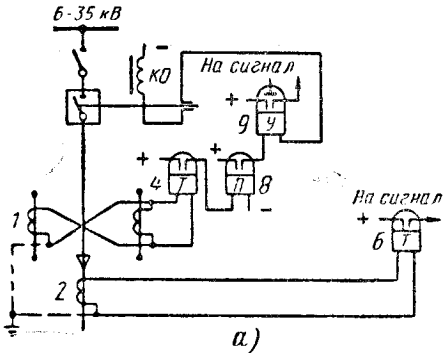


Рис. 18-52. Схема защиты на постоянном оперативном токе с реле косвенного действия реактированной кабельной линии 6—10 кВ с выключателем, не допускающим отключения к. з. до реактора.



же с помощью предохранителей, выключатель нагрузки необходим для оперативных переключений. На рис. 18-58, *в* приведена схема защиты линии от многофазных к. з. предохранителями, а от однофазных замыканий на землю — выключателем нагрузки. Последняя схема широко применяется в случае необходимости отключения поврежденной линии при замыканиях на землю.

Плавкие вставки предохранителей выбираются по рабочему току линии с учетом токов пуска или самозапуска двигателей, установленных в конце защищаемой линии.

Применение плавких предохранителей для защиты линий исключает необходимость проверки линий на термическую устойчивость к токам к. з.

Рис. 18-51. Схема защиты на оперативном постоянном токе с реле косвенного действия линии с малыми токами замыкания на землю.

а — схема с соединенным трансформатором тока на разность токов двух фаз и токовой отсечкой; *б* — схема с соединенным трансформатором тока в неполную звезду с токовой отсечкой (при наличии реактора) и защитой от перегрузки; 1 — трансформатор тока; 2 — трансформатор тока типа ТПН; 3 — реле тока типа ЭТ для защиты от многофазных к. з.; 4 — реле тока типа ЭТ для токовой отсечки; 5 — реле тока типа ЭТ для защиты от перегрузки; 6 — реле тока типа ЭТД для защиты от замыканий на землю; 7 — реле времени типа ЭВ; 8 — реле типа РП; 9 — реле типа ЭС.

Примечания: 1. При токе срабатывания отсечки, меньшем всемирного тока срабатывания максимальной токовой защиты, в схеме «б» комплект реле ЭТ может быть заменен реле типа ИТ.

2. В схеме «б» токовая отсечка устанавливается в случае, если выключатель обеспечивает отключение к. з. до реактора.

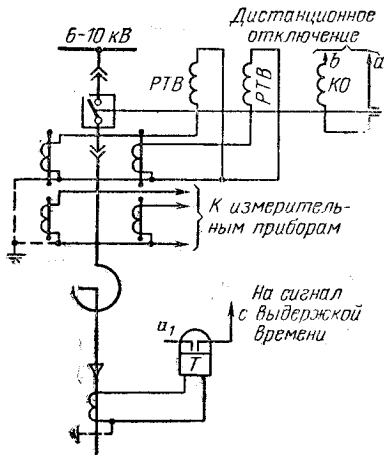


Рис. 18-53. Схема защиты на переменном оперативном токе с реле прямого действия реактированной линии 6—10 кВ.

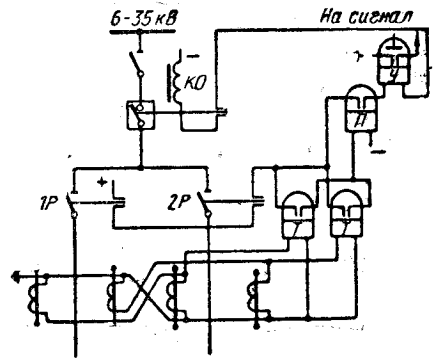


Рис. 18-54. Схема поперечной дифференциальной защиты на постоянном оперативном токе сдвоенной кабельной линии при одном общем выключателе и отдельных разъединителях.

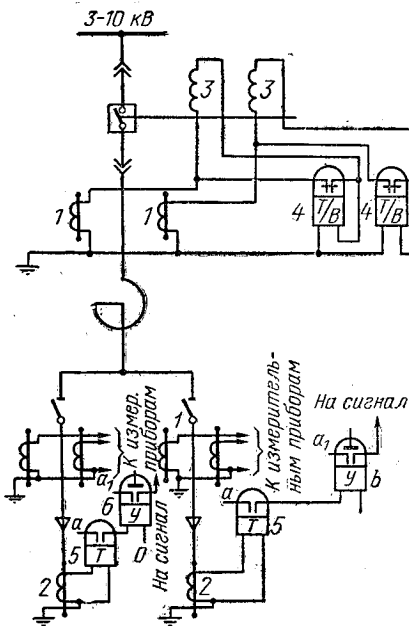


Рис. 18-55. Схема защиты на переменном оперативном токе двух кабельных линий 6—10 кВ, присоединенных к шинам подстанции через общий реактор и выключатель, не допускающий отключения к. з. до реактора.

1 — трансформатор тока; 2 — трансформатор тока типа ТНП; 3 — отключающие катушки типа РТМ; 4 — реле тока типа ИТ; 5 — реле тока типа ЭТД; 6 — реле типа ЭС.

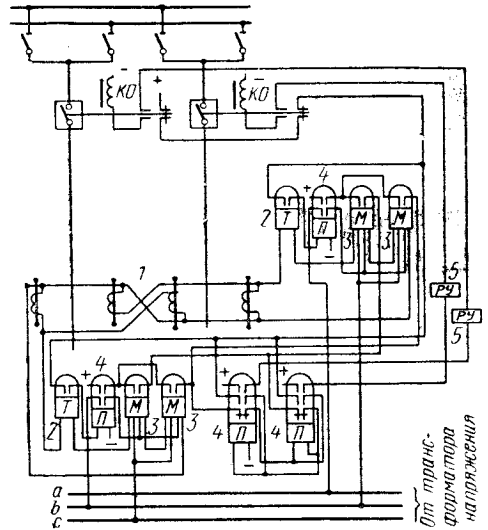


Рис. 18-56. Схема поперечной дифференциальной защиты параллельных линий на постоянном оперативном токе.

1 — трансформатор тока класса Д; 2 — реле тока типа ЭТ; 3 — реле направления мощности типа ИМБ; 4 — реле промежуточное типа РП; 5 — реле типа ЭС.

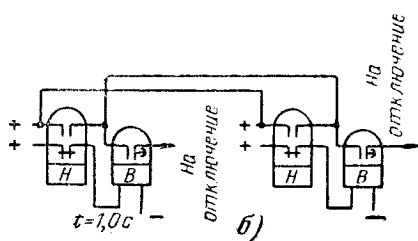
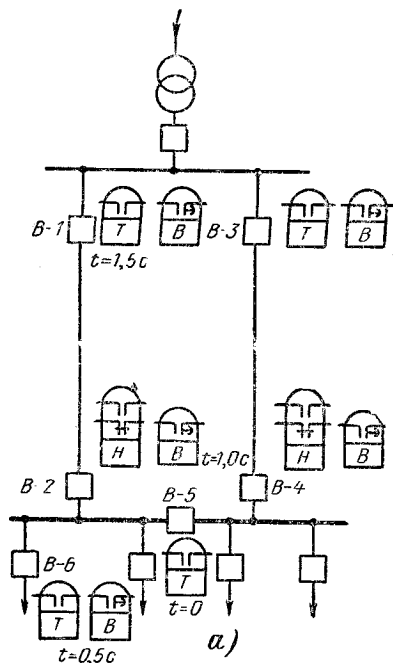


Рис. 18-57. Защита двух параллельных линий, присоединенных под разные выключатели. Частный случай радиальной питания цеховой подстанции потребителя первой или второй категории от шин ГПП или электростанции промышленного предприятия. Питание одностороннее. Защита настроена со ступенчатыми выдержками времени. На выключателе *B-5* токовая отсечка без выдержки времени. При к. з. как в зоне защиты, так и вне ее выключателем *B-5* система делится на обычные радиальные линии одностороннего питания. После срабатывания выключателя *B-2* или *B-4* от их блок-контактов работает устройство АВР однократного действия на выключатель *B-5* и восстанавливает напряжение на шинах секции, питавшейся от поврежденной линии.

a — схема с расстановкой реле защиты; *б* — схема блокировки реле защиты *B-2* и *B-4* от снижения напряжения на шинах ГПП или электростанции.

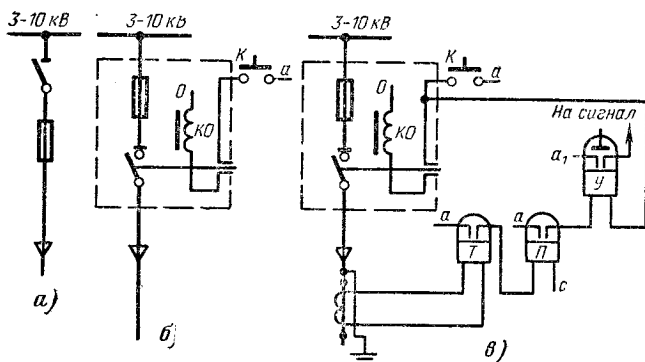


Рис. 18-58. Упрощенные схемы защиты линий на оперативном переменном токе.

a — защита линий при сочетании разъединитель — предохранитель; *б* — защита линий при сочетании выключатель нагрузки — предохранитель с дистанционным отключением; *в* — защита линии при сочетании выключатель нагрузки — предохранитель с использованием выключателя нагрузки в качестве отключающего устройства при замыканиях на землю и работе защиты.

В табл. 18-9 дан выбор и расчет кабельных и воздушных линий напряжением 6—35 кВ с малыми токами замыкания на землю.

На рис. 18-50—18-58 приведены принципиальные схемы защиты линий.

18-11. ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК В ЦЕПЯХ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

a) Системы оперативного постоянного тока. В качестве источника независимого постоянного оперативного тока служит аккумуляторная батарея, преимуществом которой является независимое и устойчивое напряжение. К основным недостаткам систем

оперативного постоянного тока относятся следующие:

1) удорожание стоимости сооружения подстанции за счет аккумуляторной батареи и сооружения для нее специального отапливаемого помещения;

2) необходимость ухода за батареями;

3) наличие разветвленной сети постоянного тока, затруднительность отыскания в ней замыканий на землю, возможность ложных отключений из-за появления обходных цепей, двойных замыканий на землю.

б) Системы оперативного переменного тока. В качестве источника оперативного переменного тока служат трансформаторы собственных нужд подстанций, трансформаторы тока и напря-

жения. К основным преимуществам переменного и выпрямленного оперативного тока перед постоянным оперативным током относятся следующие:

1) отсутствие отдельного независимого источника питания для управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, что снижает стоимость установки и эксплуатационные расходы;

2) отсутствие общей электрически связанной сети оперативного тока, что снижает капитальные затраты и повышает надежность работы установки; исключаются ложные действия защиты и автоматики;

3) возможность применения схем с реле прямого действия для максимальных и дифференциальных защит, которые являются наиболее распространенными, особенно в распределительных схемах электропитания напряжением 3—35 кВ и других устройств защиты и автоматики.

Схемы питания от трансформаторов собственных нужд переменным оперативным током могут быть рекомендованы к применению для понизительных подстанций 35/6—10 кВ и для подстанций 110 кВ с двухобмоточными или трехобмоточными трансформаторами без выключателей на стороне высшего напряжения. Место подключения трансформаторов собственных нужд и их количество в общем случае определяются схемой электрических соединений подстанций, числом и мощностью установленных силовых трансформаторов и режимом их работы, количеством питающих линий и другими факторами, вытекающими из конкретных условий работы подстанции.

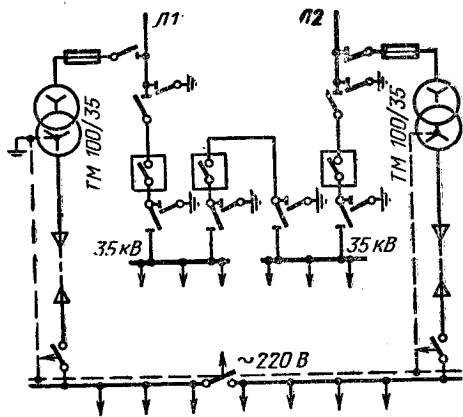


Рис. 18-59. Схема питания цепей оперативного тока от трансформаторов собственных нужд подстанций 6/35 кВ.

Принципиальная схема питания цепей оперативного тока от силовых трансформаторов собственных нужд для подстанций 6—35 кВ приведена на рис. 18-59. Для подстанций 110 кВ с трехобмоточными трансформаторами при наличии линий 35—6 кВ, связанных с источниками питания, может быть рекомендована та же схема.

При отсутствии постоянно подключенных источников питания на стороне среднего или низшего напряжений рекомендуется схема подключения трансформаторов собственного расхода к выводам силовых трансформаторов до выключателя 6—10 кВ. Схема питания переменным оперативным током на подстанции 110/35/6 кВ при отсутствии связи с указанными источниками питания представлена на рис. 18-60. На

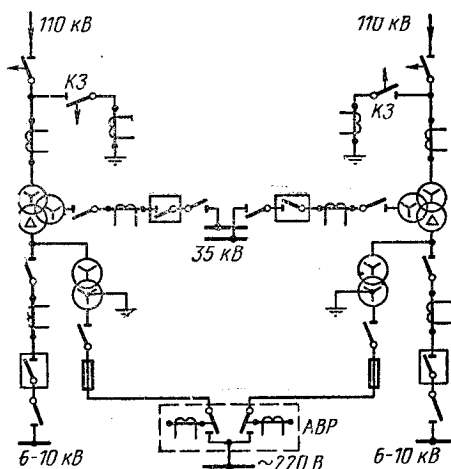


Рис. 18-60. Схема питания переменным оперативным током на подстанции 110—35/10—6 кВ при отсутствии постоянно подключенных источников на стороне низшего или среднего напряжения.

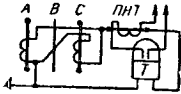
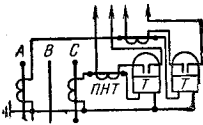
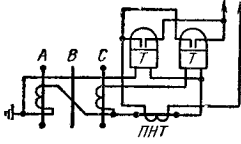
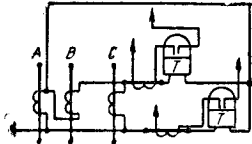
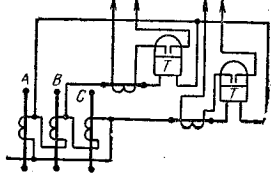
подстанциях 110 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения при пользовании оперативным переменным током количество устанавливаемых трансформаторов собственных нужд, как правило, должно быть не менее двух.

Схемы питания цепей оперативного тока от трансформаторов напряжения к широкому использованию не рекомендуются в связи с малой мощностью трансформаторов напряжения и отличием их напряжения от напряжения аппаратуры управления, сигнализации и автоматики. Исключением являются трансформаторы напряжения 110 кВ и выше, которые обладают достаточной мощностью для питания оперативных цепей. Схемы питания цепей оперативного тока от трансформаторов тока применяются в основном только для выключателей, снабженных приводами типов КАМ, ПРБА, ПГМ, ППМ и т. д., в которые встроены отключающие катушки или реле прямого действия.

В схемах релейной защиты с реле косвенного действия на оперативном переменном токе широкое распространение имеют схемы с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока (ПНТ) для ограничения тока в цепи контактов реле, замыкающей цепью отключающей катушки, и для питания реле времени.

Таблица 18-10

Наиболее распространенные схемы максимальной токовой защиты, осуществляемые на оперативном переменном токе с питанием от промежуточных насыщающихся трансформаторов тока

Схема	Область применения
	<p>Для защиты концевых участков радиальных линий с малыми токами замыкания на землю Для защиты силовых трансформаторов до 1 000 кВ·А Для защиты электродвигателей</p>
	<p>Для защиты радиальных линий, двигателей и силовых трансформаторов, когда первая схема не обладает достаточной чувствительностью</p>
	<p>Для защиты радиальных линий, двигателей и силовых трансформаторов, когда по условию чувствительности требуется включение реле на фазные токи, а ПНТ для надежного срабатывания привода выключателя на разность токов двух фаз</p>
	<p>Для защиты в сетях с заземленной нейтралью линий, а также силовых трансформаторов</p>
	<p>То же</p>

Схемы питания оперативных цепей от трансформаторов тока с использованием ПНТ приведены в табл. 18-10. Наряду с этим применяются схемы питания оперативных цепей с дешунтированием отключающих катушек, где вместо ПНТ используют реле типа ИТ, имеющие мощные контакты, способные разрывать ток до 150 А. Постоянный ток для питания оперативных цепей релейной защиты и автоматики может быть получен путем выпрямления переменного тока полупроводниковыми и другими выпрямителями. В этом случае сохраняются преимущества постоянного тока, заключающиеся в применении более совершенной в конструктивном отношении релейной и другой аппаратуры, и отпадает потребность в аккумуляторной батарее как источнике постоянного тока.

Основным недостатком выпрямителей как источника оперативного постоянного тока является зависимость выпрямленного тока от наличия и величины напряжения переменного тока на входе выпрямителя.

Питание выпрямительных устройств (блоки питания) от цепей напряжения переменного тока трансформаторов напряжения или шин низкого напряжения силовых трансформаторов собственных нужд обеспечивает действие защиты при повреждениях, не вызывающих общего снижения напряжения на шинах подстанции. Так, например, надежно обеспечивается работа газовой защиты. Питание цепей оперативного тока от цепей трансформаторов тока обеспечивается надежно при наличии сверхтоков, возникающих вследствие к.з. Здесь следует отметить, что как раз в это время

цепи оперативного тока, питающиеся от трансформаторов напряжения и шин низкого напряжения силовых трансформаторов, не обеспечивают работы защиты по причине резкого снижения напряжения.

В этом случае надежно работают такие виды защит, как максимальная токовая защита, токовая отсечка, продольная дифференциальная защита и т. п.

Питание оперативных цепей напряжения и тока совместно обеспечивает их работу при действиях защиты во всех случаях и при различных видах повреждений. Ввиду небольшой мощности блоков питания, при необходимости обеспечить включение выключателей дополнительно устанавливаются конденсаторы, которые, разряжаясь в момент включения выключателя, действуя совместно с блоком питания, обеспечивают включение выключателей.

18-12. БЛОКИ ПИТАНИЯ

Блоки питания (БП) — это устройства подключаемые к измерительным трансформаторам или к трансформатору собственных нужд подстанции для получения на выходе постоянного (выпрямленного) напряжения, используемого для питания цепей релейной защиты, автоматики управления и сигнализации. БП позволяет получать выпрямленное напряжение при всех возможных видах короткого замыкания, в том числе при трехфазных к. з., сопровождающихся значительным снижением напряжения во всех фазах. БП состоит из насыщающегося трансформатора тока (элемент тока), промежуточного трансформатора (элемент напряжения), присоединяемых к измерительным трансформаторам, и выпрямительного моста.

Для предотвращения пробоя изоляции при значительном возрастании амплитуды вторичного напряжения токового элемента в схемах БП устанавливают конденсатор, емкость которого вместе с индуктивностью токового элемента образуют феррорезонансный контур. Этот контур позволяет при изменении в широких пределах тока на входе БП стабилизировать напряжение на его выходе и является, таким образом, феррорезонансным стабилизатором напряжения. Выпрямленное напряжение на выходе БП равно 24, 48 или 110 В, а для мощных БП типов БПТ-1000 и БПН-1000 это напряжение составляет 110 и 220 В.

Блок питания типа БП-10 (рис. 18-61) предназначается в качестве источника оперативного тока в схемах защиты и автоматики с номинальным напряжением 110 В постоянного тока, имеющих суммарную потребляемую мощность при номинальном напряжении не более 40 Вт. В связи с этим блоки питания БП-10 можно использовать в защитах присоединений напряжением 2—10 кВ, оборудованных выключателями с легкими приводами, а также в схемах с дешунтированием отключающих катушек

в сетях напряжением 2—35 кВ. Токовой элемент блока включается последовательно с токовыми цепями защиты. При этом трансформаторы тока должны быть проверены по кривым 10%-ной погрешности с учетом сопротивления этого элемента, которое зависит от тока в его первичной обмотке (рис. 18-61, б).

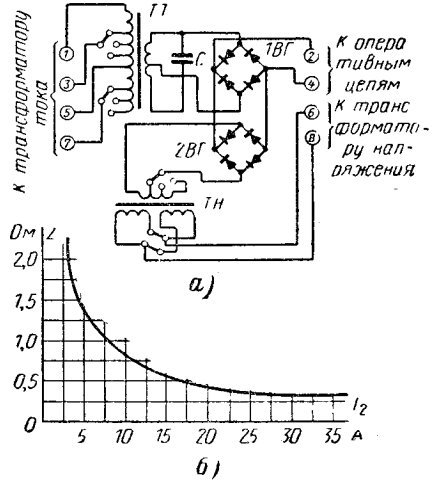


Рис. 18-61. Схема блока питания типа БП-10.

а — электрическая принципиальная схема; б — кривая 10%-ной погрешности; ТТ — трансформатор тока; ТН — трансформатор напряжения; 1ВГ, 2ВГ — выпрямительные мосты.

С помощью ответвлений на первичной обмотке токового элемента ток уставки может быть выбран равным 5; 7,5; 10 А. При последовательном соединении двух секций токовой обмотки ток уставки следует принимать в 2 раза меньшим.

Потребляемая мощность элемента напряжения в режиме холостого хода не превышает 9 В·А. Токовый элемент блока питания БП-10 может включаться по одной из следующих схем:

а) соединенные последовательно-согласно секции первичной обмотки включаются на разность токов двух фаз (рис. 18-62, а);

б) секции включаются на фазные токи с учетом полярности так, что результирующий магнитный поток в сердечнике токового элемента определяется разностью фазных токов (рис. 18-62, б).

Такое включение осуществляется для схем защиты, в которых не представляется возможным соединить токовые цепи на разность фазных токов, или для уменьшения потребляемой мощности, если чувствительность достаточна.

Первичная обмотка элемента напряжения ТН включается на одно из линейных напряжений измерительных трансформаторов напряжения. Схемы включения первичных обмоток ТТ и ТН согласуются между

собой таким образом, чтобы обеспечить необходимую величину выпрямленного напряжения как при различных видах к. з., так и в нормальном режиме. Блоки питания типа БПТ-100 (токовый) и БПН-100 (напряжения) мощностью 240 Вт применяют

к. з., режимом работы сети и требованиями, предъявляемыми к релейной защите. Токовый элемент БПТ-100 независимо от номинального тока присоединения должен включаться на ответвление 200/5 встроенных трансформаторов тока ТВ-35 и ТВД-35, специально предназначенных для

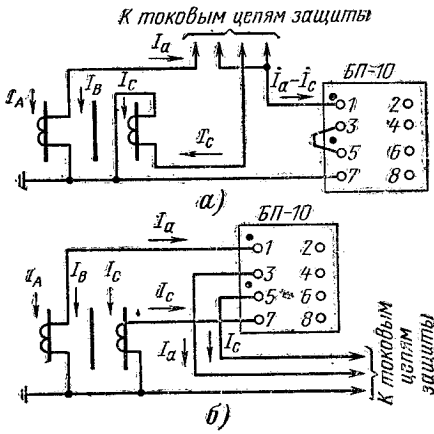


Рис. 18-62. Схемы включения блока питания типа БП-10.
 а — включение токового элемента на разность токов двух фаз; б — включение токового элемента на фазные токи.

для питания выпрямленным током цепей релейной защиты и автоматики для включения и отключения аппаратов с приводами, имеющими малые потребления энергии

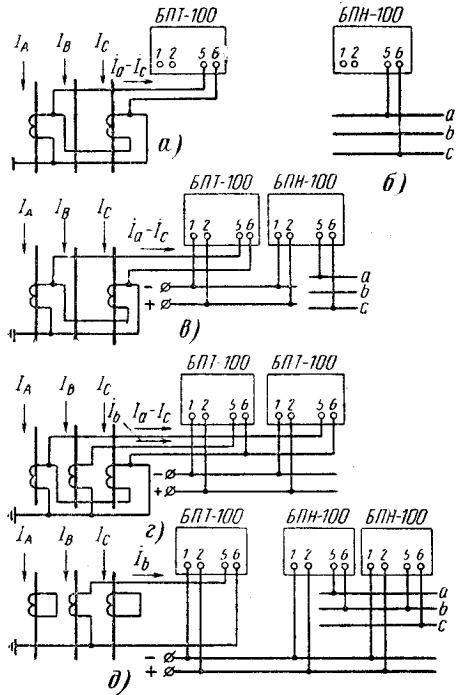


Рис. 18-64. Схема включения блоков питания типа БПТ-100 и БПН-100.

а, б — на разность фазных токов (БПТ-100) и на разность фазных токов (БПТ-100) и на линейное напряжение (БПН-100); в — на разность фазных токов (БПТ-100) и на ток третьей фазы (БПТ-100); г — на ток средней фазы (БПТ-100) и на линейные напряжения (БПН-100).

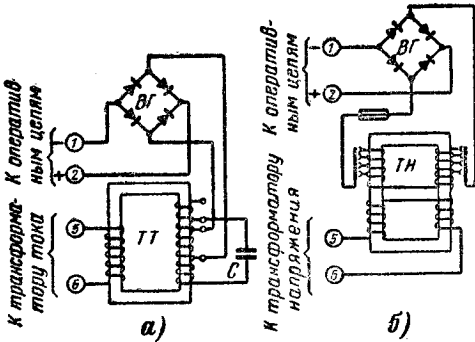


Рис. 18-63. Схемы блоков питания.
 а — БПТ-100; б — БПН-100; ТТ — трансформатор тока; ТН — трансформатор напряжения; ВГ — выпрямительные мосты.

(ППМ-10, ШПК, ШППО и др.), а также для отключения выключателей с электромагнитным приводом (ПС-10, ПЭ-2 и др.). Схемы блоков БПТ-100 и БПН-100 приведены на рис. 18-63.

Выбор схемы включения блоков БПТ-100 и БПН-100 (рис. 18-64) определяется значением токов и напряжений при

этого. Включение токовых цепей защиты на эти трансформаторы не допускается. Токовый элемент БПТ-100 и элемент напряжения БПН-100 можно использовать как для совместной, так и для отдельной работы.

В сетях с малыми токами замыкания на землю, если не требуется оперативное напряжение в нормальном режиме, блок питания можно выполнить с помощью одного токового элемента БПТ-100, включенного на разность фазных токов (рис. 18-64, а).

Следует иметь в виду, что при такой схеме включения блока питания защита не будет реагировать на некоторые двухфазные замыкания за трансформатором со схемой соединения λ/Δ .

В тех случаях, когда к защите предъявляется требование реагировать на эти повреждения, блок питания выполняется

с помощью токового элемента БПТ-100, включаемого на разность фазных токов, и элемента напряжения БПН-100, включаемого на линейное напряжение (рис. 18-64, в).

При отсутствии трансформатора напряжения блок питания может быть выполнен с помощью двух токовых элементов, один из которых включается на разность токов двух фаз, а второй — на ток третьей фазы (рис. 18-64, г). В тех случаях, когда необходимо иметь оперативное напряжение не только при к.з., но и в нормальном режиме схемы включения, БП без элементов напряжения использоваться не могут. Потребляемая мощность блока типа БПН-100: 5 В·А при холостом ходе; 165 В·А при входном напряжении 110 В и выходном напряжении 93 В (при нагрузке 80 Ом); 240 В·А при входном напряжении 100 В и выходном — 110 В (при нагрузке 80 Ом).

Для отключения выключателей, оборудованных электромагнитными приводами, и питания оперативных цепей применяют блоки типов БПТ-1000 и БПН-1000, мощность каждого из которых составляет 500—1500 Вт в кратковременном и 300 Вт в длительном режимах. Для присоединения полупроводниковых стабилизаторов напряжения в схемах релейных защит с полупроводниковыми приборами в блоке БПН-1000 предусмотрены дополнительные обмотки мощностью до 3×25 Вт. В выпрямительных мостах мощных БП применяются селеновые выпрямители.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 18-1. Справочник по релейной защите. Под общей редакцией М. А. Берковича. М., Госэнергоиздат, 1963.
- 18-2. Федосеев А. М. Основы релейной защиты. М., Госэнергоиздат, 1961.
- 18-3. Чернобровов Н. В. Релейная защита. М., «Энергия», 1971.
- 18-4. Овчинников В. В. Электромагнитные реле тока и напряжения. М., «Энергия», 1965.
- 18-5. Елфимов В. М. Реле направления мощности. М., «Энергия», 1966.
- 18-6. Полупроводники в технике релейной защиты. Книги 1 и 2, НТОЭП, 1968.
- 18-7. Голембиовский П. С. и др. Релейная защита и устройства автоматики

на переменном оперативном токе. Киев, «Техника», 1964.

18-8. Беркович М. А., Семенов В. А. Основы техники и эксплуатации релейной защиты, изд. 4-е. М., «Энергия», 1965.

18-9. Андреев В. А., Фабрикант В. Л., Релейная защита распределительных электрических сетей. М., «Высшая школа», 1965.

18-10. Голубев М. Л. Релейная защита и автоматика подстанций с короткозамыкателями и отделителями. М., «Энергия», 1965.

18-11. Коваленский И. В. Релейная защита электродвигателей высокого напряжения. М., «Энергия», 1964.

18-12. Гельфанд Я. С. и др. Релейная защита и электроавтоматика на переменном оперативном токе. М., «Энергия», 1966.

18-13. Кожин А. Н., Рубинчик В. А. Релейная защита линий с ответвлениями. М., «Энергия», 1967.

18-14. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 6. М., «Энергия», 1966.

18-15. Какуевицкий Л. И. и др. Справочник реле защиты и автоматики. М., «Энергия», 1968.

18-16. Семчинов А. М. Ртутно-преобразовательные и полупроводниковые подстанции. Л., «Энергия», 1968.

18-17. Жданов Л. С., Овчинников В. В. Электромагнитные реле тока и напряжения РТ и РН. М., «Энергия», 1971.

18-18. Грейвулис Я. П. и др. Полупроводниковые реле тока и напряжения. М., «Энергия», 1970.

18-19. Гаевенко Ю. А. Новые реле защиты на полупроводниках. УССР, Госэнергоиздат, 1962.

18-20. Применение полупроводников в устройствах релейной защиты и системах автоматики. М., «Высшая школа», 1962.

18-21. Глух Е. М., Зеленев В. Е. Защита полупроводниковых преобразователей. М., «Энергия», 1970.

18-22. Справочник энергетика промышленных предприятий, т. I. М., Госэнергоиздат, 1961.

18-23. Федоров А. А. Электроснабжение промышленных предприятий. М., Госэнергоиздат, 1961.

РАЗДЕЛ ДЕВЯТНАДЦАТЫЙ

АВТОМАТИКА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

19-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В целях повышения надежности работы систем электроснабжения промышленных предприятий осуществляется следующая

автоматика. Автоматическое повторное включение (АПВ) воздушных линий (одно- и двукратное), кабельных линий, силовых трансформаторов, сборных шин (секций и двух систем), электродвигателей. Харак-

терные системы АПВ приведены в § 19-3.

Автоматическое включение резервного питания и оборудования (АВР) линий, силовых трансформаторов, генераторов, сборных шин (секций и двух систем), электродвигателей, электрического оборудования. Характерные системы автоматического включения резервного питания и оборудования приведены в § 19-4.

Автоматическое включение и отключение компенсирующих устройств. Компенсация реактивной мощности на промышленных предприятиях производится в основном при помощи синхронных двигателей и батарей конденсаторов. Синхронные двигатели обеспечивают плавное регулирование вырабатываемой реактивной мощности как автоматически, так и вручную. Батареи конденсаторов при делении их на части могут обеспечивать только ступенчатое регулирование вырабатываемой реактивной мощности. Для обеспечения заданного режима работы компенсирующих устройств в условиях известных графиков реактивной нагрузки применяется автоматическое включение и отключение батарей статических

конденсаторов. Характерные схемы этих устройств приведены в § 19-5.

При недостатке мощности в энергосистемах или на электростанциях промышленных предприятий в аварийных условиях и, особенно, при отделении электростанций промышленных предприятий от систем соотвественности располагаемой мощности источников питания и потребной мощности приемников электрической энергии обеспечивается отключением менее ответственных потребителей. Это отключение выполняется автоматически при помощи специальных реле, обеспечивающих отключение потребителей по определенной программе (очередями в зависимости от категории по надежности электроснабжения) средствами автоматической аварийной разгрузки по частоте (АЧР). Характеристика средств АЧР приведена в § 19-6.

19-2. ХАРАКТЕРИСТИКА И УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИЛИ ДЕЙСТВИЯ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ

Таблица 19-1

Наименование автоматических устройств	Характеристика и условия применения или действия автоматических устройств
<i>Устройства АПВ</i>	
АПВ воздушных линий одностороннего питания	Действует после отключения любыми видами защиты
АПВ воздушных линий двустороннего питания	<p>Действует после отключения любыми видами защиты. Осуществляется с предварительной проверкой синхронизма или отсутствия напряжения на приемном конце линии</p> <p>Проверка синхронизма необязательна при следующих условиях:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) при повреждении на линии элемента передачи между энергосистемой и промышленным предприятием, когда электростанция предприятия с частью нагрузки, не превышающей ее мощности, отделяется от энергосистемы путем отключения секционного или междушинного выключателя; оставшая часть нагрузки (на другой секции или системе шин) после АПВ присоединяется к энергосистеме 2) в том случае, когда при повреждении на линии электропередачи генераторы электростанции предприятия отключаются и переводятся в асинхронный режим; после АПВ линии генераторы автоматически подключаются к энергосистеме по методу самосинхронизации 3) при наличии на линии быстродействующего устройства АПВ (длительность полного цикла 0,2—0,3 с)
АПВ кабельных линий	Аналогично воздушным линиям применяется для потребителей I категории, но может быть рекомендовано и для II категории. Как правило, однократного действия
АПВ трансформаторов	Действует при отключении трансформатора любыми видами защит, кроме газовой и дифференциальной
АПВ сборных шин	Действует при отключении шин защитой от к.з. на шинах. Применяется в первую очередь для открытых подстанций
Несинхронное АПВ	При достаточно больших сопротивлениях линий электропередачи, связывающих электростанции или части энергосистемы, несинхронное включение этих линий не представляет опасности для оборудования
	В этом случае могут применяться устройства АПВ без проверки синхронизма (АПВ б/с), которые, обеспечивая обратное включение всех отключившихся во время аварий линий, в ряде случаев предотвращают перегрузку оставшихся линий и нарушение устойчивости

Продолжение табл. 19-1

Наименование автоматических устройств	Характеристика и условия применения или действия автоматических устройств
АПВ электродвигателей	<p>Несинхронные АПВ допустимы, если кратность тока несинхронного включения, возникшего при включении с углом расхождения векторов э. д. с., равным 180°, к номинальному току генераторов не превышает:</p> <p>для турбогенераторов 5,0 для гидрогенераторов 3,0</p> <p>Находят применение для осуществления автоматического пуска двигателей, отключаемых для обеспечения самозапуска, когда наряду с отключением двигателей неотвечественных механизмов отключается и ряд двигателей ответственных механизмов</p>
АВР кабельных и воздушных линий	<p><i>Устройства АВР</i></p> <p>Действует при исчезновении напряжения или при отключении питающей линии</p> <p>Действует при отключении рабочего трансформатора любыми видами защиты или при ошибочном его отключении вручную</p> <p>АВР трансформатора может происходить также под воздействием программного реле, обеспечивающего экономически целесообразный режим работы трансформатора</p>
АВР сборных шин	<p>Действует при исчезновении напряжения на данной секции или системе шин; для открытых подстанций целесообразно применение АВР сборных шин также при отключении их защиты</p>
АВР электродвигателей	<p>Действует при отключении от любого вида защиты</p>

Автоматизация работы компенсирующих устройств

Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по напряжению

Применяется в тех случаях, когда одновременно желательно обеспечить и регулирование напряжения

Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по току нагрузки

Применяется для тех приемников, у которых в суточном графике происходит резкое изменение потребления реактивной мощности

Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по направлению реактивной мощности

Применяется на отдельных удаленных тупиковых подстанциях

Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по времени суток

Применяется при хорошо известном и достаточно постоянном суточном графике реактивной мощности

Устройства АЧР

АЧР потребителей на сторонах высоковольтных (6—35 кВ) и низкого напряжений

Действует при снижении частоты до 48—45 Гц и ниже путем отключения отдельных линий и трансформаторов, питающих менее ответственных потребителей (II и III категорий)

Самозапуск двигателей

Самозапуск синхронных и асинхронных двигателей

Применяется при кратковременном (до 10 с) исчезновении напряжения на шинах питающих, распределительных и цеховых подстанций

19-3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ (АПВ)

Сущность АПВ состоит в том, что отключившийся элемент системы электропитания (если нет запрета на обратное включение) под действием устройства АПВ через определенное время (0,5—1,5 с) включается снова под напряжение, и если причина, вызывающая отключение, исчезла (перекрывание изоляции линий при атмосфер-

ных перенапряженных, схлестывании проводов при сильном ветре или в результате их замыкания различными предметами, отключение линий вследствие ложной или небезбирательной работы релейной защиты и т. д.), то данный элемент остается в работе. С большим успехом АПВ может быть применено для воздушных и кабельных линий, секций или систем шин, одиночных трансформаторов, но с наложением запрета АПВ при действии газовой или диффе-

рещиальной защиты, а также для двигателей (см. § 19-2).

Для упрощения и увеличения надежности устройств АПВ применяются комплекты АПВ с реле типов РПВ-58, РПВ-258, РПВ-358 и их модификаций.

Автоматическое повторное включение (АПВ) выполняется как на постоянном, так и на переменном оперативном токе и повышает надежность электроснабжения питания даже при одном источнике питания.

На оперативном постоянном токе устройства АПВ выполняются при наличии электромагнитных или пневматических приводов.

Устройство однократного АПВ на оперативном переменном токе выполняется, как правило, с применением грузовых¹ или пружинных приводов (УГП-51, ПГ-10, ППМ-10, ПП-61 и др.). АПВ происходит за счет энергии падающего груза или сжатой пружины. Стоимость устройства АПВ по сравнению с убытками производства, имеющимися при перерывах в электроснабжении, ничтожно мала.

В системах электроснабжения промышленных предприятий, как правило, применяются устройства АПВ однократного действия как наиболее простые. С увеличением кратности действия АПВ их эффективность уменьшается. Так, эффективность применения однократного АПВ для воздушных линий в энергосистемах СССР составляет 60—75%, при двукратном 10—15% и при трехкратном всего лишь 1—3%.

Многokратное АПВ может применяться на одиночных длинных воздушных линиях (свыше 10 км), питающих потребителей II и III категорий, в тех случаях, когда на приемной подстанции не предусматривается автоматическое включение резервного ввода и выключатель рассчитан для работы в условиях многократного АПВ.

Автоматическое повторное включение линий с применением комплектов типов РПВ-58, РПВ-258 и РПВ-358. Устройство РПВ-58 состоит из следующих элементов (рис. 19-1):

реле времени (1В), создающего выдержку времени от момента пуска АПВ до замыкания цепи включающей катушки выключателя;

промежуточное реле 1П, подающего импульс на соленоид включения СВ;

конденсатора С, обеспечивающего однократность действия АПВ;

сопротивления r_1 , обеспечивающего термическую устойчивость реле 1В;

сопротивления r_2 , предназначенного для ограничения скорости заряда конденсатора С;

сопротивления r_3 , через которое происходит разряд конденсатора С, при наличии запрета АПВ.

Устройство РПВ-258 (рис. 19-4) отлича-

ется от устройства РПВ-58 наличием двух конденсаторов: 1С и 2С и двух указательных реле: 1У и 2У. Для ограничения скорости заряда конденсаторов 1С и 2С предназначены соответственно сопротивления r_2 и r_3 . Разряд конденсаторов 1С и 2С при наличии запрета АПВ происходит соответственно через сопротивления r_4 и r_5 .

Устройство РПВ-358 (рис. 19-5) отличается от РПВ-58 лишь наличием диода Д типа ДГ-Ц27, имеющего большое сопротивление в обратном, непротекном направлении. Номинальные напряжения устройств типов РПВ-58 и РПВ-258 110 и 220 В постоянного тока, РПВ-358—110 В (выпрямленное, среднее). Номинальные токи удерживания последовательной обмотки реле 1П 0,25; 0,5; 1 и 2,5 А. Выдержка времени реле 1В регулируется в пределах 0,5—9 с для устройства типов РПВ-58 и РПВ-358 и 1-20 с для РПВ-258.

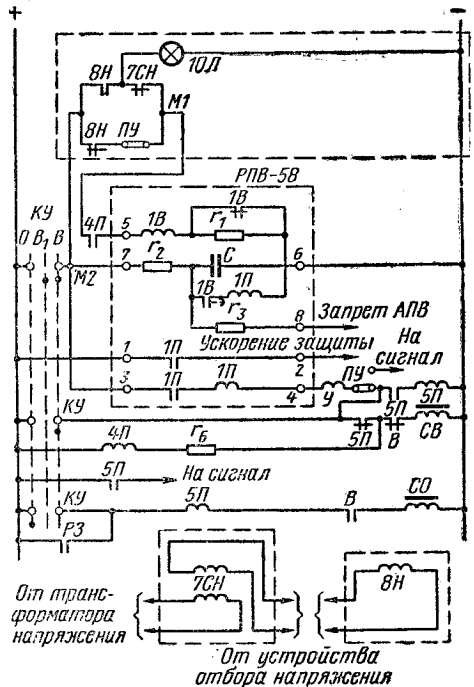


Рис. 19-1. Схема устройства АПВ линий с двусторонним питанием с применением комплекта типа РПВ-58 (схема показана для включенного положения выключателя).

РПВ-58 — комплект устройства АПВ; 4П — реле промежуточное типа РП-23; 5П — реле промежуточное типа РП-232; КУ — ключи управления; 7СН — реле контроля синхронизма; 8Н — реле минимального напряжения типа ЭН-529; ПУ — переключающее устройство; 10Л — лампа неоновая. Схема включения устройства типа РПВ-58 для линий с односторонним питанием отличается от указанной выше отсутствием следующих элементов: 7СН, 8Н, 9ПУ, 10Л. В некоторых приводах (ПС-10) АПВ действует не на соленоид включения, а на контактор включения.

¹ Грузовые приводы в настоящее время сняты с производства.

Время заряда конденсатора равно 15-25 с для устройств РПВ-58 и РПВ-358 и 60-100 с для РПВ-258. Устройства типов РПВ-58 и РПВ-358 надежно работают при напряжении 0,7 U_n , РПВ-258 — при напряжении 0,8 U_n .

Схема АПВ линий с применением комплекта типа РПВ-58 (рис. 19-1). Устройства типа РПВ-58 применяются для линий с односторонним и двусторонним питанием при наличии на подстанции постоянного оперативного тока и выключателей с дистанционным управлением. Устройство РПВ-58 совместно с другими элементами схемы обеспечивает однократное действие АПВ.

На рис. 19-1 приведена схема включения устройства типа РПВ-58 для линий с двусторонним питанием. Для линий с односторонним питанием должен отсутствовать элемент схемы, обведенный на рис. 19-1 пунктиром, и точка M_1 должна быть соединена с точкой M_2 . Пуск устройства АПВ производится во всех случаях аварийного отключения выключателя, т. е. во всех случаях возникновения несоответствия положения выключателя и его ключа управления $KУ$.

Схема устройства типа РПВ-58 для линий с односторонним питанием работает следующим образом.

При срабатывании релейной защиты (закрывается контакт $PЗ$) подается напряжение на электромагнит отключения выключателя $СО$ и выключатель отключается. Контакт выключателя B в цепи электромагнита включения $СВ$ замыкается и срабатывает реле $4П$. При срабатывании реле $4П$ замыкается его контакт в цепи реле $1В$, реле $1В$ срабатывает и происходит пуск устройства АПВ.

При замыкании контакта $1В$ в цепи реле $1П$ происходит разряд конденсатора C на параллельную обмотку реле $1П$, вызывая его кратковременное срабатывание. Замыкающий контакт $1П$ в цепи $СВ$ замыкается, по электромагниту включения $СВ$ протекает ток и выключатель включается. Благодаря наличию последовательной обмотки реле $1П$ оно самоудерживается во включенном состоянии до момента включения выключателя, чем обеспечивается надежное включение выключателя.

После включения выключателя размыкающий контакт B размыкается, реле $4П$ обесточивается и замыкает свой контакт в цепи $1В$. Если АПВ оказывается неуспешным, то повторного включения выключателя не происходит; после замыкания контакта $1В$ в цепи $1П$ оно не срабатывает, так как конденсатор C еще не успел зарядиться. Готовность устройства АПВ к следующему действию определяется временем заряда конденсатора C , которое при заданной емкости конденсатора определяется величиной сопротивления r_2

$$t_{зар} = r_2 C \ln \frac{U_n}{U_n - U_{ср}}$$

где U_n — напряжение питания, В; $U_{ср}$ — напряжение срабатывания реле $1П$, В.

При оперативном отключении выключателя ключом $KУ$ АПВ не происходит, так как цепь реле $1В$ будет разомкнута контактом ключа управления. Реле $5П$ предназначено для предупреждения многократной работы выключателя при неисправностях цепей включения.

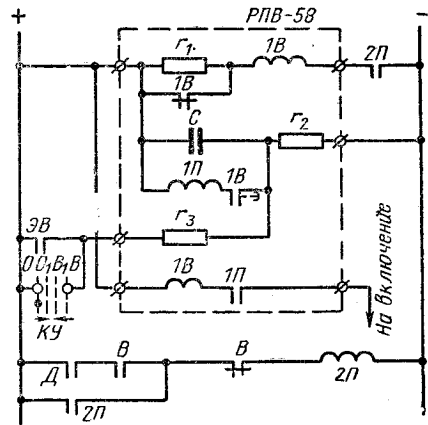


Рис. 19-2. Схема устройства АПВ линий, оборудованных воздушными выключателями.

РПВ-58 — комплект устройства АПВ; 2П — реле типа РП-211; $KУ$ — ключ управления; Д — контакт электроконтактного давления.

Для линий с двусторонним питанием дополнительно устанавливается реле синхронизации $7СН$, реле минимального напряжения $8Н$ и сигнальная лампа $10Л$ (обведены на схеме пунктиром).

Схема устройства АПВ для линий с воздушными выключателями (рис. 19-2). Нормальная работа воздушных выключателей возможна лишь в том случае, если имеющийся в его резервуарах сжатый воздух находится под определенным давлением, величина которого определяется минимально допустимой величиной давления для данного типа выключателей (для выключателей отечественного производства порядка 15—16 кгс/см²). В связи с тем, что каждая операция по отключению выключателя связана с большим расходом воздуха, а следовательно, и с понижением давления в резервуарах, применять устройства АПВ на линиях с воздушными выключателями можно только в тех случаях, когда емкость резервуара выключателя достаточна для выполнения следующего цикла: отключение — включение (с помощью средств АПВ) — отключение (О—В—О).

Расход воздуха для включения выключателя очень мал и практически не сказывается на понижении давления. Наличие достаточного давления воздуха для второго отключения необходимо в том случае, если включение выключателя произошло на неустранившееся к. з.

Контроль величины давления, необходимый для выполнения АПВ, может осуществляться по-разному.

На рис. 19-2 приведена схема устройства АПВ воздушного выключателя с пуском при давлении, достаточном для выполнения операции О—В—О с проверкой величины давления во время пуска устройства АПВ. Контроль величины давления осуществляется с помощью электроконтактного манометра (на схеме контакты манометра обозначены Д). Уставка манометра (19—20 кгс/см²) выбирается из того расчета, чтобы после совершения одного отключения давление в резервуаре было не меньше минимально допустимой величины. Так как контакты электроконтактных манометров имеют малую отключающую способность, то все операции в оперативных цепях осуществляются с помощью промежуточного реле 2П. Нормально реле 2П обесточено, и его контакты разомкнуты.

При первом отключении выключателя замыкающий контакт выключателя в цепи 2П замыкается, и если давление в резервуаре достаточно (контакт Д замкнут), то реле 2П срабатывает и замыкает свои контакты. Контакт 2П блокирует контакты Д и замыкающий контакт В и удерживает реле 2П во включенном состоянии до тех пор, пока не произойдет включения выключателя. Происходящее после отключения понижение давления уже не оказывает влияния на состояние реле 2П, и оно, зафиксировав наличие необходимого давления перед первым отключением, дает импульс на пуск устройства АПВ.

Реле 2П должно быть быстродействующим, например реле типа РП-211, чтобы замыкание контактов 2П происходило быстрее размыкания контакта Д, иначе не сможет произойти пуск устройства АПВ.

Иногда для большей надежности вместо одного реле 2П можно применять еще дополнительное реле с замедлением при возврате, используемое как повторитель контакта электроконтактного манометра (на схеме не показано). После замыкания контакта 2П в цепи реле 1В осуществляется пуск устройства АПВ, выполненного с применением комплекта РПВ-58, и схема работает, как и схема рис. 19-1.

При новом отключении выключателя реле 2П не может сработать, так как давление в резервуаре после двух отключений понижается ниже минимально допустимого и контакт манометра Д будет разомкнут.

Возможность нового АПВ после успешного срабатывания предыдущего определяется не только временем возврата устройства АПВ, но и временем восстановления давления в резервуарах, для чего требуется сравнительно большое время. Поэтому при частых отключениях выключателя (например, во время грозы, сильных ветров и т. д.) возможны отказы АПВ. Для предотвращения срабатывания АПВ при оперативном включении выключателя на устойчивое к. з. в цепь сопротивления r_3 , через ко-

торое происходит разряд конденсатора при подаче команды на включение, включен замыкающий контакт выключателя ЭВ.

Схема АПВ линий с релейными схемами управления (ВГПИ ТЭП, рис. 19-3). Поскольку применяемые в схемах автоматического управления ключи управления с мощными контактами, остающимися замкнутыми после подачи оперативных команд,

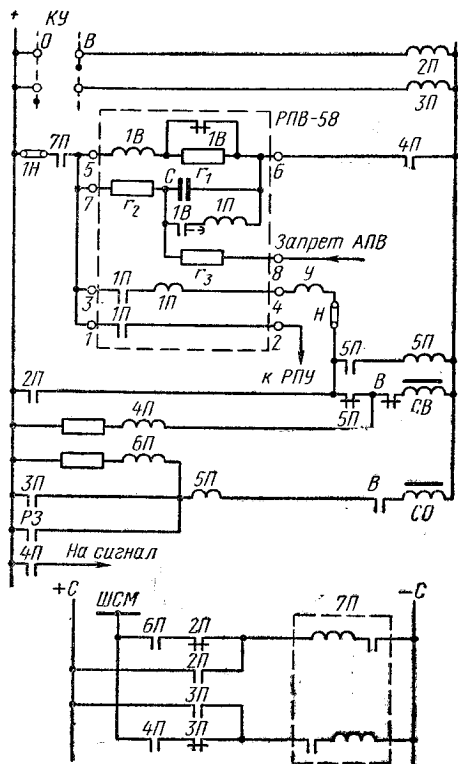


Рис. 19-3. Схема устройства АПВ с применением комплекта типа РПВ-58 для выключателей с релейной схемой управления.

РПВ-58 — комплект устройства АПВ; 2П, 3П, 4П, 6П — реле промежуточного типа РП-23; 5П — реле типа РП-232; 7П — реле типа РП-352.

являются довольно сложными и дорогими, то выпускаемые в настоящее время достаточно надежные и недорогие малогабаритные ключи управления с маломощной контактной системой находят сейчас очень большое применение в промышленности и, в частности, в схемах автоматического управления.

Так как мощность контактов маломощных ключей управления мала, то все операции в схеме управления осуществляются с помощью промежуточных реле типа РП-23, цепи обмоток которых включаются в цепь через контакты ключа управления. Для создания цепей несоответствия (маломощные ключи управления не имеют цепи, остающихся замкнутыми после прекра-

шения подачи команды на включение) в схеме используются контакты двухпозиционного реле типа РП-352.

Схемы дистанционного управления с применением промежуточных реле и двухпозиционных реле для оперативного управления разработаны ВГПИ Теплоэлектропроект и получили название релейных схем управления.

На рис. 19-3 приведена схема релейного управления устройства АПВ с использованием реле РПВ-58. Нормальное включение и отключение выключателя осуществляется с помощью промежуточных реле 2П и 3П типа РП-23, катушки которых получают питание через контакты маломощного ключа управления КУ. При любом отключении выключателя получает питание реле 4П и замыкает свои контакты в цепи реле РПВ-58. Однако пуск устройства произойдет только в том случае, если контакт 7П, подающий плюс оперативного тока на реле РПВ-58, будет замкнут. В качестве реле 7П используется двухпозиционное реле типа РП-352, якорь которого перебрасывается в то или иное положение при подаче соответствующей оперативной команды. Обмотка реле находится под напряжением только в течение времени срабатывания реле, так как в цепь каждой из обмоток реле включены его собственные контакты.

При аварийном отключении выключателя контакт 7П в цепи реле РПВ-58 замыкается и устройство АПВ начинает работать аналогично описанному выше для схемы рис. 19-1. Если же отключение выключателя будет произведено ключом управления, то контакт 7П в цепи устройства АПВ будет разомкнут и АПВ не произойдет.

В случае неуспешного АПВ приведение реле 7П в соответствие с положением выключателя может осуществляться не только ключом управления КУ, но и путем подачи соответствующей команды с пункта управления через шинку ШСМ.

Схема АПВ линий с применением комплекта типа РПВ-258 (рис. 19-4). Устройство автоматического повторного включения типа РПВ-258 применяется для линий одно- и двустороннего питания на подстанциях, работающих на оперативном постоянном токе и оборудованных выключателями с дистанционным управлением. В отличие от устройства типа РПВ-58 устройство РПВ-258 обеспечивает двукратное действие АПВ. Устройство РПВ-258 аналогично по своему построению и принципу устройству РПВ-58.

В схеме двукратного АПВ для осуществления первого цикла используется проскальзывающий контакт реле времени 1В, а второго — конечный контакт 1В. Схема включения устройства типа РПВ-258 для линии с двусторонним питанием показана на рис. 19-4. Схема включения устройства типа РПВ-258 для линий с односторонним питанием отличается от указанной выше отсутствием элементов, обведенных на рис. 19-4 пунктиром; при этом точка М схе-

мы должна быть присоединена непосредственно к минусу.

Подача импульса для действия АПВ после отключения выключателя от защиты происходит так же, как и для схемы, показанной на рис. 19-1. После срабатывания реле 1В замыкается его проскальзывающий контакт 1В и конденсатор 1С разряжается на параллельную обмотку реле 1П и обмотку указательного реле 1У, вызывая их кратковременное срабатывание. Затем схема работает аналогично схеме с реле РПВ-58. При неуспешном АПВ в первом цикле защита вновь срабатывает и на реле времени 1В подается напряжение. Проскальзывающий контакт 1В замыкается, но реле 1П не срабатывает, так как конденсатор 1С не успевает зарядиться. При замыкании замыкающего контакта 1В, имеющего выдержку времени при замыкании, происходит разряд конденсатора 2С, срабатывание реле 1П и 2У и выключатель включается так же, как и в первом цикле.

Неуспешное действие устройств АПВ приводит к новому пуску устройства РПВ-258, однако при замыкании замыкающих контактов 1В реле 1П не срабатывает, так как конденсаторы не успели зарядиться.

Реле 4П и РПВ-258 остаются во включенном состоянии до отключения ключом управления. Контакт 4П включен непосред-

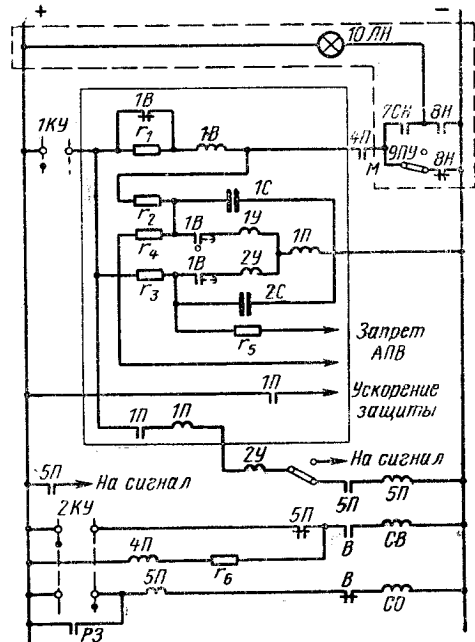


Рис. 19-4. Схема устройства АПВ линий двукратного действия для линий с двусторонним питанием с применением комплекта типа РПВ-258 (схема показана для включенного положения выключателя).

РПВ-258 — комплект устройства АПВ. Все остальные обозначения аналогичны обозначениям по схеме на рис. 19-1.

ственно на минус для предупреждения заряда конденсатора IC и неправильного третьего включения выключателя при возврате реле времени в исходное состояние, происходящего после отключения ключом управления.

Схема АПВ линий с применением комплекта типа РПВ-358 (рис. 19-5). Устройство повторного включения типа РПВ-358, так

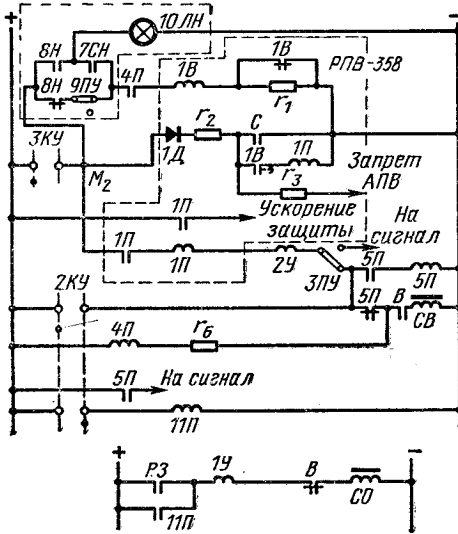


Рис. 19-5. Схема устройства АПВ линий с двусторонним питанием с применением комплекта типа РПВ-358.

РПВ-358 — комплект устройства АПВ; 5П — реле промежуточного типа РП-254; 11П — реле промежуточного типа РП-23. Остальные обозначения аналогичны обозначениям по схеме на рис. 19-1.

же как РПВ-58 и РПВ-258, применяется для линий одностороннего и двустороннего питания, но оно может применяться на подстанциях, работающих на оперативном переменном токе и на оперативном постоянном токе 24 и 48 В, оборудованных выключателями с дистанционным управлением. Устройство РПВ-358 обеспечивает однократное действие АПВ.

На рис. 19-5 приведена схема включения устройства типа РПВ-358 для линий с двусторонним питанием.

Устройство типа РПВ-358 отличается от РПВ-58 наличием диода $1D$ (типа ДГ-Ц27) в цепи заряда конденсатора C , предназначенного для его разряда при понижениях напряжения на блоке питания при близких к.з. Питание устройства РПВ-358 и других элементов в данной схеме предусматривается от специального выпрямительного устройства с номинальным выходным напряжением 110 В, присоединяемого к цепям напряжения.

Питание соленоида отключения выключателя производится либо от аккумуляторной батареи напряжением 24 и 48 В, либо

от заряженных конденсаторов и устройств питания. В связи с принятым способом питания в схему введено промежуточное реле 11П, необходимое для разделения цепей. Для предупреждения отказа блокировки от многократного срабатывания выключателя при близких к.з. реле 5П выполняется с задержкой на возврат (типа РП-254).

Схема АПВ выключателей с электромагнитными приводами для потребителей, отключаемых под действием устройств АЧР (ВГПИ ТЭП, рис. 19-6). АПВ потребителей, отключаемых под действием устройств АЧР (см. § 19-7), может быть выполнено на оперативном постоянном токе с применением реле РПВ-58 аналогично схеме рис. 19-1. Схема рис. 19-6 отличается от нее наличием дополнительного промежуточного реле 2П типа РП-23, подключаемого к вспомогательным шинкам 1ВШ, 2ВШ, которые получают питание при срабатывании устройства АЧР. При срабатывании реле 2П его замыкающий контакт в цепи CO замыкается и выключатель отключается. При восстановлении частоты до заданного значения реле 2П, отпадая, замыкает свой размыкающий контакт в цепи реле РПВ-58. Далее схема работает аналогично схеме рис. 19-1. Если АПВ

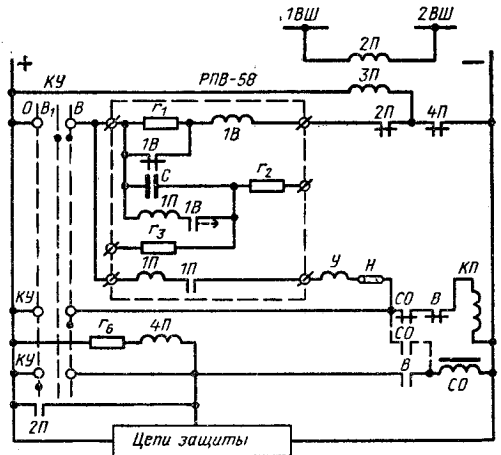


Рис. 19-6. Схема устройства АПВ выключателя с электромагнитным приводом для присоединений, отключаемых под действием устройств АЧР (ВГПИ ТЭП).

РПВ-58 — комплект устройства АПВ; 2П, 4П — реле типа РП-23; 3П — реле типа РП-252.

после срабатывания устройства АЧР не должно работать, то в цепь запрета устройства АПВ должен быть включен контакт реле 2П (на схеме не показан).

При невозможности одновременного включения большого числа выключателей (например, из-за недостаточной мощности аккумуляторной батареи) последовательность включения может достигаться либо установкой специальных реле в схемах устройства АЧР, либо выбором различных уставок реле времени устройств АПВ, либо

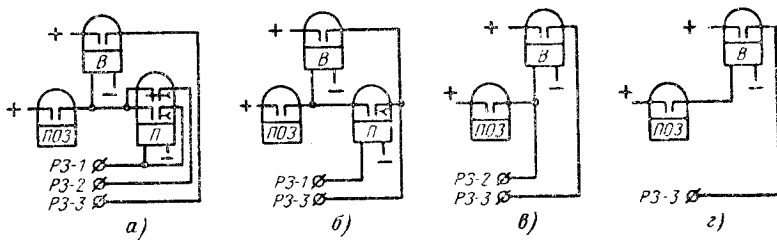


Рис. 19-7. Схемы соединения релейной защиты с устройствами АПВ.

а — с ускорением защиты до АПВ; *б* — с ускорением защиты после АПВ; *в* — с ускорением защиты до и после АПВ; *г* — без ускорения защиты; ПОЗ — пусковой орган защиты (может состоять из нескольких реле); В — реле времени защиты; П — реле промежуточное с выдержкой времени при возврате порядка 0,25 с.

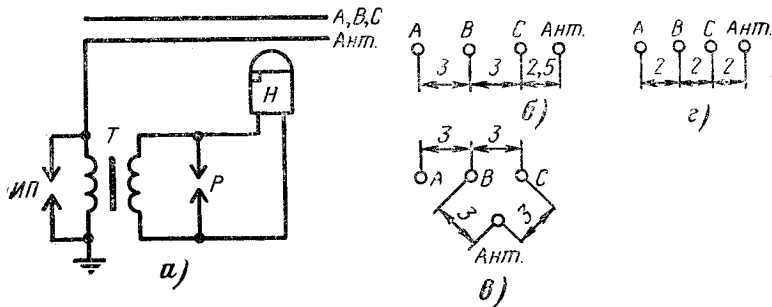


Рис. 19-8. Антенный отбор напряжения.

а — принципиальная схема; *б* — расположение антенны при воздушной линии 110 кВ, удельный отбор 0,5 мкА/м·кВ; *в* — то же, удельный отбор 0,2 мкА/м·кВ; *г* — расположение антенны при воздушной линии 3 кВ, удельный отбор 0,45 мкА/м·кВ. Размеры даны в метрах: А, В, С — провода воздушной линии; Ант. — антенна; Т — трансформатор отбора 18000/3000 витков (провод ПЭШО 0,1, отпайка 15000/2000 витков), сечение стального сердечника 23×40 мм; ИП — искровой промежуток 3—7 мм; Р — алюминиевый разрядник (три разрядника А-360 последовательно); Н — реле напряжения на базе реле ЭН-526 с двумя катушками по 10 000 витков (провод ПЭ-0,1), чувствительность 2,5—5 мА.

установкой устройств АЧР не на выключателях отдельных потребителей, а на выключателях трансформаторов, питающих шины этих потребителей (если это возможно по другим соображениям).

Ускорение защиты и отбор напряжения при наличии устройства АПВ. Ускорение действия защиты до АПВ осуществляется быстродействующей неизбирательной защитой, устанавливаемой на защищаемой линии вместе с основной защитой. После работы устройства АПВ быстродействующая защита автоматически выводится из действия на время, большее времени срабатывания основной избирательной защиты линии.

Ускорение защиты до АПВ (рис. 19-7, *а*) применяется при допустимости неизбирательного отключения выключателей, например в несложных радиальных системах с малым числом ступеней и ответвлений, питающих потребителей I и III категорий. Ускорение защиты после АПВ позволяет осуществить немедленное отключение линии после включения ее устройством АПВ на неустранившемся к.з. Защита, которой производится немедленное отключение линии после АПВ, вводится автоматически на время,

необходимое для отключения поврежденной линии. После отключения поврежденной линии ускоренная защита автоматически выводится из действия.

Ускорение защиты после АПВ (рис. 19-7, *б*) применяется во всех случаях, если выключатель способен разрывать ток короткого замыкания в течение 0,2—0,5 с, считая с момента возникновения к.з. Отбор напряжения для проверки встречного напряжения на линии может осуществляться: однофазным трансформатором напряжения, конденсатором связи высокочастотных защит (при их наличии) от конденсаторных проходных изоляторов типа ПИН, антенной, проложенной параллельно с проводами воздушной линии (при напряжении 35—110 кВ, рис. 19-8).

АПВ линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами. Конструкция выпускаемых ранее грузовых и пружинных приводов (УГП-51, ПГ-10, ПГМ-10, ППМ, ППР-21) предусматривала наличие в них специального механического устройства, которое при помощи встроенных в привод реле производит АПВ выключателя без выдержки времени. АПВ с помощью этих приводов про-

исходит после отключения выключателя релейной защитой, а также при дистанционном отключении, если механизм заведен. Повторное включение происходит за счет энергии падающего груза (грузовые приводы) или энергии пружины (пружинные приводы). При ручном отключении АПВ не происходит (имеется механическая блокировка).

Механические устройства АПВ можно использовать для дистанционного включения, если завести механизм при отключенном выключателе. Это позволяет применять их в схемах АВР (см. § 19.4).

Конструкция существующих механических устройств АПВ позволяет осуществлять однократные и двукратные АПВ. Механическое устройство АПВ не требует дополнительной релейной аппаратуры.

Как показала эксплуатация, устройства механического АПВ без выдержки времени действуют не всегда надежно. Это объясняется тем, что включение выключателя происходит еще до того, как все механизмы придут в состояние покоя после отключения. Эффективность механических АПВ порядка 50—60%, поэтому в пружинных приводах, выпускаемых в настоящее время, обычно устройства механического АПВ отсутствуют.

Схема АПВ мгновенного действия с запретом завода пружины после неуспешного АПВ (ВГПИ ТПЭП, рис. 19-9). Схема рис. 19-9 предусматривает устройство АПВ

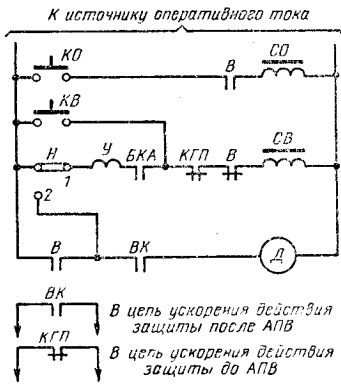


Рис. 19-9. Схема устройства мгновенного АПВ выключателя с пружинным приводом, с запретом завода пружины после неуспешного АПВ (ВГПИ ТПЭП).

мгновенного действия с использованием аппаратуры, встроенной непосредственно в пружинный привод. Включение и отключение выключателя осуществляются с помощью электромагнитов СВ и СО. При любом включении выключателя блок-контакт БКА, предусмотренный в механизме привода для фиксирования аварийного отключения выключателя, замыкается, подготавливая к включению соленоид СВ при аварийном отключении выключателя.

При аварийном отключении выключателя соленоид СВ получает питание благодаря замыканию размыкающего контакта В через контакт готовности привода КГП, замкнутый при полном натяжении пружины, и блок-контакт БКА, который остается замкнутым, так как отключение выключателя происходит под действием средств защиты. В случае неуспешного АПВ повторного включения выключателя не происходит, так

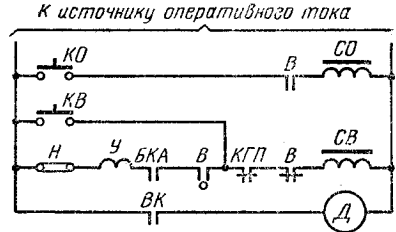


Рис. 19-10. Схема устройства мгновенного АПВ выключателя с пружинным приводом типа ПП-61 (ВГПИ ТПЭП).

как контакт КГП в цепи соленоида СВ будет разомкнут до тех пор, пока снова не произойдет полного натяжения пружины. Для нового полного натяжения пружины выключатель В должен быть включен после АПВ в течение времени, необходимого для полного натяжения пружины, иначе его замыкающий контакт В в цепи двигателя Д будет разомкнут и натяжения пружины не произойдет.

Для подготовки к включению выключателя после неуспешного АПВ накладка Н переводится в положение 2, размыкая цепь АПВ. Двигатель Д начинает работать, натягивая пружину до нужного состояния, после чего он отключается конечным выключателем ВК, встроенным в привод, а накладка переводится в положение 1. Схема готова к новому АПВ. При оперативном отключении выключателя АПВ не происходит, так как блок-контакт БКА замыкается при любом включении выключателя, а размыкается при отключении выключателя вручную или дистанционно.

Схема АПВ линий мгновенного действия, оборудованных выключателями с пружинным приводом ПП-61 (ВГПИ ТПЭП, рис. 19-10). Эта схема отличается от схемы рис. 19-9 наличием проскальзывающего блок-контакта В, имеющегося в приводе ПП-61, кратковременно замыкающегося при изменении положения выключателя. Наличие этого контакта позволяет подготавливать привод к новому действию на включение после АПВ независимо от успешности действия АПВ, что является более удобным и простым при эксплуатации.

Недостатками электрических схем мгновенного действия, как и механических схем мгновенного действия, является то, что операция включения может начаться еще до того, как все механизмы придут в состояние покоя после отключения, вследствие чего

включение сопровождается возникновением ударных нагрузок, уменьшающих надежность работы привода.

Схема АПВ линий с выдержкой времени, оборудованных выключателями с пружинным приводом, с автоматической подготовкой привода к действию только после успешного АПВ (ВГПИ ТПЭП, рис. 19-11).

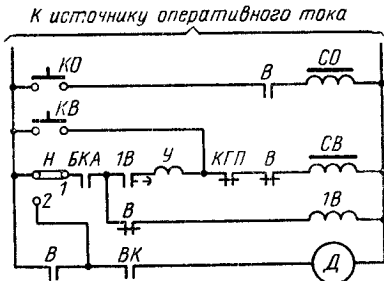


Рис. 19-11. Схема устройства АПВ с выдержкой времени для выключателей с пружинным приводом с автоматической подготовкой привода к действию только после успешного АПВ (ВГПИ ТПЭП).

Схема рис. 19-11 отличается от схемы рис. 19-9 только тем, что включения выключателя после аварийного отключения происходит не сразу, а с определенной выдержкой, определяемой временем замыкания контакта реле времени $1В$. После отключения выключателя реле $1В$ получает питание и, замыкая с выдержкой времени свой контакт, дает команду на пуск устройства АПВ. Далее схема работает аналогично рис. 19-9.

Схема АПВ линий с выдержкой времени, оборудованных выключателями с пружинным приводом с автоматической подготовкой привода к действию, независимо от успешности АПВ (ВГПИ ТПЭП, рис. 19-12).

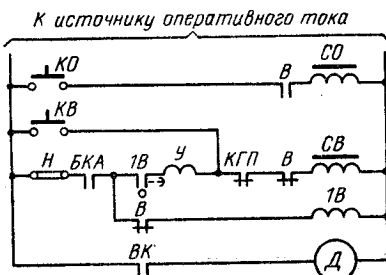


Рис. 19-12. Схема устройства АПВ с выдержкой времени для выключателей с пружинным приводом с автоматической подготовкой привода к действию независимо от успешности АПВ (ВГПИ ТПЭП).

Схема аналогична схеме рис. 19-11 с той лишь разницей, что однократность действия АПВ обеспечивается применением специальных реле времени типа РВ-238 или РВ-248,

имеющих проскальзывающий контакт. Однократность действия АПВ в этой схеме достигается ограничением длительности включаемого импульса. Для обеспечения надежного действия устройства АПВ выдержка времени реле времени $1В$ должна быть такой (порядка 5 с и выше), чтобы размыкание цепи соленоида $СВ$ производилось контактом выключателя $В$, а не проскальзывающим контактом реле $1В$.

Схема АПВ линий с выдержкой времени, оборудованных выключателем с пружинным приводом (рис. 19-13). При отключении

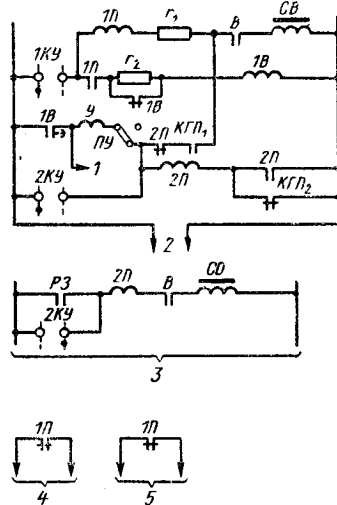


Рис. 19-13. Схема АПВ линий с выдержкой времени для выключателей с пружинными приводами и с двигателем для завода пружины.

1 — ускорение защиты после АПВ; 2 — от блока питания; 3 — от источника питания оперативных цепей защиты; 4 — в цепь завода пружины; 5 — ускорение защиты до АПВ.

линии от защиты или дистанционным отключением контакт выключателя $В$ в цепи соленоида включения замыкается и реле $1П$ получает питание. Реле $1П$, замыкая свой замыкающий контакт $1П$ в цепи реле времени $1В$, производит пуск устройства АПВ. Включение осуществляется через замыкающий контакт реле времени $1В$ и контакт натяжения пружины $КГП$.

После успешного АПВ реле времени обесточивается, двигатель натягивает пружину и схема снова готова к действию. При повторном отключении выключателя нового пуска устройства АПВ не происходит, так как при вторичном срабатывании реле $1В$ контакт $КГП_1$ еще разомкнут, а $КГП_2$ замкнут вследствие того, что время завода пружины больше, чем время действия защиты и АПВ. Включения выключателя не происходит, а срабатывает промежуточное реле $2П$, которое самоудерживается через свой контакт $2П$ и размыкает цепь включения выключателя размыкающим контактом $2П$. Таким образом, предотвращается включение

выключателя на устойчивое к. з., даже если пружина будет натянута и контакты $КГП_1$ и $КГП_2$ вернутся в положения, соответствующие натянутой пружине. Для предотвращения многократного включения выключателя при недостаточном надежном контакте $КГП_2$ в схеме предусмотрен разрыв цепи двигателя от промежуточного реле $1П$ (размыкающий контакт реле $1П$).

Для ускорения релейной защиты до АПВ используются размыкающие контакты реле $1П$, ускорение защиты после АПВ осуществляется с помощью промежуточного реле (на схеме не показано), пускаемого от контакта реле времени. Схема находит широкое применение при отсутствии комплектов АПВ.

Схема АПВ выключателей с пружинным приводом для потребителей, отключаемых под действием устройства АЧР (ВГПИ ТПЭП, рис. 19-14). При понижении частоты сети до определенного значения, определяемого ус-

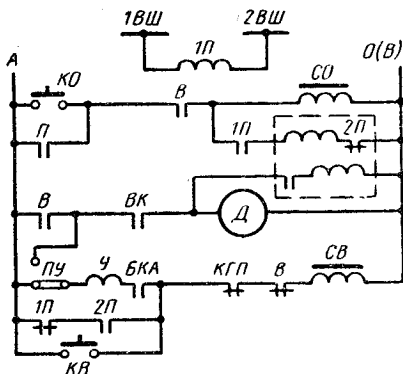


Рис. 19-14. Схема устройства АПВ выключателя с пружинным приводом для присоединений, отключаемых под действием устройства АЧР (ВГПИ ТПЭП).

$1П$ — реле типа РП-25; $2П$ — реле типа РП-351.

тавкой реле частоты, срабатывает устройство АЧР и подает питание на вспомогательные шинки $1ВШ$, $2ВШ$. Реле $1П$ (реле типа РП-25) устройства АПВ срабатывает, замыкает свои замыкающие контакты в цепи соленоида отключения $СО$ тех выключателей, которые должны быть отключены при данной частоте, и размыкает размыкающий контакт $1П$ в цепи соленоида включения $СВ$. Соленоид отключения $СО$ срабатывает и выключатель отключается. При отключении выключателя под действием устройства АЧР блок-контакт $БКА$ пружинного привода размыкается и включения выключателя от действия АПВ, как это было в схеме рис. 19-9, не происходит.

Одновременно со срабатыванием реле $1П$ срабатывает двухпозиционное реле $2П$ (реле типа РП-351), фиксируя срабатывание устройства АЧР и подготавливая к включению соленоид включения $СВ$ при повышении частоты. При повышении частоты до нор-

мального значения реле $1П$ обесточивается, его контакт в цепи $СВ$ замыкается и по цепи $1П$, $2П$, $КГП$, $В$, $СВ$ происходит включение выключателя. Подготовка схемы к новому срабатыванию осуществляется так же, как в схеме рис. 19-9. При отключении выключателя вручную или дистанционно включения его при восстановлении частоты не происходит, так как замыкающий контакт $2П$ в цепи $СВ$ будет разомкнут, поскольку это реле срабатывает только при отключении выключателя под действием устройства АЧР. Схема предназначается для линий 6—10 кВ (и иногда 35 кВ) или трансформаторов.

Автоматическое повторное включение трансформаторов. АПВ трансформаторов предусматривается для автоматического восстановления их нормальной работы после аварийных отключений, не связанных с внутренними повреждениями трансформатора (неустойчивые к. з. на выводах, ложное действие защиты и т. д.).

Автоматическое повторное включение трансформаторов является обязательным на одностороннем питании. На двухтрансформаторных подстанциях с односторонним питанием АПВ трансформаторов целесообразно устанавливать в том случае, если отключение одного из трансформаторов вызывает перегрузку другого и в связи с этим часть потребителей должна отключиться.

Схема АПВ трансформатора с использованием модернизированного комплекта типа РПВ-58 (рис. 19-15). Для обеспечения необходимой длительности импульса на включение любого из отключающихся выключателей в комплекте РПВ-58 промежуточное реле $1П$ имеет две последовательные обмотки (вместо одной по типовой схеме комплекта РПВ-58), включаемые через свои замыкающие контакты на две независимые цепи включения выключателей 6 и 35 кВ (напряжения 6 и 35 кВ взяты условно для удобства изложения).

Назначения цепей схемы на рис. 19-15: $1-2a$ и $1-2б$ — цепи устройства АПВ; $1-4$ — цепь реле блокировки выключателя 35 кВ; $1-6$ — цепь включения выключателя 35 кВ от устройства АПВ; $7-8$ — цепь отключения выключателя 35 кВ от дифференциальной и газовой защит; $9-8$ — цепь отключения выключателя 35 кВ от любой защиты, кроме дифференциальной и газовой; $11-10$ — цепь выходного реле газовой и дифференциальной защит; $13-15-17-12$ — цепи максимальной токовой защиты; $19-14$ — цепь выходного реле максимальной токовой защиты; $1-16$ — цепь включения выключателя 6 кВ от устройства АПВ; $23-18$ — цепь отключения выключателя 6 кВ от газовой или дифференциальной защиты; $25-18$ — цепь отключения выключателя 6 кВ от любого вида защиты, кроме дифференциальной и газовой. Запуск устройства АПВ производится при несоответствии положения ключей управления $1КУ$ и $2КУ$

и блок-контактов выключателей 35 или 6 кВ. Пуск устройства АПВ происходит при отключении выключателя 35 или 6 кВ от лобной защиты, кроме дифференциальной или газовой.

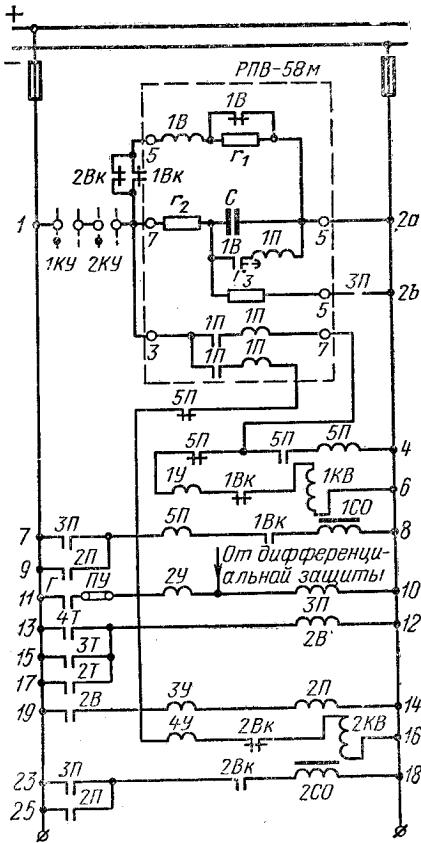


Рис. 19-15. Схема устройства АПВ трансформатора с применением модернизированного реле типа РПВ-58.

Для предотвращения действия устройства АПВ при внутренних повреждениях трансформатора в схеме предусмотрен запрет АПВ при срабатывании дифференциальной и газовой защит (конденсатор C разряжается при срабатывании $3П$ на сопротивление r_3). Недостатком такого метода запрета АПВ является то, что в случае неустойчивого к.з. на выводах в зоне дифференциальной защиты или ложного срабатывания газовой защиты АПВ трансформатора не произойдет.

Для устранения этого недостатка можно осуществлять пуск устройства АПВ трансформатора во всех случаях срабатывания релейной защиты, а запрет АПВ только при замыкании сигнального контакта газового реле трансформатора, который замыкается при любых внутренних повреждениях трансформатора.

Для предотвращения подачи многократных импульсов на включение выключателя 35 кВ («прыгание»), что может иметь место при заклинивании контактов $1П$ в цепи включения выключателя 35 кВ при устойчивом к.з. на стороне 35 кВ, предусматривается реле $5П$ с двумя обмотками.

Данная схема рекомендуется к широкому применению там, где необходимо АПВ трансформатора (например, на однотрансформаторных подстанциях). Схема относительно проста и имеет высокую надежность.

Схема трехфазного АПВ линий и трансформаторов, работающая при наличии напряжения на шинах подстанции при питании устройства АПВ и привода выключателя от переменного тока, через выпрямительную установку (рис. 19-16). Учитывая, что в большинстве случаев устройства АПВ должны действовать при наличии напряжения на шинах, питание устройства АПВ и привода выключателя можно осуществить от переменного тока через выпрямительную установку, мощность которой должна быть достаточной для работы оперативных цепей.

При использовании выключателей с пружинными приводами, имеющими малое потребление включающих катушек, электрические устройства АПВ, включая и АПВ шин, могут быть выполнены с помощью специальных реле времени и конденсаторов, заряженных в нормальном режиме работы. Для включения выключателей с тяжелыми приводами схема, приведенная на рис. 19-16, может быть применена при наличии мощного источника питания соленоидов включения. Срабатывание реле времени $1В$ и промежуточного реле $1П$ (от тока разряда конденсатора) должно быть обеспечено при минимально возможном напряжении на шинах подстанции после отключения короткого замыкания. Для предотвращения разряда конденсатора через обратное сопротивление выпрямителей при значительных понижениях напряжения, вызванных коротким замыканием, необходимо устанавливать дополнительное реле минимального напряжения, разрывающее своими контактами цепь питания схемы АПВ (H). При определении напряжения на конденсаторе U_c следует учесть, что расчетной величиной является не среднее значение выпрямленного напряжения, а его амплитуда.

Выпрямление переменного тока производится по схеме Ларионова. Выпрямленное напряжение на выходе моста составляет около 135 В при напряжении на ТН 100 В. Амплитудное значение напряжения, определяющее заряд конденсатора, примерно на 15% выше среднего. Данная схема АПВ надежно работает при понижении напряжения до 70—75%. Уставка реле минимального напряжения H выбирается в пределах 85—100 В, что соответствует напряжению на ТН 65—75 В. Блокировка от «прыгания» для грузовых приводов без автоматического двигательного редуктора (АМР) для подъема груза не требуется. При наличии АМР блокировка выполняется с помощью проме-

жучонного реле 5П (цепь показана пунктиром), срабатывающего при подаче импульса на соленоид включения и разрывающего цепь АМР.

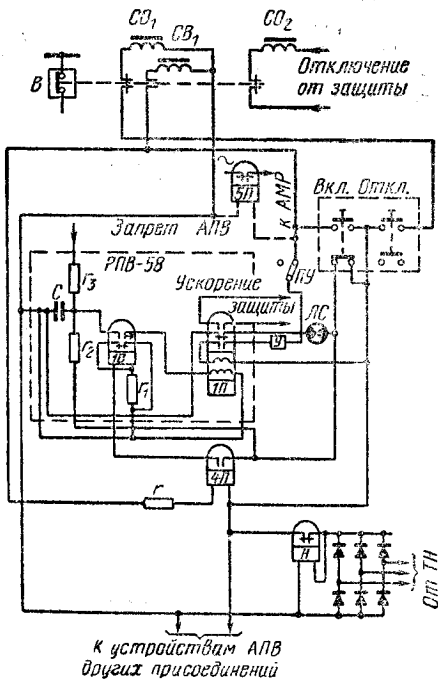


Рис. 19-16. Схема устройства трехфазного АПУ линий и трансформаторов, работающая при наличии напряжения на шинах подстанции при питании устройства АПУ и привода выключателя от переменного тока через выпрямительную установку.

Для приводов типа ПС блокировка от «прыгания» выполняется по схеме, принятой для постоянного оперативного тока. Работа данной схемы аналогична работе схемы на оперативном постоянном токе, выполненной с помощью РТВ-58 (см. рис. 19-1).

Автоматическое повторное включение шин заключается в том, чтобы после отключения шин подстанции средствами защиты произвести повторную подачу напряжения на шины и обеспечить при неустойчивых повреждениях на шинах восстановление нормального питания всех потребителей, подключенных к этим шинам. Обычно эта задача решается путем АПУ выключателя одной из питающих линий. На подстанциях, где возможны частые неустойчивые повреждения шин (подстанции химических, металлургических предприятий), или на нетелемеханизированных подстанциях без постоянного обслуживающего персонала необходимо в случае успешного АПУ выключателя одной питающей линии и восстановления напряжения на шинах подстанции обеспечивать АПУ выключателей всех питающих линий, отключенных средствами защиты.

Схема устройства АПУ шин на оперативном постоянном токе, обеспечивающая последовательное включение выключателей всех питающих линий (устройство Мосэнерго, рис. 19-17). Схема предусматривает АПУ всех питающих подстанций линий, если АПУ выключателя одной питающей линии оказалось успешным и на шинах подстанции восстановилось напряжение.

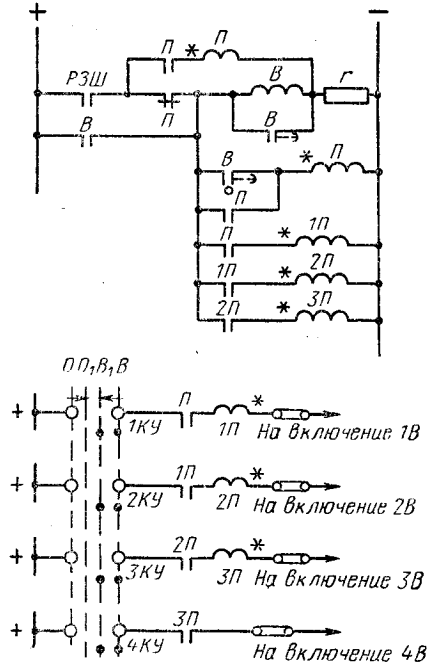


Рис. 19-17. Схема устройства АПУ шин.

В — реле типа ЭВ-132; П, 1П, 2П, 3П — реле типа РП-255; РЗШ — контакт выходного реле защиты шин.

Так как на подстанциях с большим числом питающих линий время цикла АПУ получается довольно значительным не только при к. з. на шинах, но и при к. з. на линиях (из-за невозможности одновременного включения выключателей всех присоединений, выдержки времени устройства АПУ выключателей выбираются различными), в данной схеме предусматривается специальное устройство АПУ шин, разработанное в системе Мосэнерго. Устройство АПУ шин обеспечивает включение выключателей питающих линий в определенной последовательности и позволяет избежать увеличения времени цикла АПУ при повреждениях на линиях.

Устройство АПУ шин состоит из реле времени В типа ЭВ-132, промежуточного двухобмоточного реле П типа РП-255 и двухобмоточных промежуточных реле 1П, 2П, 3П типа РП-255, количество которых определяется количеством линий, включаемых при АПУ шин.

При срабатывании релейной защиты шин (контакт РЗШ) срабатывает реле B и своим проскальзывающим контактом подает напряжение на реле $П$. Уставка реле B должна быть больше времени возврата защиты шин после отключения. При срабатывании реле $П$ замыкает свои замыкающие контакты в цепи параллельной и последовательной обмоток реле $1П$. Однако реле $1П$ не срабатывает, так как обмотки этого реле включены встречно и магнитные потоки обмоток взаимно компенсируются. После успешного включения выключателя $1В$ параллельная обмотка реле $1П$ обесточивается (она будет разомкнута размыкающим контактом выключателя $1В$, на схеме не показано). Последовательная обмотка реле $1П$ срабатывает и замыкает свои контакты в цепи обмоток реле $2П$, производя включение выключателя $2В$. Далее схема работает аналогично, производя последовательное включение выключателей всех присоединений, отключенных защитой шин. После включения всех выключателей устройство АПВ шин возвращается в исходное положение, так как реле B будет шунтировано своим замыкающим с выдержкой времени контактом. Ключ $КУ$ обеспечивает включение только тех выключателей, которые в момент отключения шин были включены. При неуспешном АПВ первого выключателя $1В$, т. е. при устойчивом к. з. на шинах, включения выключателей остальных присоединений не происходит, так как при повторном действии защиты производится шунтирование реле времени B последовательной обмоткой реле $П$. Действие устройства АПВ шин прекращается (размыкается мгновенный контакт реле B). Шунтирование реле B будет продолжаться до момента возврата релейной защиты шин.

Схема устройства АПВ шин на оперативном переменном токе для выключателей, оборудованных пружинными приводами, при отсутствии напряжения после обесточивания шин в сети оперативного тока (рис. 19-18).

Схема предусматривает оперативное отключение выключателя с помощью соленоида отключения $СО_1$, питаемого от трансформатора собственных нужд или трансформатора напряжения. Оперативное и автоматическое включение выключателя, а также отключение выключателя при действии релейной защиты осуществляются за счет энергии конденсатора C_1 , для заряда которого предусмотрено зарядное устройство типа УЗ-401.

Конденсатор C_1 кроме функции источника питания катушки включения выполняет функцию конденсатора, применяемого в реле РПВ-58 (обеспечение однократности действия блокировки АПВ при включении на к. з.). С этой целью цепь заряда конденсатора выполнена с постоянной времени, обеспечивающей время заряда 15—20 с. Для обеспечения действия устройства АПВ при отсутствии напряжения на шинах пусковое промежуточное реле $П$ (типов РП-25, РП-26) и специальное реле времени B (ЭВ-235, ЭВ-225) должны в нормальном ре-

жиме находиться под напряжением, а при пуске устройства — обесточиваться. По этой же причине пусковое промежуточное реле $П$ включено последовательно не с катушкой включения, а с катушкой отключения $СО_1$ и соответствующим блок-контактом выключателя. Специальное реле времени B и пусковое промежуточное реле $П$ могут подключаться либо непосредственно к цепям

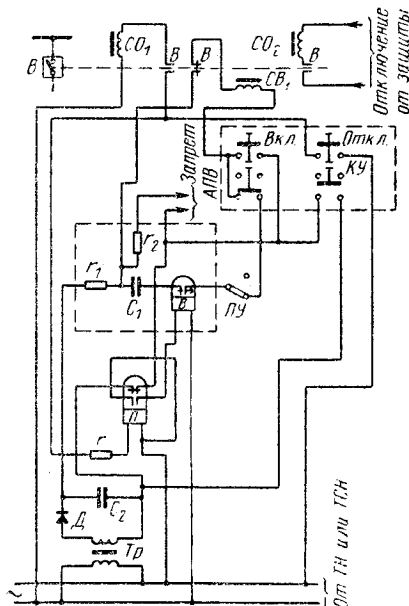


Рис. 19-18. Схема устройства АПВ шин для выключателей, оборудованных пружинными приводами, при отсутствии напряжения после обесточивания шин в сети оперативного тока.

трансформатора напряжения (ТН) или трансформатора собственных нужд (ТСН), как показано на схеме, либо через выпрямители.

При срабатывании защиты реле $П$ обесточивается и своим замыкающим контактом разрывает цепь питания реле B . Реле B обесточивается и через определенный промежуток времени своим размыкающим контактом замыкает цепь разряда конденсатора C_1 через контакт $КУ$ на соленоид включения $СО_1$, что вызывает включение выключателя. При устойчивом повреждении выключатель вновь отключится от защиты, однако повторное включение не произойдет, так как время заряда конденсатора составляет 15—20 с и он не успевает зарядиться.

Дистанционное включение выключателя от $КУ$ может также производиться путем разряда конденсатора на $СВ_1$, что обеспечивает однократность включения при наличии устойчивого к. з. на шинах.

Наложение запрета на действие устройства АПВ при работе соответствующих видов релейной защиты выполняется путем разряда конденсатора C_1 на разрядное со-

противление $r_2 = 300 \div 500$ Ом. Параметры зарядного устройства выбираются исходя из соображений, которые были описаны выше. Для сглаживания напряжения заряда на выходе зарядного устройства включается сглаживающая емкость $C_2 = 2$ мкФ.

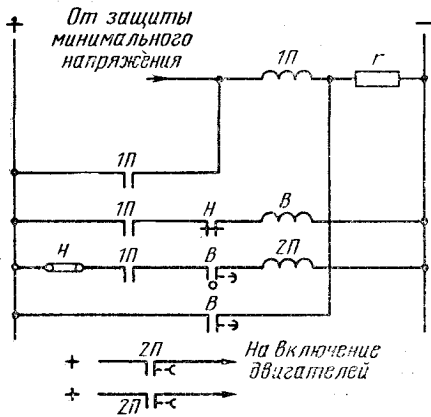


Рис. 19-19. Схема АПВ электродвигателя высокого напряжения.

Сопротивление r_1 в цепи заряда конденсатора $C_1 = 30 \div 40$ мкФ составляет около 400—500 кОм. В тех случаях, когда после обесточивания шин напряжение в сети оперативного тока сохраняется (например, при

дующих присоединений для исключения возможности многократного АПВ следует производить с проверкой наличия напряжения на шинах.

Автоматическое повторное включение электродвигателей. АПВ электродвигателей применяется для осуществления повторного пуска электродвигателей, отключаемых для обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов. Это необходимо в тех случаях, когда при особо тяжелых условиях самозапуска наряду с отключением двигателей неответственных механизмов отключается и ряд двигателей ответственных механизмов.

Повторный пуск ответственных механизмов целесообразно осуществлять после восстановления напряжения с помощью устройств АПВ. АПВ двигателей может осуществляться с использованием реле РПВ-58. В качестве пускового органа АПВ используется реле напряжения, контролирующее величину напряжения на шинах. АПВ электродвигателей должно осуществляться после того, как закончится самозапуск двигателей ответственных механизмов, не отключаемых от шин. Для обеспечения этого условия пуск устройства АПВ осуществляется при замыкании контакта реле напряжения при напряжении на шинах, близком к номинальному, включенного в цепь реле времени РПВ-58.

В тех случаях, когда к шинам подстанции наряду с асинхронными электродвига-

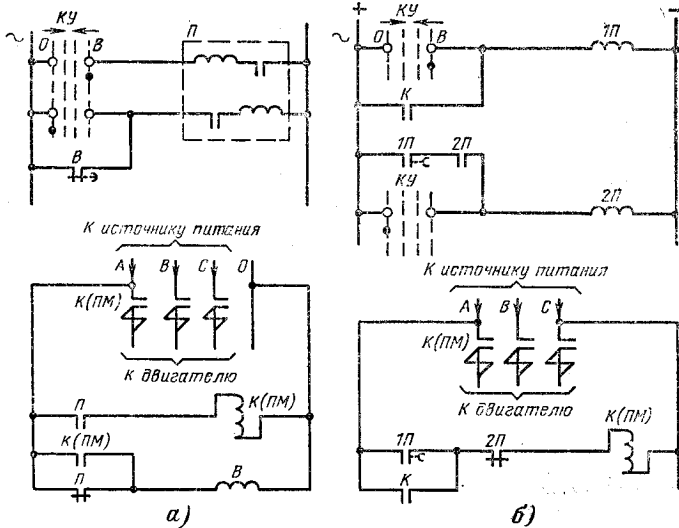


Рис. 19-20. Схемы устройства повторного пуска электродвигателя низкого напряжения (ВГПИ ТПЭП).

а — при использовании независимого источника оперативного переменного тока; б — при использовании постоянного оперативного тока; В — реле типа ЭВ-235; 1П — реле типа РЭВ-883; 2П — реле типа РП-23; П — реле типа РП-351.

питании ее от трансформаторов, подключенных до выключателя в цепи ввода питания на шины), для осуществления АПВ шин могут быть использованы схемы АПВ, приведенные на рис. 19-11, 19-12. При этом АПВ выключателя первой питающей линии может быть осуществлено без проверки отсутствия напряжения на шинах. АПВ после-

телями подключены синхронные, пуск устройства АПВ осуществляется не от реле напряжения, а от реле частоты.

В некоторых случаях пуск устройства АПВ двигателей может осуществляться без проверки величины напряжения на шинах подстанции по истечении определенного времени после отключения двигателей. Вы-

держка времени определяется временем самозапуска неотключившихся двигателей. Устройство АПВ в этом случае срабатывает только при наличии несоответствия ключа управления и положения выключателя электродвигателя.

Схема группового АПВ двигателей высокого напряжения на оперативном постоянном токе (рис. 19-19). Пуск устройства АПВ осуществляется от защиты минимального напряжения, которая отключает часть двигателей ответственных механизмов для обеспечения самозапуска оставшихся двигателей.

При срабатывании защиты минимального напряжения срабатывает и самоудерживается реле *1П* типа РП-23. После восстановления напряжения до величины $(0,8 \div 0,9) U_n$ срабатывает реле напряжения *Н* и замыкает цепь реле времени *В*. Реле времени срабатывая, замыкает свой протискальзывающий контакт в цепи промежуточного реле *2П* типа РП-252, которое дает импульс на включение двигателей, отключившихся под действием защиты минимального напряжения. Реле *2П* имеет замедление на возврат $0,1-0,2$ с, что необходимо для обеспечения надежного включения выключателей двигателей. Возврат схемы в исходное положение осуществляется после замыкания замыкающего с выдержкой времени контакта реле *В*.

Схемы устройства АПВ двигателей низкого напряжения до 1000 В (ВГПИ, ТПЭП, рис. 19-20). На рис. 19-20, а представлена схема повторного пуска электродвигателя с питанием оперативных цепей от независимого источника переменного тока. Управление двигателем производится через двухпозиционное реле *П* типа РП-351 (рис. 19-3). Реле *П* своими контактами производит замыкание или размыкание цепи контактора, который осуществляет включение и отключение электродвигателя. Время, в течение которого двигатель может повторно включаться, определяется уставкой реле *В* типа ЭВ-235.

Реле *В*, замыкая с выдержкой времени свой размыкающий контакт, переводит реле *П* в положение, при котором цепь обмотки контактора размыкается, и тем самым при последующем восстановлении напряжения возможность повторного пуска электродвигателя исключается.

На рис. 19-20, б представлена схема повторного пуска двигателя с питанием оперативных цепей от источника постоянного тока. При включении двигателя ключом *КУ* срабатывает реле *1П* типа РЭВ-883 и своим контактом включает обмотку контактора. Контакт *К* включает двигатель и, самоудерживаясь, обеспечивает нахождение под током реле *1П*. При исчезновении напряжения на шинах подстанции катушка контактора *К* обесточивается. Реле *1П* также обесточивается, но его замыкающий контакт в цепи катушки контактора *К* остается некоторое время замкнутым (реле имеет выдержку времени на отпускание). Если в те-

чение этого времени напряжение на шинах подстанции восстановится, то произойдет повторный пуск двигателя.

При оперативном отключении двигателя ключом *КУ* контактом *2П* размыкается цепь катушки контактора *К* (продолжительного действия команды на остановку двигателя не требуется, так как реле *2П* самоудерживается до момента возврата реле *1П*). При исчезновении напряжения в цепи оперативного тока двигатель продолжает работать, так как контактор *К* самоудерживается своим контактом.

19.4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА (АВР)

Автоматическое включение резерва, как правило, происходит после отключения рабочего питания любыми видами защиты, при ошибочных действиях обслуживающего персонала или самопроизвольном отключении выключателей. При установке устройства АВР, кроме основной максимальной токовой защиты на рабочем источнике питания (вводе, трансформаторе и т. д.), должен устанавливаться пусковой орган минимального напряжения, для того чтобы схема АВР могла действовать при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник.

Для предотвращения включения резервного источника на к. з. в неотключившемся рабочем источнике схема АВР не должна работать до отключения выключателя рабочего источника.

Действие АВР должно быть однократным. Для ускорения отключения резервного источника питания при включении его на неустранившееся к. з. обычно предусматривается ускорение защиты резервного источника после АВР.

Если на рабочем источнике питания предусмотрено устройство АПВ, то в случае недопустимости параллельной работы рабочего и резервного источников питания (например, отсутствие между ними синхронизма, возможность неправильной работы защиты при параллельной работе и т. д.) следует предусмотреть блокировку от параллельной работы. Для этого применяется один из следующих способов:

1. Предусматривается отделение рабочего источника от нагрузки независимо от работы устройства АПВ (последующее переключение при успешном АПВ производится вручную).

2. Выдержка времени устройства АВР выбирается больше времени полного цикла АПВ. АВР выполняется как на оперативном постоянном, так и на оперативном переменном токе. Источником питания переменного оперативного тока служат трансформаторы напряжения, установленные на рабочем или резервном вводе или на шинах подстанции (в зависимости от схемы устройства АВР). Посредством выпрямления переменного тока можно применять стандартную аппаратуру на постоянном токе.

В этом случае в качестве источника тока широко используются конденсаторы и разработанные специальные зарядные устройства.

При проектировании новых схем автоматики (АПВ и АВР) систем электроснабжения предпочтнее следует отдавать в первую очередь оперативному переменному то-

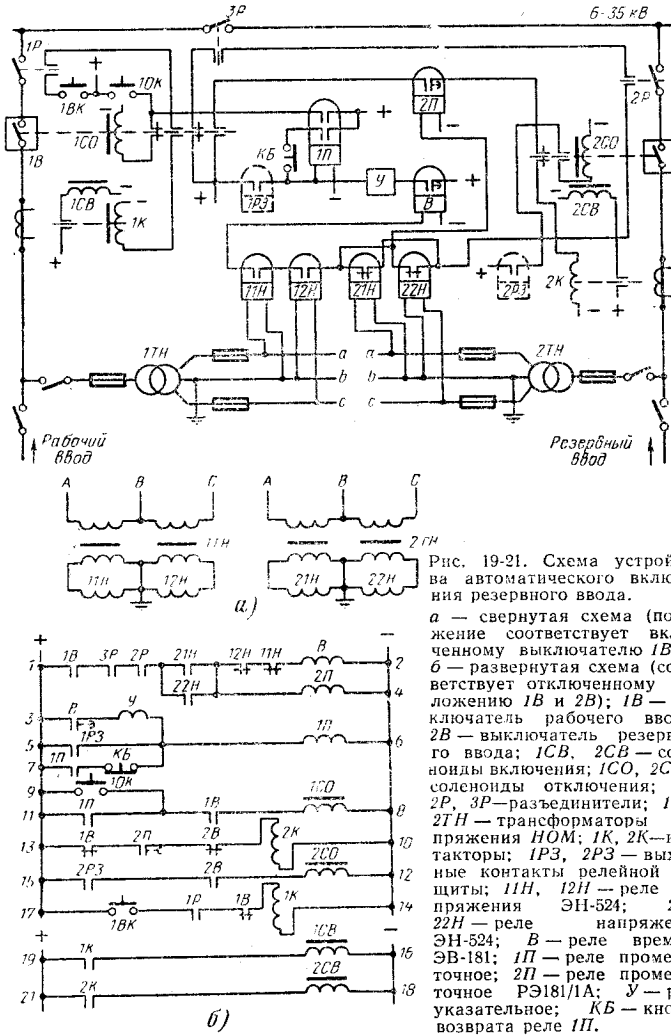
нормально находящийся в резерве. Такие системы действуют надежно, но требуют для своего осуществления значительных капитальных затрат.

Для устранения этого недостатка чаще всего применяются устройства АВР для оборудования, которое в нормальном режиме тоже работает, но используется не полностью, что часто отвечает целесообразному режиму работы этих установок (например, к. п. д. трансформаторов достигает своего максимума при нагрузке его на 60—80%). В этом случае при отключении одного (рабочего) источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь в (допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

Здесь уместно отметить, что такого же эффекта можно добиться при параллельной работе двух или большего числа источников питания электроэнергией и отключении поврежденного элемента средствами релейной защиты, без устройства АВР. Однако такое включение источников питания системы электроснабжения вызывает увеличение токов короткого замыкания, значительное усложнение работы релейной защиты, удорожание ее и часто не обеспечивает необходимой избирательности действия.

Эффективность действия АВР в системах электроснабжения составляет 90—95%. Простота схем и высокая эффективность обусловили широкое применение АВР в электрических сетях и энергосистемах. Ниже рассмотрены наиболее типичные схемы устройств АВР на постоянном и переменном оперативных токах, применяемые для установок, указанных в § 19-2.

Схемы устройства АВР на оперативном постоянном токе в установках высокого напряжения. Автоматическое включение резервной линии (рис. 19-21). Схема устройства АВР применяется преимущественно на ГПП и РП промышленных предприятий I и II категорий. Двойной комплект реле



ку. Оперативный постоянный ток должен применяться только в особо ответственных установках.

Устройства АВР применяются только в тех случаях, когда имеется в наличии или проектируется дополнительный (резервный) источник питания, например трансформатор, линия, секция шин. В этом случае при отключении рабочего источника (под действием релейной защиты или ошибочных действий дежурного персонала) устройством АВР включается второй источник питания,

напряжения в схеме предусматривается для исключения ложного срабатывания схемы вследствие обрыва проводов в цепи питания реле, перегорания предохранителей или повреждения одной фазы трансформаторов напряжения. Для АВР неотвечественных объектов можно предусмотреть одно реле на каждый ввод. Трансформаторы напряжения устанавливаются только на фиксированном резервном вводе, а для рабочего ввода могут быть использованы шинные трансформаторы напряжения. Назначение цепей (рис. 19-21, б): 1—2 — пуск устройства АВР от защиты минимального напряжения; 1—4 — блокировка устройства АВР при отсутствии напряжения на резервном вводе, ограничение длительности импульса включения выключателя 2В; 3—6 — питание отключающего реле рабочего ввода от защиты минимального напряжения; 5—6 — то же от максимальной токовой защиты; 7—6 — самоудержание реле 1П; 9—8 — ручное отключение выключателя 1В; 11—8 — отключение выключателя 1В от релейной защиты или защиты минимального напряжения; 13—10 — цепь включения контактора 2К; 15—12 — отключение выключателя 2В от релейной защиты; 17—14 — цепь включения контактора 1К; 19—16 — включение выключателя 1В; 21—18 — включение выключателя 2В.

Порядок работы схемы. Исчезновение напряжения на рабочем вводе. Цепь 1—4 замкнута; замыкается цепь 1—2, срабатывает реле времени В; с выдержкой времени замыкается цепь 3—6, срабатывает 1П; замыкаются цепи 7—6 и 11—8, 1В отключается; замыкается цепь 13—10, замыкаются цепи 1—2, 1—4 и 11—8; замыкается цепь 21—18, выключатель 2В включается; замыкается цепь 3—6; размыкается цепь 13—10; размыкается цепь 21—18; выключатель 2В остается включенным.

Отключение выключателя 1В максимальной токовой защитой. Замыкается цепь 5—6; далее схема работает так же, как и выше.

Ручное отключение 1В. Замыкается цепь 9—8, далее схема работает так же.

Отключение 2В релейной защитой непосредственно после АВР. Замыкается цепь 15—12, 2В отключается; новое включение невозможно, так как цепь 1—4 разомкнута контактами 1В.

Недостатком схемы является возможность включения рабочего ввода при включенном резервном вводе. Если параллельная работа обоих вводов недопустима, то следует в цепь 17—14 включить размыкающийся контакт выключателя 2В или принять другие меры для устранения возможности параллельной работы.

Автоматическое включение резервного трансформатора (рис. 19-22). Схема работает аналогично схеме, представленной на рис. 19-21, с той разницей, что она не имеет блокировки устройства АВР от отсутствия напряжения на резервном вводе. Устройство АВР работает без выдержки вре-

мени, так как при наличии резервного трансформатора обычно не предусматривается АПВ рабочего трансформатора. Как в схеме рис. 19-21, так и здесь не устранена возможность параллельной работы рабочего и резервного трансформаторов.

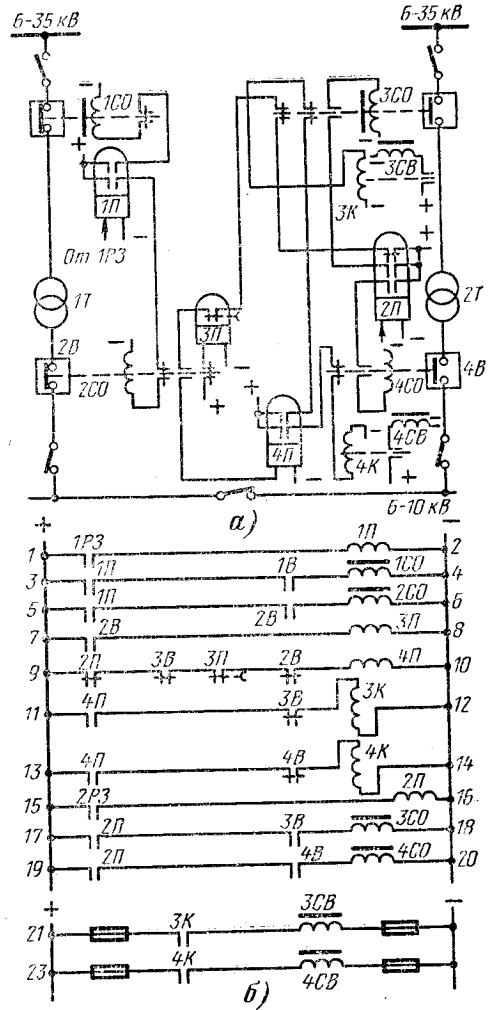


Рис. 19-22. Схема устройства автоматического включения резервного трансформатора.

а — свернутая схема (соответствует включенному положению 1В и 2В); б — развернутая схема (соответствует отключенному положению всех выключателей); 1П — рабочий трансформатор; 2П — резервный трансформатор; 1В—4В — выключатели; 3СВ, 4СВ — соленоиды включения; 3К, 4К — контакторы; 1РЗ, 2РЗ — выходные контакты релейной защиты; 1П, 2П, 4П — реле промежуточные типа РП-23; 3П — реле промежуточное РЭ-181/1А.

Схема рис. 19-22 осуществима и при более низком вторичном напряжении (до 1000 В). В этом случае вместо выключателей на стороне низшего напряжения следует установить автоматы с включающей катушкой.

Автоматическое включение резервного секционного выключателя (рис. 19-23). Питание секций шин подстанций осуществляется от двух рабочих трансформаторов 1Т и 2Т. Секционный выключатель 5В нормально отключен и включается под действием средств АВР при отключении любого рабочего трансформатора.

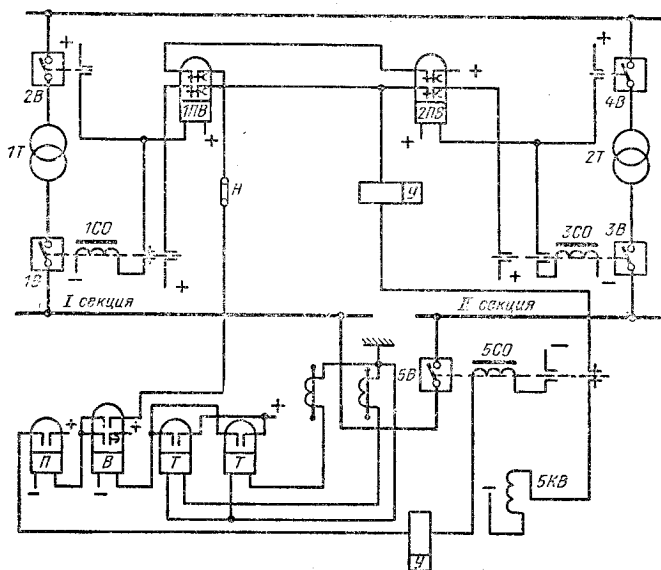


Рис. 19-23. Принципиальная схема АВР секционного выключателя (схема показана для включенного положения выключателей 1В и 3В).

Нормально выключатели 1В и 3В включены и обмотки промежуточных реле 1ПВ и 2ПВ обтекаются током, их замыкающие контакты замкнуты. При отключении одного из трансформаторов, например 1Т, средствами защиты или по какой-либо другой причине выключатель 1В отключается, размыкает свой замыкающий контакт в цепи соленоида отключения 1СО и замыкает размыкающий контакт в цепи 1СВ (цепи 1СВ и 2СВ на схеме не показаны).

Реле 1ПВ обесточивается, но так как оно работает с выдержкой времени при отпадании, то его контакты остаются замкнутыми в течение заданной выдержки времени. По цепи плюс — размыкающий контакт 1В — замыкающий контакт 1ПВ — У — замыкающий контакт 5В — 5КВ — минус происходит включение выключателя 5В.

Для отключения секционного выключателя 5В в случае включения на неустранившееся к. з. предусмотрено ускорение защиты на секционном выключателе. Ускорение осуществляется контактами реле 1ПВ и 2ПВ, которые подают плюс на контакт реле времени В (мгновенный) защиты секционного выключателя. Промежуточное реле П срабатывает и отключает выключатель 5В.

Так как оба трансформатора 1Т и 2Т питаются от одного источника питания, то при выходе из строя этого источника дей-

ствие АВР окажется бесполезным. Поэтому в рассмотренной схеме отсутствует пустковой орган минимального напряжения.

Автоматическое включение резервных электродвигателей (рис. 19-24). АВР двигателей применяют для ответственных потребителей первой категории, перерыв в электроснабжении которых является недопусти-

мым. АВР двигателей происходит не только при отключении электродвигателя рабочего агрегата, но и при изменении технологических параметров агрегата. На рис. 19-24 приведена принципиальная схема АВР

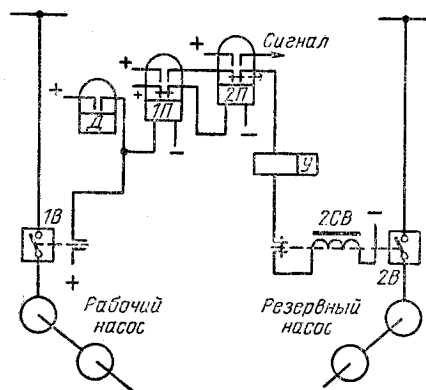


Рис. 19-24. Принципиальная схема АВР двигателей.

электронасосов. Схема АВР срабатывает при отключении выключателя 1В рабочего насоса средствами релейной защиты или при изменении технологического режима насоса, например при понижении давления в

питательной линии (при этом срабатывает реле давления D).

В обоих случаях получает питание реле $П$ и подает импульс на включение выключателя $2B$ резервного насоса. Однократность АВР обеспечивается реле $2П$.

Схемы АВР в установках на напряжении до 1000 В. Везде, где это возможно, следует стремиться устанавливать устройство АВР в сетях напряжением до 1000 В.

Такое решение основано на следующих положениях:

1. Устройства АВР в сетях напряжением до 1000 В обеспечивают минимальный перерыв питания по времени (сотые доли секунды и в пределе 0,1—0,2 с);

2. Установка устройств АВР в сетях напряжением выше 1000 В влечет за собой значительно большие капитальные затраты и обеспечивает время, измеряемое секундами (1,0—2 с).

3. Установка устройств АВР в сетях до 1000 В и особенно на стороне низшего напряжения двухтрансформаторных подстанций позволяет применять упрощенные, а следовательно, и дешевые схемы на стороне высшего напряжения.

Устройство АВР может быть выполнено на шинах как подстанции, так и распределительных сборок или шкафов. Устройство АВР на шинах до 1000 В может осуществляться при помощи автоматов с катушками включения или контакторов (последние для трансформаторов до 630 кВ·А). Схемы с автоматами получаются довольно сложными, так как они требуют наличия постоянного тока, а потому их применение для небольших трансформаторов нецелесообразно.

Автоматическое включение секционного автомата (рис. 19-25). Автоматы в цепях трансформаторов применены без максимальных расцепителей. При исчезновении напряжения на левой секции шин (рис. 19-25, а) срабатывает реле минимального напряжения $1Н_1$ и $1Н_2$, включается реле времени $1В$ в цепи управления автомата $1А$ и подается импульс на отключение этого автомата. При отключении $1А$ теряет питание реле $3В$, которое дает импульс на включение секционного автомата $3А$. При включении его на неустранившееся к. з. он отключается своей максимальной защитой (реле T).

Схема предусматривает автоматический возврат ее в исходное положение при восстановлении напряжения на отключившемся трансформаторе. При срабатывании защиты на секционном автомате для приведения схемы второго трансформатора в состояние готовности необходимо вмешательство обслуживающего персонала.

Схема включения реле $2Н_1—2Н_4$ аналогична схеме включения реле $1Н_1—1Н_4$.

Автоматическое включение ввода низкого напряжения (рис. 19-26). Назначение цепей: 1—2—пуск устройства АВР при исчезновении напряжения; 3—4—ручное ди-

станции отключение автомата $1А$; 5—4—отключение $1А$ при исчезновении напряжения; 7—6—включение контактора $2К$; 7—П—6 блокировка от «прыгания»; 7—8—отключение автомата $2А$ при включении

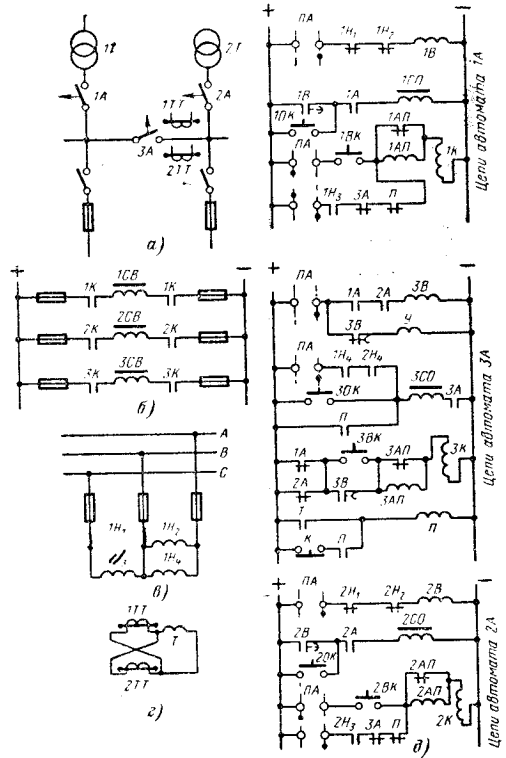


Рис. 19-25. Схема устройства АВР в установках низкого напряжения с применением автоматов с электромагнитным приводом.

а — принципиальная схема; б — цепи катушек включения; в — цепи включения реле напряжения (показаны для автомата $1А$); г — включение максимального реле; д — цепи управления автоматами; $1Т$, $2Т$ — трансформаторы; $1А$, $2А$ — рабочие автоматы; $3А$ — секционный автомат; $1ТТ$, $2ТТ$ — трансформаторы тока; $1А$ — переключатель автоматики; T — реле максимального тока типа ЭТ-521/50; $1Н_1$, $1Н_2$, $2Н_1$, $2Н_2$ — реле минимального напряжения типа ЭН-528; $1Н_3$, $1Н_4$, $2Н_3$, $2Н_4$ — реле максимального напряжения типа ЭН-526; $1В$, $2В$ — реле времени типа ЭВ-113; $3В$ — реле автоматики типа РЭ-513, $1АП$ — $3АП$ — автоматические прерыватели автоматов; $1К$ — $3К$ — контакторы включения; $1СВ$ — $3СВ$ — соленоиды отключения; $1СВ$ — $3СВ$ — соленоиды включения; $У$ — реле сигнальное типа ЭС-21; $П$ — реле промежуточное типа РП; $1ВК$ — $3ВК$ — кнопка включения; $10К$ — $30К$ — кнопка отключения; $К$ — кнопка КУ-121/1, реле напряжения $1Н_1—1Н_4$ получают питание от трансформаторов напряжения ввода.

автомата $1А$; 7—В—8—ручное отключение автомата $2А$. Порядок работы схемы при исчезновении напряжения следующий: замыкаются цепи 1—2 и 5—4; отключается $1А$; замыкаются цепи 7—6 и 9—10; включается $2А$; размыкается цепь 7—6, срабатывает $П$, отключается $2К$; размыкается цепь 9—10; $2А$ остается на защелке. При

отключении 2А максимально-токовой защитой новое включение невозможно, так как контактор 2К не может сработать (последовательно с катушкой 2К включено реле П).

При малой мощности резервного ввода (рабочий ток до 600 А) и отсутствии

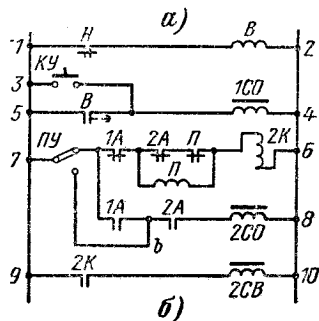
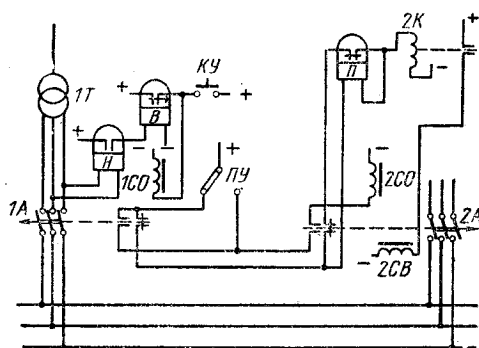


Рис. 19-26. Схема устройства автоматического включения резервного ввода низкого напряжения при применении автомата с включающей катушкой.

а — свернутая схема (соответствует отключенному положению автомата 1А); б — развернутая схема (соответствует отсутствию напряжения на шинах); 1А и 2А — автоматы; 1СО, 2СО — соленоиды отключения; 2К — контактор; Н — реле напряжения ЭН-528; В — реле времени ЭВ-181; П — реле промежуточное РП-23; КУ — кнопка управления автомата 1А; ПУ — переключающее устройство.

источника постоянного тока вместо автомата применяется контактор.

Схемы устройства АВР на оперативном переменном токе в установках высокого напряжения. Схема одностороннего АВР для линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами с автоматическим заводом пружины¹ (рис. 19-27). В нормальном режиме питание на шины подстанции подается через выключатель 1В. При аварии на рабочей линии устройство АВР должно отключить выключатель 1В и включить 2В.

¹ Схемы могут быть применены и для выключателей с грузовым приводом, но так как грузовые приводы снять с производства, то описание всех схем дается для выключателей, оборудованных пружинными приводами.

Работа схемы. При исчезновении напряжения на шинах подстанции срабатывают реле минимального напряжения 1Н и 2Н и замыкают свои контакты в цепи реле В*, которое с заданной выдержкой времени замыкает свой контакт в цепи 1СО. Выключатель 1В отключается. Размыкающий контакт 1В замыкает цепь электромагнита включения выключателя 2В, последовательно с которым включен контакт положения

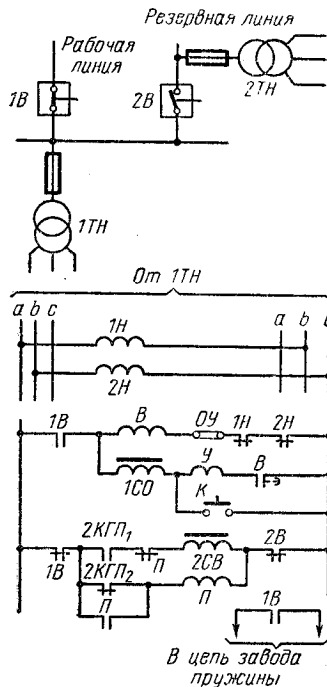


Рис. 19-27. Схема одностороннего АВР для линий, оборудованных выключателями с грузовыми или пружинными приводами с автоматическим заводом пружины.

пружины 2КГП₁ (замкнутый при заведенном положении пружины) и размыкающий контакт промежуточного реле П.

При включении выключателя 2В замыкается контакт 2КГП₂ и подготавливает к включению цепь катушки реле П. Если АВР успешно, то схема АВР возвращается в исходное положение.

При неуспешном АВР выключатель 2В отключается от своей защиты. Повторного включения выключателя 2В на к.з. не происходит, так как пружина не заводится при отключенном выключателе 1В (замыкающий контакт 1В в цепи завода пружины разомкнут). Для предупреждения повторного включения выключателя 2В на к.з. в случае повреждения замыкающего контакта 1В предусматривается дополнительная блоки-

* Если в схеме предусмотрено реле минимального напряжения с выдержкой времени 1Н (рис. 19-28), то контакты этого реле действуют непосредственно на соленоид отключения 1СО.

ровка с помощью реле *П*, которое срабатывает при отключении выключателя *1В* и *2В* и незаведенной пружине выключателя *2В*. Реле *П* при этом самоблокируется и размыкает своим размыкающим контактом цепь *2СВ*.

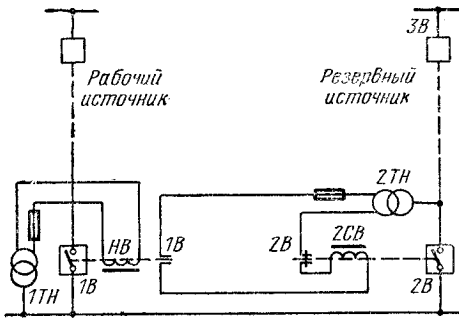


Рис. 19-28. Принципиальная схема одностороннего АВР резервного ввода на оперативном переменном токе для выключателей с пружинным приводом.

Пружина привода выключателя *2В* может быть заведена только после включения выключателя *1В*.

Принципиальная схема одностороннего АВР для линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами без автоматического завода пружины (рис. 19-28). Нормально подстанция получает питание от рабочего источника через выключатель *1В*. Резервный источник питания находится под напряжением: выключатель *3В* включен, а выключатель *2В*, оборудованный пружинным приводом, отключен, но его пружина заведена и тем самым выключатель подготовлен для автоматического включения.

При исчезновении напряжения на шинах подстанций реле минимального напряжения с выдержкой времени *НВ*, встроенное в привод выключателя *1В* (привод выключателя *1В* может быть оборудован пружинным приводом с устройством для автоматического включения или без устройства автоматического включения, например, ПРБА), срабатывает и с заданной выдержкой времени отключает выключатель *1В*. Реле *НВ* получает питание от трансформатора напряжения *1ТН* шин подстанции.

При отключении *1В* его замыкающий контакт в цепи соленоида включения *2СВ* замыкается, *2СВ* срабатывает и производит включение выключателя *2В*. Шины подстанции получают питание от резервного источника. Питание соленоида включения *2СВ* осуществляется от трансформатора напряжения *2ТН*, подключенного к вводу резервного источника питания. Такое подключение *2ТН* обеспечивает работу АВР только при наличии напряжения на резервном источнике питания, и поэтому дополнительного контроля наличия напряжения не требуется.

При включении резервного источника питания на к.з. повторного включения *2В* не происходит. Однократность АВР обеспечивается тем, что при отключении выключателя *2В* резервного источника средствами релейной защиты он не может повторно включиться, так как пружина не будет заведена. Если же релейная защита резервного источника установлена на выключателе *3В*, то повторного включения также не происходит, так как на трансформаторе *2ТН* будет отсутствовать напряжение.

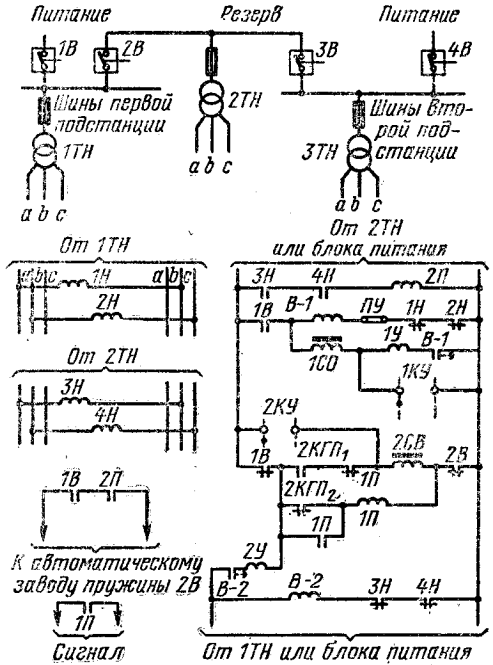


Рис. 19-29. Схема двустороннего АВР для линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами.

Схема двустороннего АВР для линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами с автоматическим заводом пружины (рис. 19-29). В нормальном режиме питание на шины подстанций подается через выключатели *1В* и *4В*. Выключатель *3В* в нормальном режиме включен, а *2В* отключен. При исчезновении напряжения на шинах первой подстанции работа схемы АВР происходит аналогично работе схемы на рис. 19-27.

При исчезновении напряжения на шинах второй подстанции схема работает следующим образом. Выключатель *4В* отключается своей минимальной защитой. Цепи на схеме не показаны. Реле минимального напряжения *3Н* и *4Н* срабатывают, замыкают свои размыкающие контакты в цепи реле *В-2* и пускают его. Контакт реле *В-2* с заданной выдержкой времени замыкает

цепь включения $2CB$, и выключатель $2B$ включается. Блокировка от многократного включения на к.з. осуществляется, как и в схеме рис. 19-27.

В цепь двигателя автоматического завода пружины последовательно с замыкаю-

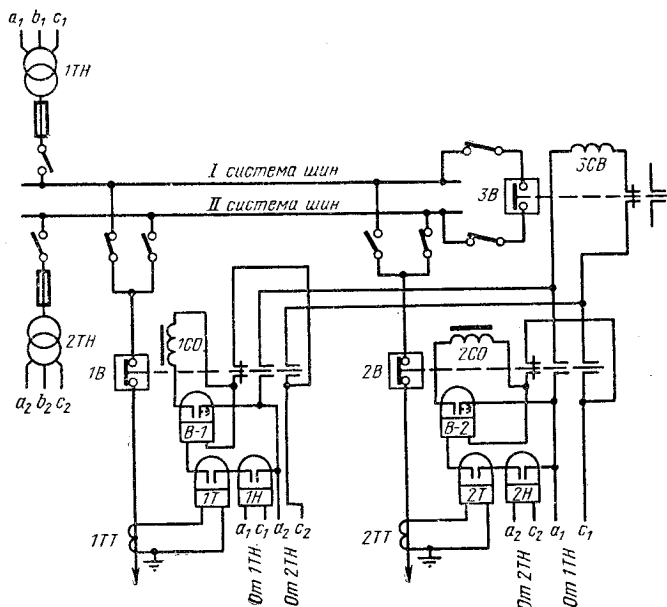


Рис. 19-30. Схема устройства АВР на подстанции с двойной системой шин на оперативном переменном токе.

щим блок-контактом $1B$ включен контакт реле $2П$, срабатывающего при наличии напряжения на резервной линии.

Схема АВР междушинного выключателя на подстанции с двойной системой шин (рис. 19-30). АВР осуществляется включением междушинного выключателя при обесточении одной из рабочих шин. АВР происходит только после того, как исчезнет ток в линии и напряжение на одной из систем шин. Для этого в схеме применены реле минимального напряжения, питающиеся от трансформатора напряжения включателя одной из систем шин, и реле тока (защита минимального тока), питающиеся от трансформатора тока линии. Схема АВР приходит в действие только после неуспешного АПВ, что обеспечивается при помощи реле времени с уставкой 1—2 с (для отстройки от действия АПВ на линии).

Источником оперативного тока в схеме являются трансформаторы напряжения $1ТН$ и $2ТН$. Для правильной работы АВР схема электрических соединений подстанций должна быть фиксированной. С этой целью на междушинном выключателе, которым производится включение резервного питания, устанавливается пружинный привод.

Схема показала высокую надежность и рекомендуется для подстанций с двой-

ной системой шин, оборудованных выключателями с пружинными приводами.

Схема АВР секционного выключателя, оборудованного пружинным приводом (выключатели линии могут быть оборудованы ручным приводом, рис. 19-31). Схема

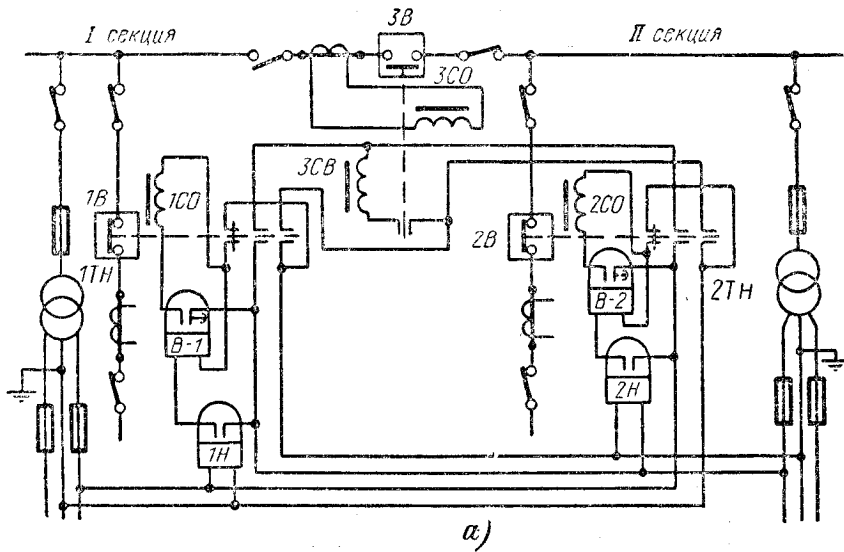
осуществлена на оперативном переменном токе. При применении оперативного постоянного тока схема выполняется аналогично схеме рис. 19-21.

Порядок работы при исчезновении напряжения на I-й секции следующий: замыкается контакт $1H$, срабатывает реле времени $B-1$, с выдержкой времени отключается выключатель $1B$; соленоид включения $3CB$ получает питание, $3B$ включается. То же самое происходит при отключении выключателя $1B$ максимальной токовой защитой или вручную (цепи не показаны). Если выключатель $3B$ включился на неустранившееся к.з., то он отключается без выдержки времени собственной максимальной токовой защитой (двухфазная защита от к.з. на секционном выключателе на схеме не показана).

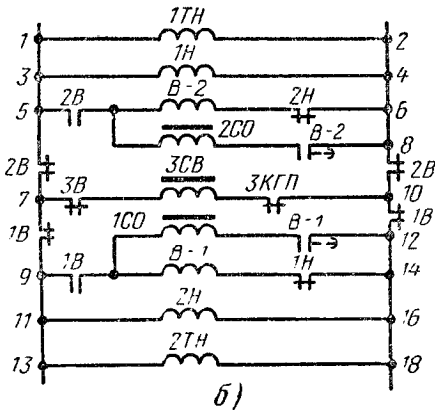
Повторного срабатывания АВР не происходит, так как контакт $3КГП$ будет разомкнут. Вторая секция остается в работе, так как защита второго ввода, имеющая выдержку времени, не успела сработать.

Схема АВР секционного выключателя, оборудованного пружинным приводом для двухтрансформаторной подстанции, подключенной к линиям электропередачи без выключателей (рис. 19-32). Схема

рис. 19-32 предусматривает нормальное восстановление схемы после исчезновения повреждения. Источником оперативного переменного тока являются трансформаторы собственных нужд $1ТСН$ и $2ТСН$. Нормально каждая секция шин получает питание от своего трансформатора $1Т$ и $2Т$ через выключатели $1В$ и $2В$. Выключатель $3В$ отключен. При исчезновении напряжения, например, на 1-й секции шин реле $B-1$ и $B-2$ срабатывают и с выдержкой времени замыкают свои замыкающие контакты в цепи $1СО$. Контакты $B-1$ и $B-2$ соединены последовательно, что исключает ложное отключение выключателя при неисправностях в цепях напряжения (реле $B-1$ и $B-2$ включены на разные трансформаторы). Одновременно реле времени $B-1$ и $B-2$ размыкают свои размыкающие контакты в цепи $B-3$. Реле $B-3$ обесточивается и замыкает размыкающий контакт в цепи $1СО$.



а)



б)

Рис. 19-31. Схема АВР секционного выключателя на оперативном переменном токе.

а — свернутая схема (выключатели 1В, 2В включены, 3В — отключен); б — развернутая схема (все выключатели отключены); 1В, 2В — выключатели ввода, снабженные ручными приводами; 3В — секционный выключатель, снабженный пружинным приводом; 1СО, 2СО, 3СО — соленоиды отключения; 3СВ — соленоид включения секционного выключателя; 1ТН, 2ТН — трансформаторы напряжения НОМ; 1Н, 2Н — реле напряжения ЭН-528; В-1, В-2 — реле времени типа ЭВ-201; 3КГП — контакт положения пружины. Примечание. Для большей надежности у каждого ввода могут быть применены два реле напряжения.

Выдержка времени реле В-1 и В-2 выбирается больше времени действия устройства АВР линии. Если АПВ окажется успешным, то схема вернется в нормальное положение. При неуспешном АПВ замыкающие контакты В-1 и В-2 замкнутся и выключатель 1В снова отключится и замкнет свой контакт в цепи 3СВ. Выключатель 3В включается и подает напряжение на первую секцию шин подстанции. Реле В-2 возвращается в исходное положение, катушки ре-

ле В-1 и В-3 по-прежнему будут без напряжения.

Если АВР окажется неуспешным при устойчивом к.з. на I-й секции шин, то выключатель 3В отключается под действием своей защиты и I-я секция шин выводится в ремонт.

После восстановления напряжения на линии схема предусматривает автоматическое восстановление нормального положения схемы. Реле В-1 при восстановлении напряжения размыкает свой замыкающий контакт в цепи 1СО и замыкает размыкающий контакт в цепи реле В-3. Реле В-3 проскальзывающим контактом подает напряжение на соленоид включения 1СВ, выключатель 1В включается и размыкающим контактом отключает выключатель 3В. Схема автоматически восстанавливается.

При исчезновении напряжения на 2-й секции шин схема АВР действует аналогично. Цепи управления и АВР для выключателя 2В на схеме не показаны.

Схема одностороннего АВР линий с использованием энергии предварительно заряженных конденсаторов (рис. 19-33). Схема применяется в тех случаях, когда на резервной линии нет трансформатора напряжения.

В качестве оперативного тока используется энергия предварительно заряженных конденсаторов 1С и 2С. Заряд конденсаторов осуществляется от трансформатора напряжения 1ТН через специальное зарядное устройство 3У. При наличии на шинах подстанции напряжения реле 1П включено и его контакты замкнуты. При исчезновении напряжения на трансформаторе 1ТН реле 1П размыкает свои контакты и отключает конденсаторы 1С и 2С от зарядного устройства, предотвращая их разряд. Устройство АВР приходит в действие при одновремен-

Рис. 19-35. Схема устройства АВР на стороне низкого напряжения с контакторами переменного тока для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А.

1К, 4К — контакторы рабочего питания, 2К, 3К — контакторы резервного питания; I—IV — участки шин, к которым осуществляется присоединение.

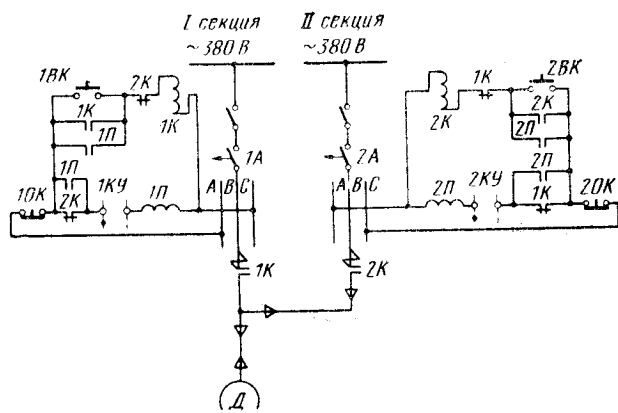
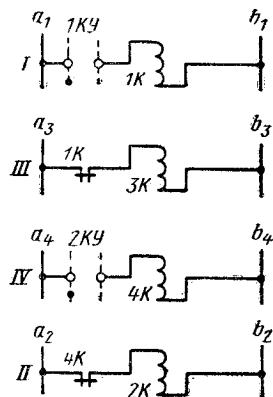
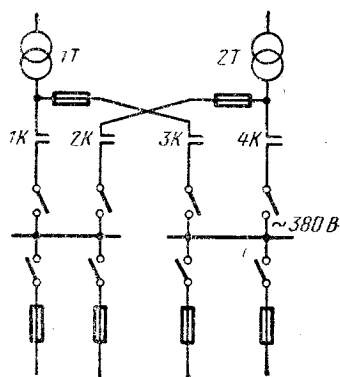


Рис. 19-36. Схема автоматического переключения двигателя 380 В с одной секции шин на другую.

1К, 2К — контакторы; 1А, 2А — автоматы типа А-3144; 1П, 2П — реле промежуточного типа РП-23; 1КУ, 2КУ — ключи управления; 1ВК, 2ВК и 10К, 20К — кнопки КУ-121/1.

На рис. 19-36 представлена схема автоматического переключения двигателя 380 В с одной секции на другую. Необходимо отметить, что при установке АВР на стороне низкого напряжения следует учитывать самозапуск двигателей ответственных механизмов.

19-5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Для повышения коэффициента мощности и улучшения качества электроэнергии на промышленных предприятиях широко применение находят конденсаторные батареи высокого и низкого напряжения.

Компенсация реактивной мощности может осуществляться следующими способами:

а) централизованная компенсация, когда конденсаторные батареи устанавливаются на шинах 6—10 кВ или на шинах 0,4—0,23 кВ трансформатора. При такой компенсации внутризаводские сети остаются загруженными реактивной мощностью;

б) групповая компенсация, когда конденсаторные батареи устанавливаются на шинах или распределительных пунктах 0,4—0,23 кВ цехов. При такой компенсации неразгруженными от реактивной мощности остаются только распределительные сети отдельных электроприемников;

в) индивидуальная компенсация, когда конденсаторные батареи устанавливаются непосредственно у каждого электроприемника. При такой компенсации разгрузка по реактивной мощности является наилучшей. Недостатком этого способа компенсации является не полное использование конденсаторных батарей, так как при отключении электроприемника отключается и его конденсаторная батарея.

Индивидуальная компенсация может быть рекомендована для тех потребителей, которые являются постоянными потребителями реактивной мощности: двигатели, индукционные печи и т. д.

Вопрос о выборе способов компенсации решается на основании технико-экономических расчетов. Чаще всего на промышленных предприятиях применяется групповая и частично индивидуальная компенсация.

В связи с тем, что количество электро-

энергии, потребляемой предприятием, изменяется в течение суток, изменяется и потребность в реактивной мощности, вырабатываемой конденсаторными батареями для поддержания определенного значения коэффициента мощности на предприятии.

Таким образом, оставление в работе конденсаторных установок при уменьшении нагрузки промышленного предприятия является неэкономичным, так как приводит к увеличению электрических потерь. Кроме того, оставление конденсаторов в работе в ночное время на предприятиях, работающих в две смены, повышает и без того высокое напряжение в сети, что может привести к сокращению срока службы как самих конденсаторов, так и другого электрооборудования.

Для обеспечения экономической работы конденсаторных установок применяют автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей. Регулирование может быть одноступенчатым и многоступенчатым.

При одноступенчатом регулировании мощности конденсаторных установок при уменьшении нагрузки происходит автоматическое отключение всей конденсаторной установки.

При многоступенчатом регулировании мощности конденсаторной установки происходит автоматическое включение или отключение отдельных батарей или секций, каждая из которых снабжена своим выключателем.

Регулирование мощности конденсаторной установки может производиться в зависимости от одного из следующих факторов: а) напряжения в точке присоединения конденсаторов; б) тока нагрузки данного объекта; в) направления реактивной мощности в линии, связывающей предприятие с внешней сетью; г) времени суток.

Кроме того, могут применяться комбинированные схемы, использующие несколько выше перечисленных факторов для автоматического регулирования мощности конденсаторных установок.

Мощность однофазной конденсаторной батареи выражается зависимостью

$$Q_6 = \omega C U^2 \cdot 10^{-3}, \text{ квар,}$$

где ω —угловая частота; C —емкость батареи; мкФ ; U —линейное напряжение, кВ.

При выборе мощности компенсирующих устройств при их автоматическом регулировании следует учитывать, что дробление мощности приводит к значительному увеличению аппаратуры и усложнению схемы.

Поэтому для напряжений до 1000 В рекомендуется применять комплектные конденсаторные установки мощностью 75, 100, 150, 200, 250, 300 квар в единице. При напряжении 3—6—10 кВ—комплектные конденсаторные установки мощностью 300, 450, 600, 750, 900, 1050, 1200 квар в единице с присоединением через отдельный выключатель.

При напряжении 35 кВ применение конденсаторных батарей является экономически

выгодным начиная с мощности 2500 квар.

Ниже рассматриваются принципиальные схемы регулирования мощности конденсаторных установок в зависимости от перечисленных выше факторов.

Автоматическое регулирование мощности конденсаторной установки по напряжению на шинах подстанции. В тех случаях, когда для потребителей промышленных предприятий требуется обеспечить минимальное отклонение величины рабочего напряжения от номинального, целесообразно регулирование мощности конденсаторной батареи осуществлять в зависимости от напряжения на шинах подстанции. При этом конденсаторные установки наряду с основной функцией—повышением коэффициента мощности предприятия используются также (в сочетании с другими средствами) для регулирования напряжения, ибо при снижении напряжения на шинах подстанции мощность конденсаторной батареи уменьшается пропорционально квадрату напряжения (см. § 19-5).

Регулирование мощности конденсаторных батарей практически осуществляется ступенями, следовательно, регулирование напряжения также будет осуществляться не плавно, а ступенями. Регулирование напряжения конденсаторами экономично и целесообразно только в том случае, если оно связано с повышением коэффициента мощности. Регулирование, связанное с увеличением перетоков реактивной мощности в питающих линиях и, следовательно, увеличением потерь в них, неэкономично.

В часы минимальной нагрузки, когда напряжение высокое, оставление в работе конденсаторных батарей приводит к еще большему повышению напряжения и увеличению потерь. Для поддержания на шинах подстанции номинального напряжения конденсаторная батарея должна полностью или частично отключаться при повышении напряжения сверх допустимого значения, а при понижении напряжения—включаться.

Принципиальная схема одноступенчатого автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи по напряжению приведена на рис. 19-37. В качестве пускового органа схемы используется реле минимального напряжения, имеющее один замыкающий и один размыкающий контакты. При понижении напряжения на подстанции ниже заданного предела реле $1N$ срабатывает (цепь 15—12) и замыкает свой замыкающий контакт $1N$ в цепи реле $B-1$ (цепь 11—8).

Реле $B-1$ с заданной выдержкой времени замыкает свой замыкающий контакт в цепи соленоида включения выключателя (цепь 1—2), и выключатель автоматически включается.

При повышении напряжения на шинах подстанции выше предельного значения реле $1N$ возвращается в исходное положение, размыкает свой замыкающий контакт $1N$ в цепи реле $B-1$ (цепь 11—8) и замыкает

ет свой размыкающий контакт *1Н* в цепи реле *В-2* (цепь *13—10*). Реле *В-2* срабатывает и с заданной выдержкой времени отключает выключатель *1В* (цепь *1—4*). Конденсаторная батарея отключается. Для отстройки от кратковременных повышений и понижений напряжения включение и от-

зависимости от положения выключателя осуществляет отключение выключателя (цепь *5—4*), если он выключен, или предотвращает включение выключателя на короткое замыкание размыканием размыкающего контакта *П* в цепи *1—2*.

На рис. 19-38 приведена принципиальная схема многоступенчатого автоматического регулирования по напряжению нескольких конденсаторных установок. Напряжение срабатывания пускового реле для каждой ступени выбирается в зависимости от заданного режима напряжения в сети.

Автоматическое регулирование мощности конденсаторной установки по току нагрузки. На подстанциях, питающих потребителей, нагрузка которых сильно изменяется в течение суток, причем изменение нагрузки сопровождается соответствующими изменениями реактивной мощности, регулирование мощности конденсаторной батареи осуществляется в зависимости от тока нагрузки. Принципиальная схема многоступенчатого регулирования мощности конденсаторной установки по току нагрузки приведена на рис. 19-39.

Регулирование мощности каждой конденсаторной батареи производится двумя токовыми реле, включенными в одну фазу (реле *1Т*, *2Т* или *3Т* и *4Т*) с соответствующими уставками тока срабатывания (этот способ регулирования может быть применен при равномерном распределении нагрузки по фазам). Одно из этих реле (*1Т* или *3Т*) производит включение своей батареи при росте нагрузки, а другое (*2Т* или *4Т*) — ее отключение при снижении нагрузки. Уставки срабатывания реле тока должны быть выбраны, например, следующим образом:

для конденсаторной батареи № 1:
 $I_{ср1Т} = 5 \text{ А}$; $I_{ср2Т} = 4 \text{ А}$;

для конденсаторной батареи № 2:
 $I_{ср3Т} = 4 \text{ А}$; $I_{ср4Т} = 3 \text{ А}$.

Схема работает следующим образом.

При нагрузке на подстанции меньше уставки срабатывания реле *1Т* и *3Т*, конденсаторные батареи № 1 и 2 будут отключены. Если величина нагрузки соответствует уставкам реле *2Т* и *4Т*, то эти реле сработают и замкнут свои замыкающие контакты соответственно в цепях реле *2П* и *4П* (цепи *11—8* и *111—108*). Однако реле *2П* и *4П* не сработают и включения не произойдет, так как контакты выключателей *1В* и *2В* в этих цепях разомкнуты. При повышении нагрузки до величины, соответствующей току срабатывания реле *3Т*, оно срабатывает и замыкает цепь *113—108*. Реле *4П* срабатывает и замыкает свой контакт *4П* в цепи *115—110*. Реле *В-3* получает питание, с заданной выдержкой времени замыкает свой замыкающий контакт в цепи катушки включения выключателя *2В* (цепь *101—102*), и конденсаторная батарея № 2 включается.

При дальнейшем росте нагрузки срабатывает реле *1Т* и через свое промежуточ-

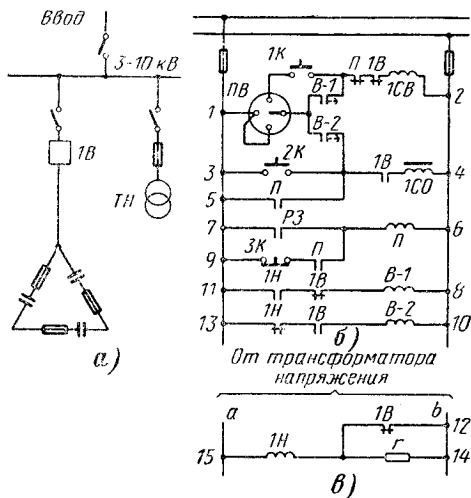


Рис. 19-37. Схема автоматического одностороннего регулирования мощности конденсаторной установки по напряжению.

а — схема подключения конденсаторной батареи к шинам подстанции; *б* — цепи управления, защиты и автоматики конденсаторной батареи; *в* — цепи трансформатора напряжения.

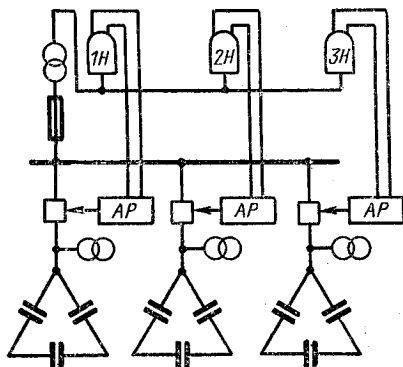


Рис. 19-38. Принципиальная схема многоступенчатого автоматического регулирования по напряжению несколькими конденсаторными установками.

ключение выключателя происходят с выдержкой времени, осуществляемой реле *В-1* и *В-2*.

Для отключения конденсаторной батареи от защиты предусмотрено промежуточное реле *П* (цепи защиты условно показаны одним замыкающим контактом *РЗ*). При действии защиты реле *П* срабатывает и в

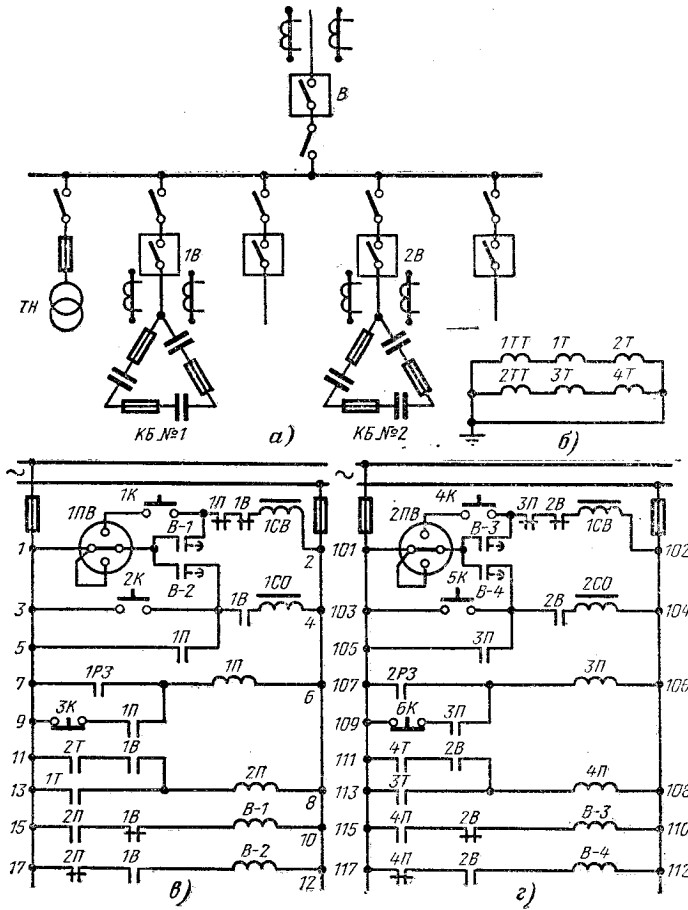


Рис. 19-39. Принципиальная схема многоступенчатого автоматического регулирования мощности конденсаторной установки по току нагрузки. а — схема подключения конденсаторных батарей к шинам подстанции; б — токовые цепи ввода для запуска автоматического регулирования конденсаторных батарей; в — цепи управления, защиты и автоматики конденсаторной батареи № 1; г — цепи управления защиты и автоматики конденсаторной батареи № 2.

ное реле 2П и реле времени В-1 производит включение выключателя 1В. При уменьшении нагрузки до величины уставки реле 2Т оно размыкает свои контакты в цепи реле 2П (цепь 11—8), которое в свою очередь обесточивает реле В-2 (цепь 17—12). Реле В-2 с заданной выдержкой времени замыкает свои контакты в цепи отключения выключателя 1В (цепь 1—4), и выключатель 1В отключается. При дальнейшем уменьшении нагрузки до величины срабатывания реле 4Т отключается выключатель 2В.

Для отстройки от кратковременных колебаний нагрузки включение и отключение выключателей 1В и 2В происходят с выдержкой времени, обеспечиваемой реле времени В-1—В-4.

Отключение выключателей от защиты и предотвращение включения выключателей на неустранившееся короткое замыкание происходит так же, как и в схеме рис. 19-37.

Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по направлению реактивной мощности. Способ ре-

гулирования мощности конденсаторных установок по направлению реактивной мощности не получил широкого применения, поскольку он не всегда соответствует экономичному режиму работы промышленного предприятия. Так, например, при максимальной нагрузке промышленного предприятия, когда должны быть включены все конденсаторные установки, возможны перетоки реактивной мощности от потребителя к системе и отключение части конденсаторных батарей, что является крайне нежелательным.

Обычно этот способ регулирования может быть применен только на удаленных тупиковых подстанциях. Схема автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи по направлению реактивной мощности приведена на рис. 19-40. Для контроля направления реактивной мощности необходимо иметь реле, вращающий момент которого соответствовал бы зависи-

$$M_{вр} = \kappa UI \sin \varphi,$$

где κ — коэффициент пропорциональности; U и I — напряжение и ток, подведенные к

зажимаем реле; φ —угол сдвига между напряжением и током.

В качестве таких реле в данной схеме используются обычно реле мощности типа ИМБ-171/1 (1М и 2М), которые из косинусных перестраиваются в синусные, путем

ле 2М размыкает контакты, а реле 1М, наоборот, замыкает контакты в цепи 13—10, реле В-2 срабатывает, замыкает контакт в цепи 1—4 и выключатель 1В отключается.

Для предупреждения включения и отключения конденсаторной батареи при

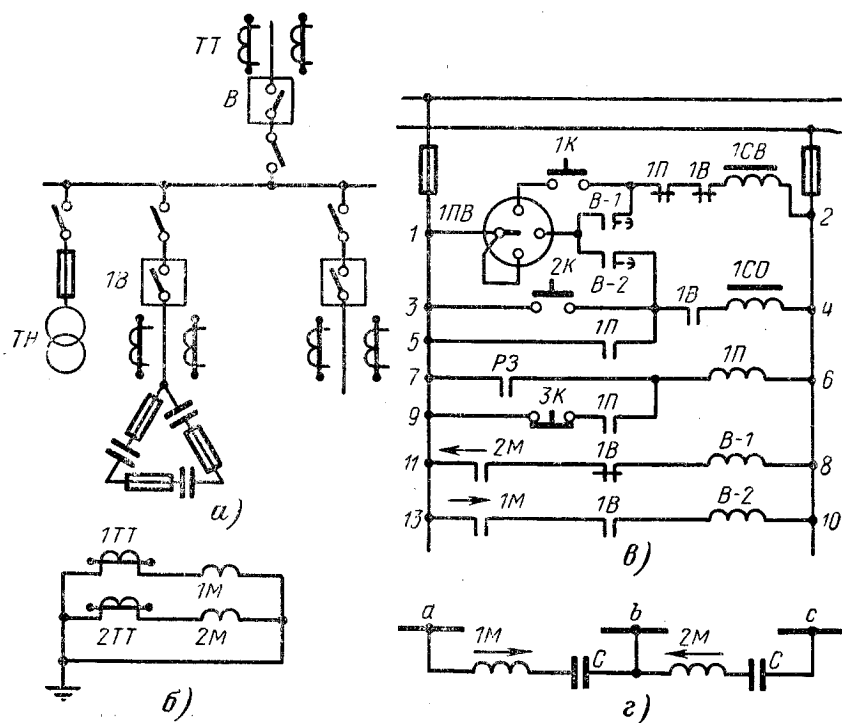


Рис. 19-40. Схема одноступенчатого автоматического регулирования конденсаторной установки по направлению реактивной мощности.

а — схема подключения конденсаторной батареи к шинам подстанции; б — токовые цепи ввода для запуска автоматического регулирования конденсаторной батареи; в — цепи управления, защиты и автоматики конденсаторной батареи; г — цепи трансформатора напряжения.

включения последовательно с обмоткой напряжения реле 1М и 2М емкости, равной 9 мкФ. Под воздействием вращающего момента реле 1М замыкает свой контакт при направлении реактивной мощности от подстанции к системе, а реле 2М—при направлении реактивной мощности от системы к подстанции.

Схема работает следующим образом: при отстающем коэффициенте мощности, когда реактивная мощность имеет направление от системы к подстанции, реле 2М замыкает свои контакты в цепи 11—8, реле В-1 срабатывает и с заданной выдержкой времени замыкает свой контакт в цепи 1—2. Выключатель В включается. Если конденсаторная батарея вырабатывает больше реактивной мощности, чем это требуется для потребителей подстанции, то реактивная энергия будет иметь направление от подстанции к системе. При изменении направления реактивной мощности ре-

кратковременном изменении направления реактивной мощности устанавливаются реле времени В-1 и В-2 с большой выдержкой времени. При срабатывании защиты схема работает так же, как и схема, представленная на рис. 19-37.

Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по времени суток. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по времени суток имеет наиболее широкое распространение, так как суточные графики промышленных предприятий с установленной технологией меняются очень мало, благодаря чему можно установить точные времена включения и отключения конденсаторной батареи. В качестве пускового органа в схемах с автоматическим регулированием мощности конденсаторных батарей по времени суток используются электрические сигнальные часы с 24-часовой программой включения.

На рис. 19-41 приведена принципиальная схема автоматического многоступенчатого регулирования мощности конденсаторных батарей по времени суток (ЭВЧС). Многоступенчатое регулирование осуществляется с помощью одного комплекта

Автоматического регулирования мощности конденсаторной установки с учетом нескольких факторов. Схемы автоматического регулирования могут быть одноступенчатыми и многоступенчатыми. Для исключения

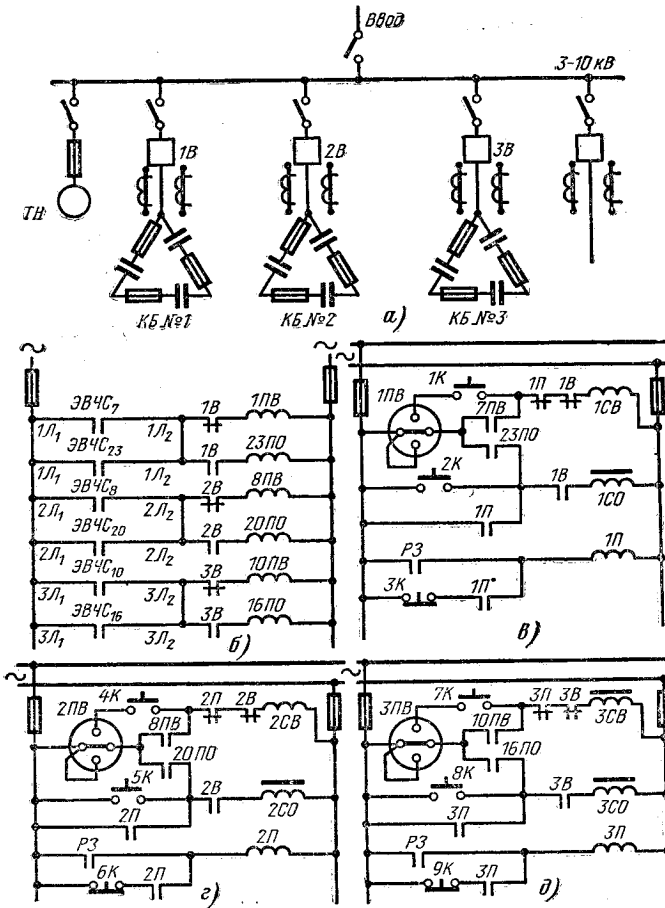


Рис. 19-41. Схема многоступенчатого автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи по времени суток.

а — схема подключения конденсаторных батарей к шинам подстанции; *б* — цепи запуска автоматического регулирования мощности конденсаторных батарей с помощью электрических сигнальных часов; *в*, *г*, *д* — цепи управления, защиты и автоматики соответственно конденсаторных батарей № 1—3.

электрических сигнальных часов; при этом используются три сигнальные цепи.

Каждая сигнальная цепь используется для включения и отключения одной батареи конденсаторов. Первая сигнальная цепь используется для включения конденсаторной батареи № 1 в 7 ч и отключения ее в 23 ч, вторая — для включения конденсаторной батареи № 2 в 8 ч и отключения ее в 20 ч, третья — для включения конденсаторной батареи № 3 в 10 ч и отключения ее в 16 ч (время суток взято для примера и зависит от графика промышленного предприятия).

Таким образом, в часы максимальной нагрузки включены все три батареи.

Схема работает аналогично описанной выше с той лишь разницей, что импульсы на включение и отключение выключателя поступают не от реле, а от контактов электрических часов.

возможности повторного включения конденсаторной установки в заряженном состоянии время включения установки после ее отключения должно составлять не менее 2—3 мин, чтобы конденсатор успел разрядиться.

На рис. 19-42 приведена схема автоматического одноступенчатого регулирования конденсаторной установки по времени суток с коррекцией по напряжению. Автоматическое регулирование осуществляется с использованием электрических сигнальных часов ЭВЧС и реле минимального напряжения ИЧ типа ЭН-529.

Включение и отключение конденсаторной установки осуществляются с помощью ЭВЧС по программе, заданной по времени суток. Однако в отличие от схемы рис. 19-41 реле минимального напряжения ИЧ, предусмотренное в схеме, вводит коррекци-

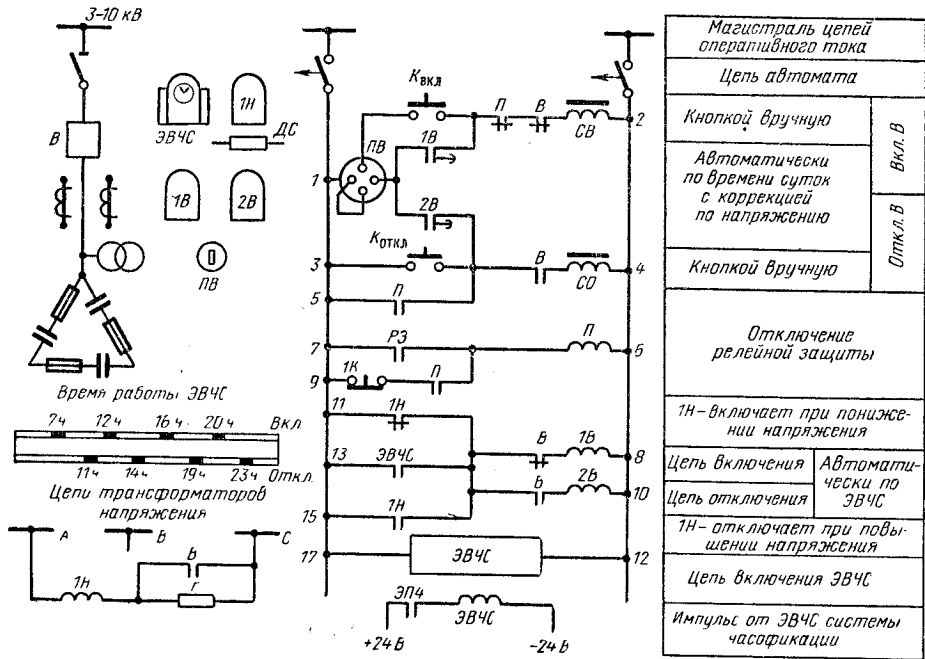


Рис. 19-42. Схема одноступенчатого автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи по времени суток с коррекцией по напряжению.

а — схема подключения конденсаторной батареи к шинам подстанции; б — цепи управления, защиты и автоматики конденсаторной батареи; в — цепи включения ЭВЧС; г — цепи трансформаторов напряжения.

вы в работу схемы в зависимости от напряжения на шинах подстанции.

Если после включения конденсаторной установки с помощью ЭВЧС (цепь 13—8 и 1—2) напряжение на шинах подстанции

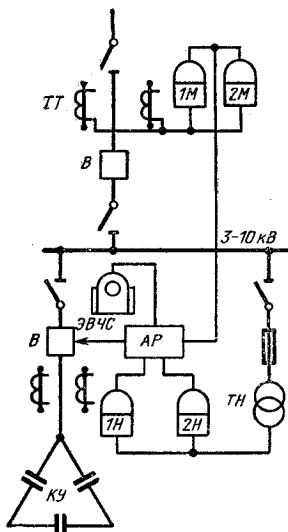


Рис. 19-43. Принципиальная схема комбинированного одноступенчатого регулирования по времени суток, напряжению и направлению реактивной мощности.

окажется повышенным, то реле 1Н отключит конденсаторную установку (цепь 15—10). Или, наоборот, если по заданной программе ЭВЧС отключит конденсаторную установку, а напряжение на шинах подстанции окажется ниже номинального, то реле 1Н снова включит конденсаторную установку (цепь 11—8). Отключение конденсаторной установки происходит с помощью реле 1Н в том случае, если напряжение на шинах подстанции повысится, а отключение по заданной программе ЭВЧС еще не наступило.

На рис. 19-43 приведена принципиальная схема автоматического регулирования конденсаторных установок большой мощности по времени суток, напряжению и направлению реактивной мощности.

Автоматическое включение конденсаторной установки может осуществляться с помощью ЭВЧС по заданной программе, либо при значительном понижении напряжения на шинах подстанции, либо при направлении реактивной энергии от источника к подстанции. Автоматическое отключение конденсаторной установки может осуществляться с помощью ЭВЧС по заданной программе, либо при значительном повышении напряжения на шинах подстанции, либо при направлении реактивной энергии от подстанции к источнику электрической энергии. Отключение при направлении реактивной энергии от подстанции к источнику должно происходить только при условии на-

личия на шинах подстанции номинального напряжения.

Схема достаточно сложна и применяется для конденсаторных установок большой мощности.

19-6. АВТОМАТИЧЕСКАЯ РАЗГРУЗКА ПО ЧАСТОТЕ (АЧР)

Автоматическая разгрузка по частоте состоит в отключении части потребителей при снижении частоты в системе с целью уменьшения нагрузки генераторов электростанций и восстановления нормальной частоты. В системах электроснабжения промышленных предприятий АЧР применяется только по указаниям энергосистемы. На промышленных предприятиях устройства АЧР, как правило, действуют на отключение отдельных линий, отходящих с шин ГПП или ГРП предприятия, без выдержки времени.

Выдержка времени устанавливается только в тех случаях, когда возможно снижение частоты вследствие коротких замыканий или из-за кратковременных перерывов питания при работе устройства АВР и

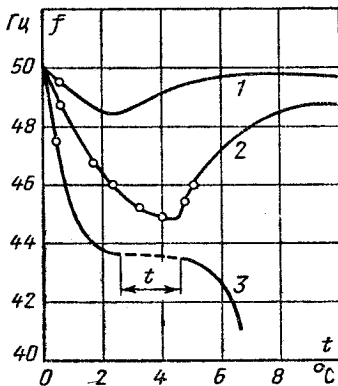


Рис. 19-44. Кривые изменения частоты в зависимости от времени.

1 — при незначительном дефиците мощности, но полностью покрываемом имеющимся резервом (не требуется АЧР); 2 — при значительном дефиците мощности (требуется АЧР для предотвращения снижения частоты до критической и последующего ее восстановления); 3 — при большом дефиците мощности и отсутствии АЧР (частота снижается до уровня ниже критической, а затем наступает лавина частоты).

АПВ в пределах системы электроснабжения промышленных предприятий. После снятия питания напряжение сохраняется в течение 0,5—1,5 с, даже при отсутствии синхронных электродвигателей и конденсаторов, за счет накопленной электромагнитной и механической энергии в асинхронных электродвигателях и приводимых механизмах. Это явление может вызвать действие устройства АЧР и необоснованное отклю-

Таблица 19-2

Уставки частоты срабатывания и величины мощностей, отключаемых устройством АЧР при погрешности реле частоты $\pm 0,15$ Гц

№ очереди	Уставка $f_{ср}$, Гц	Выдержка времени t , с	Отключаемая мощность P , %	
			от	до
1	48	0	3	4
2	47,5	0	4	5
3	47	0	4,5	5,5
4	46,5	0	5,5	6
5	45,6	0	6	6,5
6	45,5	0	6	6,5
7	45	0	6,5	6,5
Специальная	47	25	3,5	4
Итого	—	—	39	44

чение части потребителей. Выдержка времени позволяет исключить ложное действие устройства АЧР.

На рис. 19-44 представлены кривые изменения частоты в зависимости от времени. Из кривых видно, что быстрая разгрузка должна обеспечить предотвращение снижения частоты до критического уровня по условиям возникновения лавины частоты, а последующий подъем частоты 48—49 Гц может быть обеспечен АЧР со временем действия несколько секунд.

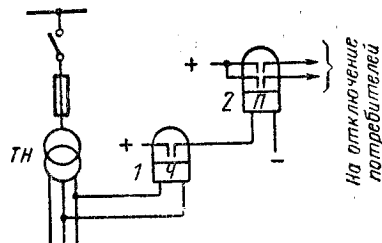


Рис. 19-45. Схема устройства автоматической разгрузки по абсолютному значению частоты.

1 — реле частоты типа ИВЧ; 2 — промежуточное реле.

Автоматическая разгрузка по абсолютному значению частоты. В табл. 19-2 и 19-3 даны рекомендации ОРГРЭС для автоматической разгрузки по абсолютному значению частоты (принципиальную схему — см. рис. 19-45).

Автоматическая разгрузка по скорости изменения частоты (рис. 19-46). Уставки для 1-й и 2-й очереди определяются, как указано выше. Частоту срабатывания специальной очереди выбирают равной частоте срабатывания 1-й или 2-й очереди, выдержку времени — 25 с.

Таблица 19-3

Уставки частот срабатывания и величины мощностей, отключаемых устройством АЧР при погрешности реле 0,15—0,25 Гц

№ очереди	Уставка $f_{ср}$, Гц	Выдержка времени t , с	Отключаемая мощность P , %	
			от	до
1	48	0	3	4
2	47,3	0	4,5	5
3	46,6	0	5	6
4	45,8	0	6	7
5	45	0	7,5	8
Специальная	47	25	4	4
Итого	—	—	30	34

Примечания к табл. 19-2 и 19-3:
 1. $f_{ср}$ — частота срабатывания (уставка реле частоты), Гц; t — выдержка времени устройства АЧР, с; P — суммарная мощность, отключаемая данной очередью АЧР, % (от суммарной мощности генераторов питающей системы).

2. Таблицы составлены при постоянной времени энергосистемы $T_c = 4 \cdot 10$ с и коэффициенте регулирующего эффекта нагрузки $K = \frac{\Delta P \%}{\Delta f \%} = 1$.

При $K \neq 1$ суммарная отключаемая мощность $P' \% = KP \%$, где $P \%$ — суммарная отключаемая мощность по приведенным таблицам (% суммарной мощности генераторов питающей системы); $P' \%$ — мощность, отключаемая устройствами АЧР в пределах данного предприятия; определяется энергосистемой.

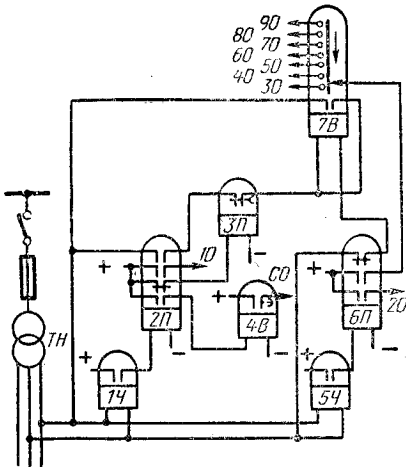


Рис. 19-46. Схема устройства автоматической разгрузки по скорости изменения частоты.

14, 54 — реле частоты ИВЧ; 2П, 6П — реле промежуточные, один замыкающий контакт переделан на размыкающий; 3П — реле промежуточное; 4В — реле времени РВ-10; 7В — реле времени электродвигательное специальной конструкции; 10—90 — к отключению соответственно 1—9-й очереди; СО — к отключению специальной очереди.

В схеме для отключения 3-й и 9-й очередей применяется электродвигательное реле времени специальной конструкции. Контакты 30—90 в нормальном состоянии замкнуты металлическим полукольцом. При срабатывании реле полукольцо начинает вращаться и размыкает по очереди контакты 90—30. Время от момента подачи

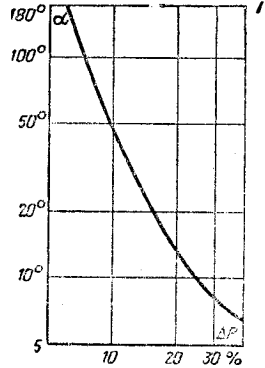


Рис. 19-47. Зависимость угла поворота электродвигательного реле времени (реле 7В на рис. 19-46) от дефицита мощности в системе после отключения 1-й очереди. Длительность поворота на 180° 0,5—0,7 Т.

импульса на реле 7В до размыкания контакта 30 составляет $(0,5 \div 0,7)T$ (T — постоянная времени процесса снижения частоты энергосистемы, колеблющаяся обычно в пределах 4—10 с). Время до размыкания контактов 40—90 выбирается по кривой на рис. 19-47 в соответствии с требованиями энергосистемы.

При снижении частоты срабатывает реле 14 и подает через реле 2П импульс на отключение 1-й и специальной очереди; одновременно запускается реле 7В. Контактное полукольцо реле 7В вращается до срабатывания реле 54. Время от момента срабатывания реле 14 до момента срабатывания реле 54 зависит от дефицита мощности в энергосистеме. При срабатывании реле 54 отключаются 2-я очередь и очереди, контакты которых в реле 7В остались еще замкнутыми. Специальная очередь, предназначенная для поднятия частоты до уровня 49—50 Гц в случае, когда отключение остальных очередей не дало результата, отключается с выдержкой времени 25 с (обеспечивается реле 4В).

Схемы устройства частотного АПВ. В тех случаях, когда в энергосистемах небольшой мощности для предотвращения неправильной работы устройства АЧР не представляется возможным повысить быстродействие релейной защиты, применяется частотное АПВ, т. е. производится обратное включение отключившихся потребителей после восстановления частоты.

Схема устройства АПВ после АЧР, выполненная с применением реле типа РПВ-58, приведена на рис. 19-6. На рис.

19-48 представлена схема автоматического включения потребителей после работы АЧР с одним реле частоты (АПВ после АЧР). Если раньше устройством частотного АПВ выполнялось путем установки дополнительного реле частоты, то в данной схеме и

ятий, где требуется осуществлять АПВ после АЧР.

В Литовэнерго разработана схема устройства АЧР с автоматическим изменением уставки частоты срабатывания реле ИВЧ (или ИЧБ), основанное на рассмотренном

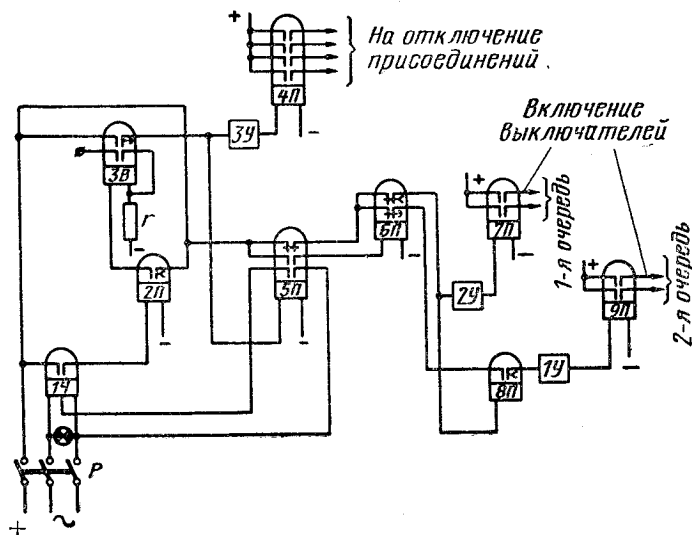


Рис. 19-48. Схема автоматического включения потребителей после действия устройства АЧР с одним реле частоты (АПВ после АЧР).

14 — реле частоты типа ИВЧ с дополнительным выводом; 2П, 6П, 8П — реле с замедлением на отпадание типа КДР-5М; 3В — реле времени; 4П, 5П, 7П, 9П — промежуточные реле; 1У, 2У, 3У — сигнальное реле; Р — трехполюсный рубильник.

снижение частоты и ее восстановление фиксируются одним реле частоты (типа ИВЧ с дополнительным выводом) с автоматической перестраиваемой уставкой.

При понижении частоты срабатывает реле 14, дающее импульс на включение реле 2П, которое приводит в действие реле 3В, 4П и 5П. Реле 4П производит отключение присоединений. Реле 5П при срабатывании шунтирует часть сопротивления в реле частоты, изменяя тем самым его уставку на более высокую частоту. Кроме того, реле 5П подает плюс на обмотку реле 6П, имеющего замедление на возврат, и одновременно снимает плюс с его контактов. При восстановлении частоты до величины, соответствующей новой уставке реле 14, оно возвращается в исходное положение и обесточивает реле 2П. Вслед за реле 2П отпадают реле 3В, 4П и 5П. При этом через контакт реле 6П, до его отпадания, подается плюс на реле 7П, которое производит обратное включение потребителей.

Если по условию нагрузки к аккумуляторным батареям нельзя подключить все выключатели одновременно, то устанавливаются дополнительные реле 8П (с задержкой на отпадание) и 9П для 2-й очереди включения потребителей. Для отключения автомата при низкой частоте предусмотрен рубильник Р. При его отключении сначала снимается плюс, а затем переменное напряжение. Схема надежна в работе и может найти широкое применение в системах электроснабжения промышленных предпри-

выше принципе. На реостате реле сделаны отпайки, каждая из которых соответствует определенной уставке частоты срабатывания. Путем дешунтирования частей сопротивления размыкающим контактом промежуточных реле разных очередей уставки реле изменяются ступенями от высшей очереди к низшей.

Технические данные реле ИВЧ — см. разд. 18. Схема устройства АПВ выключателей с пружинными приводами для присоединений, отключаемых под действием АЧР на оперативном переменном токе, приведена на рис. 19-14 (см. § 19-3).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 2721-68-2751-68. Обозначения условные графические в электрических схемах. М., Издательство стандартов, 1965.
2. Справочник энергетика промышленных предприятий. М., Госэнергоиздат, 1961.
3. Богорад А. М., Назаров Ю. Г. Автоматическое повторное включение в энергосистемах. М., «Энергия», 1969.
4. Об автоматическом и дистанционном повторном включении линий трансформаторов и шин. — «Электрические станции», 1955, № 6 и 12.
5. Лабок О. П. Простая схема группового АПВ для линий 6 кВ. — «Электрические станции», 1957, № 1.
6. Мусатов Т. П. и Лысенко А. А. Автоматическое повторное включение на линиях 3—10 кВ. — «Промышленная энергетика», 1958, № 10.

- 19-7. Барзам А. Б. АПВ силовых трансформаторов. — «Электрические станции», 1955, № 4.
- 19-8. Зейлидзон Е. Д. Вопросы внедрения и совершенствования АПВ и АВР. В сб. Средства противоаварийной автоматики энергосистем. М., «Энергия», 1964.
- 19-9. Барзам А. Б. Системная автоматика. М., «Энергия», 1964.
- 19-10. Богорад А. М., Комиссарова И. И., Елкина Н. А. Принципиальные схемы управления, сигнализации и автоматики понизительных подстанций на переменном оперативном токе. М., Теплоэлектропроект, 1959.
- 19-11. Богорад А. М., Комиссарова И. И., Еремченко Ю. Е., Ястремская Л. Б. Унифицированные принципиальные схемы управления, сигнализации и автоматики для понизительных подстанций на постоянном оперативном токе. М., Теплоэлектропроект, 1958.
- 19-12. Богорад А. М., Дмитриева Г. А., Зиновьева Н. Н. Принципиальные схемы управления, сигнализации и АПВ воздушных выключателей 15—500 кВ. М., Теплоэлектропроект, 1966.
- 19-13. Коваленко Ф. Н., Макаров Е. Ф., Скиба И. В. Защита и автоматика трансформатора с короткозамыкателем и отделителем 110 кВ. — «Электрические станции», 1958, № 7.
- 19-14. Гельфанд Я. С., Голубев М. Л., Царев М. И. Релейная защита и электроавтоматика на переменном оперативном токе. М., «Энергия», 1966.
- 19-15. Москалев А. Г. Автоматическая частотная разгрузка энергетических систем. М., Госэнергоиздат, 1959.
- 19-16. Мамиконянц Л. Г., Хачатуров А. А. Условия применения несинхронных выключателей в энергосистемах. — «Электричество», 1965, № 1.
- 19-17. Миллер Г. Р. Автоматизация в системах электроснабжения промышленных предприятий. М., Госэнергоиздат, 1963.
- 19-18. Беркович М. А., Семенов В. А. Основы автоматики энергосистем. М., «Энергия», 1968.
- 19-19. Гресь И. М. Упрощение схем устройства АВР в электрических сетях. — «Энергетик», 1957, № 7.
- 19-20. Мамонтов И. В. Автоматическое включение и отключение резервного трансформатора от нагрузки. — «Энергетик», 1957, № 6.
- 19-21. Схемы АВР на оперативном переменном токе. Техническое управление МЭС СССР. М., Госэнергоиздат, 1960.
- 19-22. Москалев А. Г. Автоматическая частотная нагрузка энергетических систем. Вып. III. Частотное АПВ. Изд. ВЗЭИ, 1955.
- 19-23. Елфимов В. М. Схема автоматического включения потребителей после работы АЧР с одним реле частоты. — «Электрические станции», 1957, № 1.
- 19-24. Зейлидзон Е. Д. Новое в автоматической частотной разгрузке энергосистем. — «Электричество», 1957, № 11.
- 19-25. Реле частоты. — «Электрические станции», 1957, № 12.
- 19-26. Афонин Н. С. Надежность электроснабжения промышленных предприятий. М., Госэнергоиздат, 1958.
- 19-27. Зейлидзон Е. Д. Автоматизация и телемеханизация энергетических систем за 40 лет. — «Электрические станции», 1957, № 11.
- 19-28. Информационное письмо № Э15/55, март 1955. О расширении области применения АПВ без проверки синхронизма.
- 19-29. ВНИИЭ, Информационные материалы № 41. Релейная защита и автоматика на переменном токе. М., Госэнергоиздат, 1959.
- 19-30. Конденсаторные батареи 3—6—10 кВ с автоматическим регулированием мощности. Ростовское отделение ПИ ТПЭП, 1958.
- 19-31. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). Изд. 4-е. М., «Энергия», 1965.
- 19-32. Голубовский П. С., Гресь И. И., Малаховский Е. И., Мельник П. М., Синельников В. Я. Релейная защита и устройства автоматики на переменном оперативном токе. Киев. «Техника», 1964.
- 19-33. Голубев М. Л. Релейная защита и автоматика подстанций с короткозамыкателями и отделителями. М., «Энергия», 1965.
- 19-34. Беркович М. А., Семенов В. А. Основы техники и эксплуатации релейной защиты. Изд. 4-е, М., «Энергия», 1965.
- 19-35. Соловьев И. И. Автоматизация энергетических систем. Изд. 2-е, М., Госэнергоиздат, 1956.
- 19-36. Гумин М. И. Схемы управления масляными выключателями, автоматами и контакторами. М., Госэнергоиздат, 1962.
- 19-37. Сборник директивных материалов (электрическая часть). М., Госэнергоиздат, 1961.
- 19-38. Баженов С. И., Банин В. Л. Автоматическое регулирование в энергосистемах. Киев, «Техника», 1966.
- 19-39. Розенкноп М. П. Некоторые вопросы АПВ линий. — «Электрические станции», 1942, № 3.
- 19-40. Розенкноп М. П. Поочередное АПВ линий электропередачи. — «Электричество», 1948, № 11.
- 19-41. Левченко М. Т. Автоматическое повторное включение шин подстанции 110 и 220 кВ. Сборник информационных материалов Мосэнерго. Вып. XX. Опыт эксплуатации релейной защиты и автоматики, 1959.
- 19-42. Ильяшов В. П., Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей. М., «Энергия», 1966.
- 19-43. Баркан Я. Д. Регулирование

напряжения в распределительных сетях. «Энергия», 1966.

19-44. Казанский В. Е. Автоматизация и телемеханизация в энергосистемах. М., Профтехиздат, 1962.

19-45. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. М., «Энергия», 1965.

19-46. Инструкция по проверке и настройке реле частоты типа ИВЧ-011. М., Госэнергоиздат, 1961.

19-47. Ефимов В. М. Схема автоматического включения потребителей после работы АЧР с одним реле частоты. — «Электрические станции», 1957, № 1.

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЫЙ

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

20-1. ОРГАНИЗАЦИЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ СЛУЖБ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Диспетчеризацией называется любая система централизованного управления электроснабжения промышленного предприятия. Диспетчерское управление системами электроснабжения, как правило, является одноступенчатым и осуществляется дежурным диспетчерским персоналом, находящимся на пункте управления (ПУ) или диспетчерском (ДП). В отдельных случаях допускается осуществление двухступенчатой системы диспетчеризации. В частности, при наличии собственной ТЭЦ или нескольких ГПП, питающих автономные участки электрических сетей предприятия, может быть организовано несколько ДП, причем диспетчеры участков в оперативном отношении подчинены главному диспетчеру энергоснабжения, находящемуся на центральном пункте управления (ЦПУ) или центральном диспетчерском пункте (ЦДП).

Принятие двухступенчатой системы диспетчерского управления должно быть в каждом случае специально обосновано. Диспетчерская служба должна включать в себя персонал и технические средства, позволяющие осуществить:

централизованный контроль и управление;

ликвидацию или локализацию аварий; наблюдение за состоянием технических средств и обеспечение надежности их работы;

подготовку материалов, необходимых для анализа работы системы электроснабжения.

Связь между диспетчерским пунктом и контролируемыми пунктами может осуществляться по телефону или при помощи средств телемеханики. Во втором случае наличие телефонной связи также обязательно. Штатный состав диспетчерской службы зависит от мощности и сложности системы электроснабжения и от принятой на данном предприятии структуры управления [Л. 20-2, 20-4].

Контрольно-измерительная аппаратура, используемая для телеизмерений, должна

находиться в ведении релейной службы или цеха КИП. Техническое руководство работами обходчиков и ремонтных бригад в ведение диспетчерской службы не входит. Вопросы диспетчеризации электроснабжения должны решаться совместно с вопросами автоматизации и телемеханизации.

20-2. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Основными техническими средствами диспетчеризации являются телефонная связь и телемеханизация. В распоряжении диспетчерской службы должны иметься специально оборудованные транспортные средства для выезда аварийных и оперативных бригад на объекты. Телефонная связь осуществляется с помощью специальных диспетчерских коммутаторов. Например, может применяться коммутатор типа КОС-22 (рассчитан на 20 абонентов и позволяет иметь 2 канала внешней связи), станция диспетчерской связи СДС-50/100 (рассчитана на 50 абонентов с возможностью расширения до 100) или заменяющая их аппаратура.

Могут использоваться малопроводные и многопроводные системы телемеханики. Малопроводные системы телемеханики применяются с временным и частотным разделением сигналов. При малом объеме телемеханизации, малых расстояниях между диспетчерским и контролируемым пунктами и рассредоточенном расположении объектов телемеханизации применяются многопроводные системы телемеханики. В большинстве случаев применяются малопроводные многоканальные системы. Если диспетчерский пункт расположен непосредственно на одном из объектов управления, то для данного объекта может быть применено дистанционное управление.

Для системы электроснабжения одного предприятия используются, как правило, средства телемеханики одной системы. Допускается применение средств телемеханики разных типов, однако при этом операции, производимые диспетчером, должны быть идентичными. Идентичность операций дис-

петчера должна быть обеспечена также при наличии на одном пункте управления телемеханического и дистанционного управления. Если несколько контролируемых пунктов имеют небольшое число объектов телемеханизации и расположены на расстоянии в пределах 0,5 км друг от друга, для их обслуживания может быть использован один полукомплект КП (контролируемого пункта) телемеханического устройства малопроводной системы. Связь этого полукомплекта с контролируемыми пунктами выполняется по схеме дистанционного управления.

К средствам телемеханики относятся устройства ТУ—ТС—ТИ (телеуправления, телесигнализации и телеизмерений), телеизмерительная аппаратура, источники питания, диспетчерские щиты и пульты.

Экономический эффект от внедрения телемеханизации рассматривается с эффектом от автоматизации и получается за счет повышения надежности электроснабжения предприятия и уменьшения эксплуатационных расходов в связи с сокращением дежурного персонала. При подсчете ожидаемого сокращения эксплуатационных расходов средняя зарплата одного дежурного может быть принята равной 1 500 руб/год. Одновременно следует учитывать не только сокращение персонала на автоматизированных объектах, но и добавление небольшого количества квалифицированного персонала для обслуживания устройств автоматики и телемеханики. При расчетах среднюю зарплату одного добавляемого дежурного или обходчика следует принимать равной 1 700 руб/год.

20-3. МНОГОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ

Система имеет n самостоятельных проводов и один общий провод питания. В качестве импульсных признаков используются посылки тока, различающиеся либо полярностью, либо амплитудой (число значений используемых импульсных признаков $k=2$). При сочетании обоих видов общее число импульсных признаков $k=4$. Общее число сигналов, которое может быть передано системой,

$$N = kn.$$

На рис. 20-1 изображена схема многопроводного устройства с амплитудным избором, предназначенная для телеуправления выключателями. Имеется один общий провод L_0 и по два индивидуальных (L, L') для каждого выключателя.

Схема соответствует включенному положению выключателей $1B$ и $2B$. Ток протекает через большое ограничительное сопротивление R_0 , катушки реле сигнализации положения «включено» CB , линию L' , катушки реле управления отключением $УО$ и блок-контакт выключателя B . Ток мал и недостаточен для срабатывания реле $УО$.

Реле CB притянуто и сигнализирует на диспетчерском пункте о включенном положении выключателя.

При включении ключа управления отключением $КУО$ (например, первого выключателя $1КУВ$) ток пройдет через этот ключ, малое шунтирующее сопротивление

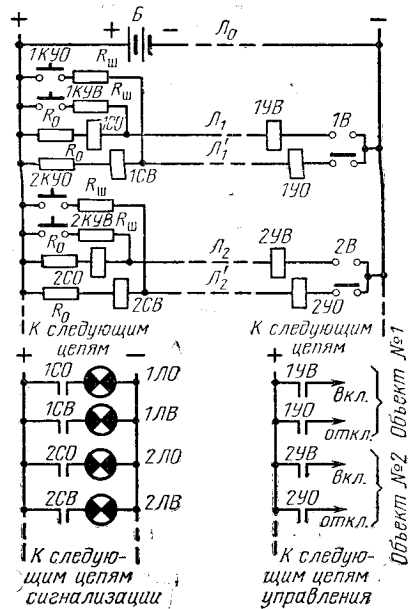


Рис. 20-1. Принципиальная схема устройства телеуправления с амплитудным избором (многопроводная система).

$R_{ш}$, линию L' , обмотки реле $УО$. Амплитуда тока значительно выше, чем до включения ключа $КУВ$, реле $УО$ сработает и даст команду на отключение выключателя. После отключения выключателя его блок-контакт B переходит в верхнее (на схеме) положение и сработает реле сигнализации с помощью ключа управления включением $КУВ$.

20-4. СИСТЕМЫ ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ С ЧАСТОТНЫМ РАЗДЕЛЕНИЕМ СИГНАЛОВ

На рис. 20-2 приведена упрощенная схема устройства телеуправления с частотным избором. Устройство имеет индивидуальные частоты, т. е. каждому выключателю присваивается две частоты — для приказов «включить» и «отключить». При включении ключа управления включением $1KB$ от генератора синусоидальных колебаний G_1 в линию поступает сигнал с частотой f_1 . Сигнал такой частоты будет пропущен только полосовым фильтром Φ_1 , вызовет срабатывание реле включения $1PB$

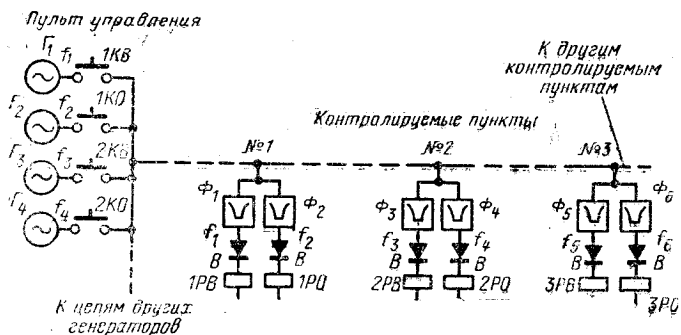


Рис. 20-2. Упрощенная схема устройства телеуправления с частотным разделением с индивидуальными частотами для рассредоточенных объектов.

Γ — генераторы синусоидальных колебаний; Φ — полосовые фильтры; KB, KO — ключи управления; B — выпрямители.

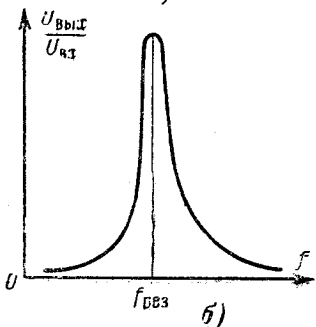
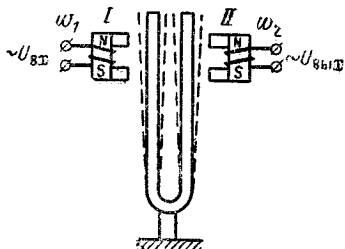


Рис. 20-3. Камертонный фильтр.

а — конструктивная схема; б — частотная характеристика.

и включение соответствующего выключателя.

В качестве полосового фильтра может быть использован либо электрический, либо электромеханический фильтр, обеспечивающий более узкую полосу пропускания. Камертонный электромеханический фильтр изображен на рис. 20-3. Если входящий сигнал $U_{вх}$ имеет частоту, совпадающую с резонансной частотой камертона $f_{рез}$, то амплитуда колебаний ножек камертона резко увеличивается. Колебания правой ножки камертона периодически изменяют воздушный зазор в магнитной цепи поляризованной электромагнитной системы II, возбуждая переменную э.д.с. в катушке ω_2 . Напряжение $U_{вых}$ выпрямляется и через выпрямитель попадает в цепь поляризованного реле PB или PQ (рис. 20-2).

На рис. 20-4 представлена упрощенная схема устройства телеуправления с частотным разделением сигналов комбинационного типа. Здесь каждый сигнал передается двумя частотами. Формирование частотных кодов осуществляется шифраторной схемой, составленной из двухконтактных ключей. При нажатии, например, ключа $9K$ в канал связи посылается двухчастотная комбинация из частот f_9 и f_{10} . На приемной части эти частоты будут пропущены поло-

От генераторов f_1, f_2, \dots, f_{10}

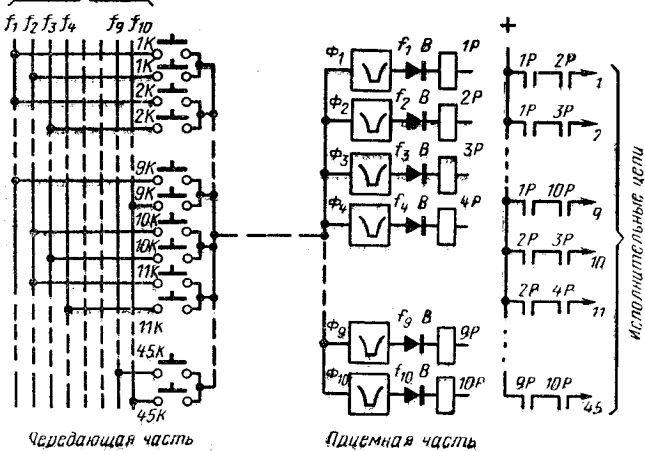


Рис. 20-4. Упрощенная схема устройства телеуправления с частотным разделением сигналов комбинационного типа.

Γ — генераторы синусоидальных колебаний; K — ключи шифратора; Φ — полосовые фильтры; P — реле дешифратора; B — выпрямители.

совыми фильтрами Φ_1 и Φ_{10} . в результате чего сработают реле дешифратора 1Р и 10Р. Дешифраторная схема образуется последовательно включенными контактами реле. В частности, при срабатывании реле 1Р и 10Р будет подан сигнал в исполнительную цепь 9.

Сигналы могут формироваться и более чем из двух частот. Если общее число частот равно n , а каждый сигнал состоит из k частот, то общее число сигналов, передаваемых по одной линии, равно возможному числу сочетаний из n по k :

$$N = C_n^k = \frac{1}{k!} \left[\frac{n!}{(n-k)!} \right].$$

Для рассмотренного случая $n=10$; $k=2$, $N=45$.

20-5. СИСТЕМЫ ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ С ВРЕМЕННЫМ РАЗДЕЛЕНИЕМ СИГНАЛОВ

Упрощенная схема устройства с временным разделением сигналов приведена на рис. 20-5. На передающем и приемном

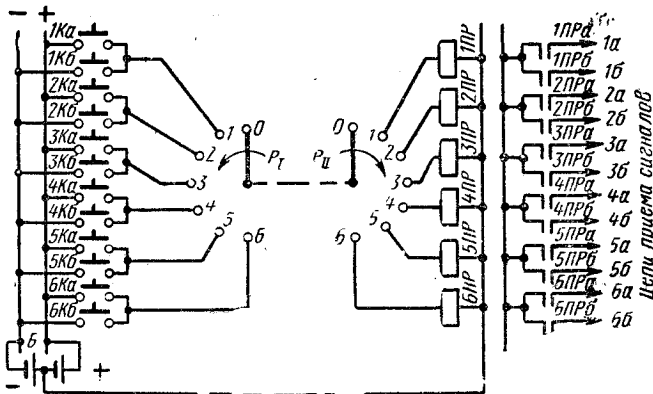


Рис. 20-5. Упрощенная схема устройства телеуправления с временным разделением сигналов.

пунктах установлены распределители P_1 и P_{II} , переключаемые синфазно. Распределители создают цепи, соединяющие поочередно ключи управления K с исполнительными поляризованными реле $ПР$. Если ключи 1, 3, 5 и 6 поставлены в положение «включить» (на схеме в положение K_a), а ключи 2 и 4 в положение «отключить», то при повороте шаговых искателей в канал связи будет послана серия импульсов, изображенная на рис. 20-6. Соответственно этим импульсам поляризованные реле обеспечат включение выключателей 1, 3, 5 и 6 и отключение выключателей 2 и 4. По образующим цепям могут также передаваться и сигналы телесигнализации.

Синфазное переключение распределителей осуществляется с помощью пошаговой

или циклической синхронизации. При пошаговой синхронизации переключение обоих распределителей на один шаг осуществляется одновременно. Распределители питаются от общего генератора импульсов, установленного на пункте управления. Наряду с командными (избирательными) импульсами требуется посылать и переключающие импульсы. При независимой посылке импульсов требуется дополнительный канал связи. Если в одном импульсе совместить функции избирания и переключения, то достаточно одного канала связи.

При циклической синхронизации питание распределителей осуществляется от независимых генераторов переключающих импульсов $ГИ_1$ и $ГИ_2$, настроенных на одинаковые частоты. В конце цикла после прихода щетки в положение 0 распределитель P_{II} останавливается и начинает следующий цикл только после получения стартового импульса (рис. 20-7). Синхронизирующий импульс, отличающийся от избирающих импульсов по длительности или амплитуде, посылается в канал связи с помощью формирователя $\PhiСИ$ при установке щетки распределителя P_I в положение 0.

В качестве распределителей могут быть использованы шаговые искатели типа ШИ либо бесконтактные распределители. Шаго-

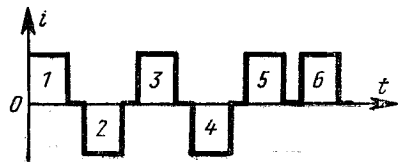


Рис. 20-6. Диаграмма импульсов тока в канале связи.

вые искатели типа ШИ имеют электромагнитный привод постоянного тока прямого (передвижение щеток при срабатывании

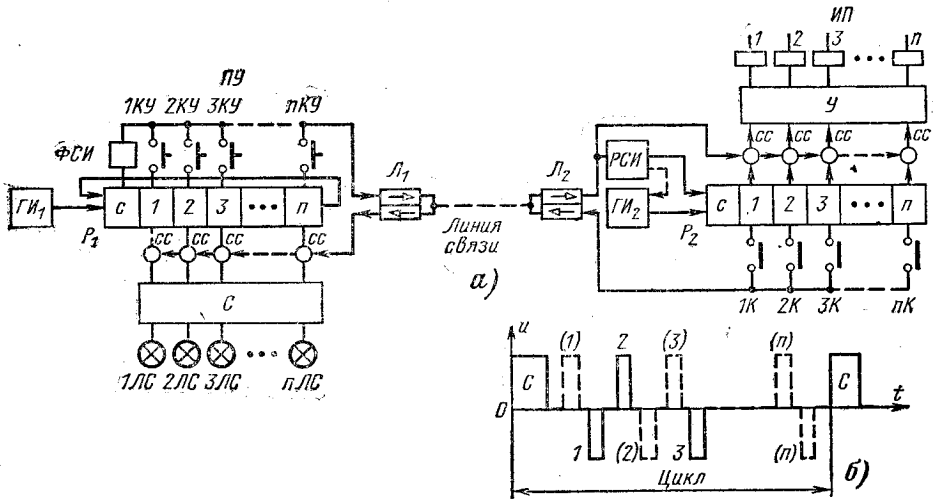


Рис. 20-7. Устройство телеуправления с распределительным избором циклического действия.
 а — упрощенная блок-схема; б — диаграмма импульсов в линии; р — распределитель; ГИ — генератор импульсов; СС — схема совпадения; ФСИ — формирователь синхронизирующего импульса; Л — линейный узел; РСИ — различитель синхронизирующего импульса; С — блок индивидуальных элементов воспроизведения сигнализации; У — блок индивидуальных исполнительных элементов команд; ЛС — лампа сигнализации; К — блок-контакты исполнительного механизма.

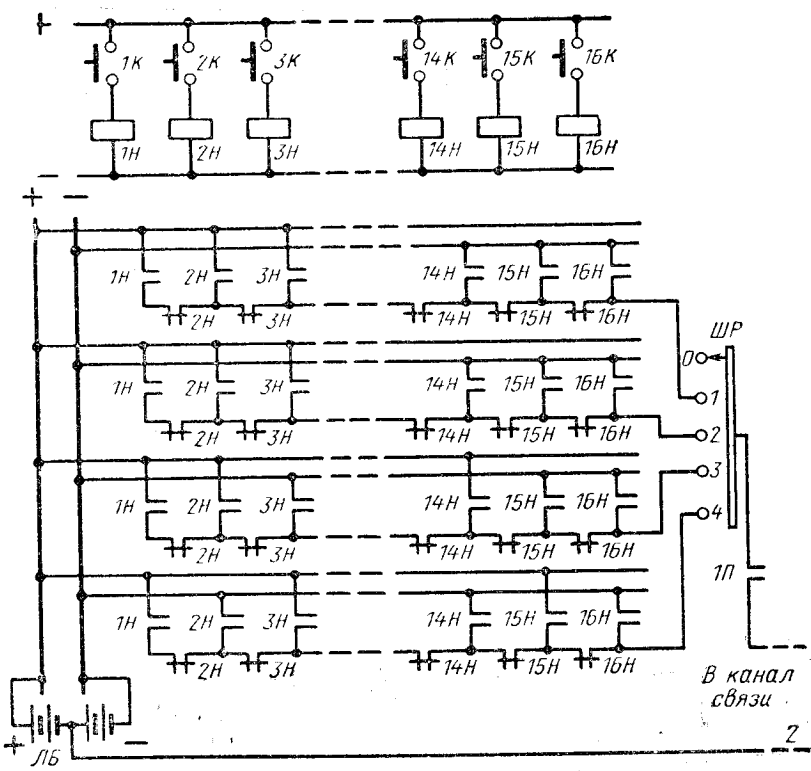


Рис. 20-8. Принципиальная схема релейного шифратора.

электромагнита) или обратного (передвижение при отпуске электромагнита) действия. Частота импульсов 9—11 в секунду [Л. 20-5].

Бесконтактные распределители основаны на магнитных элементах с прямо-

Однако за один цикл при кодовом принципе может быть передана только одна команда. Поэтому кодовый принцип находит применение в основном в быстродействующих бесконтактных системах. Кодовый принцип требует применения шифрато-

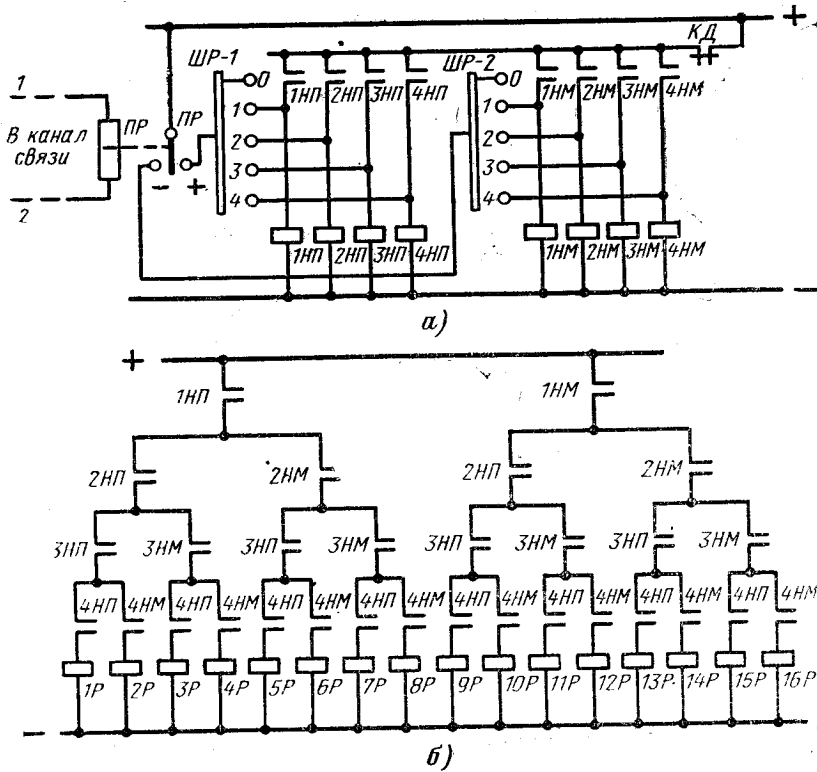


Рис. 20-9. Принципиальная схема релейного дешифратора. а — схема включения наборных реле; б — дешифраторная схема (контактная пирамида).

угольной петлей гистерезиса и транзисторах [Л. 20-5, 20-4] и обеспечивают высокое быстродействие и долговечность.

Системы телеуправления с временным разделением сигналов могут быть построены на распределительном и кодовом (комбинационном) принципе.

При распределительном принципе каждый сигнал передается при одном соответствующем положении распределителей. Контакты приемного реле непосредственно управляют исполнительными цепями объектов. За один цикл может быть передано несколько команд (сигналов).

При комбинационном принципе одна команда (сигнал) передается по нескольким цепям, образуемым распределителем. Если при распределительном принципе общее число команд (сигналов) равно n , то при кодовом оно составит [Л. 20-5, 20-6]:

$$N = 2^n \text{ или } N = C_n^k.$$

ров, которые могут быть выполнены на релейных или диодных схемах.

Схемы шифратора и дешифратора, выполненных на релейном принципе, приведены на рис. 20-8 и 20-9. Здесь количество команд $N = 2^n = 16$ (число элементов кода $n = 4$). Например, при нажатии ключа $3K$ (рис. 20-8) работает реле $3Н$, на шетку 1 распределителя будет подан плюс, на шетку 2 — плюс, шетку 3 — минус и шетку 4 — плюс. Сигнал будет иметь вид: $++-+$. Соответственно этому на объекте управления сработают наборные реле $1НП$, $2НП$, $3НП$ и $4НП$. После срабатывания всех наборных реле подается потенциал на шины дешифраторной схемы и срабатывает одно исполнительное реле (в данном случае $3P$), управляющее исполнительными цепями. Реле $НП$ и $НМ$ заблокируются в конце цикла.

На рис. 20-10 изображена шифраторная схема с диодами на 10 команд, создающая пятиэлементный код и требующая пяти ще-

ток распределителя. Например, при нажатии ключа 6К сигнал в канале связи будет иметь вид: 0+0+0. Диоды играют роль вентиляльных элементов, разделяющих друг от друга кодовые цепи разных команд.

На рис. 20-11 представлена дешифраторная схема на диодах. При поступлении сигнала 0+0+0 включаются реле 2Н и 4Н,

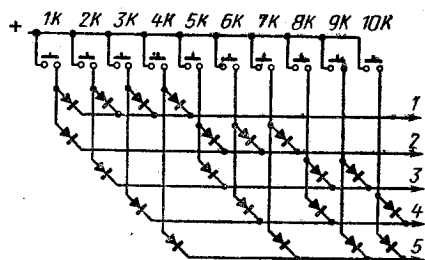


Рис. 20-10. Диодная шифраторная схема на 10 командах.

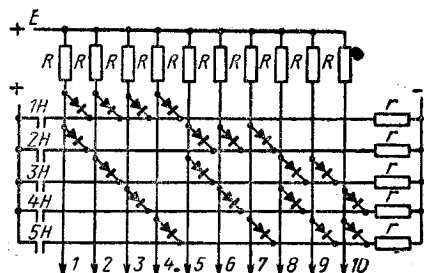


Рис. 20-11. Матричная дешифраторная схема на 10 командах.

а реле 1Н, 3Н и 5Н останутся разомкнутыми. Сопротивление $r \ll R$. Поэтому диоды, подключенные к горизонтальным шинам 1, 3 и 5, будут открыты. Потенциалы этих шин окажутся близкими нулю. Горизонтальные шины 2 и 4 получают положительный потенциал, и по диодам, присоединенным к ним, ток протекать не будет (диоды закрыты). Для того чтобы вертикальная шина (столбец матрицы) имела положительный потенциал, надо, чтобы все присоединенные к ней диоды были закрыты. Если открыт хотя бы один диод, столбец имеет нулевой потенциал. В данном случае положительный потенциал будет лишь на выходной цепи 6.

Устройства телеуправления с временным разделением сигнала подразделяются на устройства эпизодического действия и устройства циклического действия.

Устройства эпизодического действия работают лишь при появлении информации (формирование команды управления, изменение состояния контролируемого объекта). Могут выполняться с распределительным и кодовым избиранием.

При циклическом действии устройство телеуправления работает непрерывно, циклы передачи следуют друг за другом. При этом отсутствуют пусковые органы, приводящие устройство в действие при появлении информации. Исключается потеря информации при кратковременных нарушениях канала связи. Системы циклического действия применяются только при распределительном избирании.

20-6. ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Телемеханизация является составной частью общей системы автоматизированного управления производством, в том числе и в электроснабжении. Телемеханизация обеспечивает должный технический и экономический эффект лишь при совместном применении с устройствами автоматики. Автоматизация подстанций и других сооружений электроснабжения должна предусматриваться на уровне, обеспечивающем возможность их работы без постоянного дежурного персонала с централизованным контролем. Необходимость дежурного персонала на контролируемых объектах должна быть в каждом случае обоснована.

На подстанциях промышленных предприятий автоматическое включение резерва (АВР) предусматривается для всех потребителей первой и второй категории в первую очередь на секционных высоковольтных выключателях, а при наличии резервных вводов или трансформаторов — также на вводах и трансформаторах.

АВР на стороне низкого напряжения (до 1000 В) предусматривается для потребителей первой категории, для групповых потребителей второй категории, а также для вспомогательных устройств, обеспечивающих работу основных механизмов. Может применяться метод АВР на секционном низковольтном выключателе, либо питание потребителей от двух секций щита низкого напряжения и автоматическое переключение с одной секции на другую, либо связь между двумя трансформаторными подстанциями на стороне низкого напряжения с устройством АВР двустороннего действия.

Автоматическое повторное включение на подстанциях предусматривается на отходящих воздушных и воздушно-кабельных линиях напряжением выше 1000 В, на всех отходящих линиях, питающих контактную сеть электрифицированного транспорта, на линиях к ответственным электродвигателям, которые временно отключаются либо по условиям самозапуска других электродвигателей, либо при действии автоматической частотной разгрузки (АЧР). АЧР предусматривается на ТЭЦ и крупных подстанциях предприятия по согласованию с энергосистемой либо по ее требованию.

Автоматическое регулирование напряжения (АРН) предусматривается на трансформаторах, имеющих напряжение 110 кВ и более.

Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ) применяется на генераторах и крупных синхронных двигателях. Во всех случаях, где это допустимо по техническим условиям и по условиям техники безопасности, следует осуществлять самозапуск электродвигателей, особенно для потребителей первой категории. Расширение автоматизации, как правило, ведет к сокращению объема телеуправления.

20-7. ОБЪЕМ ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ

Объем телемеханизации должен сочетаться с принятым уровнем автоматизации. Необходимо стремиться к максимальному ограничению объема телемеханизации как по количеству объектов управления, так и по количеству сигналов. Однако устройства телемеханики должны обеспечить диспетчеру возможность постоянно следить за схемой электроснабжения, режимами работы ее основных элементов, а при необходимости принимать меры к сохранению работоспособности системы.

Телеуправление (ТУ) предусматривается в следующих случаях:

1) для осуществления переключений, направленных на локализацию аварий и сохранение электроснабжения потребителей, если эти переключения не могут быть произведены автоматически;

2) для управления объектами, требующими частых переключений;

3) для резервирования устройств автоматизации наиболее ответственных объектов.

В соответствии с этими требованиями предусматривается ТУ следующими объектами:

выключателями питающих высоковольтных линий и линий связи между подстанциями;

выключателями силовых трансформаторов (для двухобмоточных трансформаторов, имеющих по одному выключателю высшего и низшего напряжения, — ТУ одновременно двумя выключателями от одного импульса, для трехобмоточных трансформаторов и в других случаях — самостоятельное ТУ каждого выключателя);

выключателями автоматизированных выпрямительных агрегатов (при полной автоматизации процессов пуска, отключения, охлаждения и т. д.), питающих распределительные шины и контактные сети;

выключателями на линиях тяговых подстанций, питающих контактную сеть; аппаратами освещения территории предприятия.

Телесигнализация (ТС) должна обеспечить передачу на ДП предупредительных и аварийных сигналов, а также отображение на мнемосхеме положения выключателей и другой информации о работе объекта.

ТС должна указывать:

положение всех телеуправляемых объектов;

положение нетелеуправляемых высоковольтных выключателей вводов, секционных

и шинносоединительных выключателей, выключателей трансформаторов и силовых приемников, находящихся в ведении цеха электроснабжения, а также всех крупных приемников электроэнергии, существенно влияющих на распределение мощности;

положение отделителей вводов; аварийное отключение любого масляного выключателя (один общий сигнал с контролируемого пункта);

замыкание на землю в сетях высокого напряжения (один общий сигнал с каждой головной подстанцией);

срабатывание защиты, действующей не на отключение, а на сигнал (перегрузка, первая ступень газовой защиты трансформатора и т. д.; один сигнал для агрегата);

возникновение пожара на необслуживаемом объекте;

открывание дверей необслуживаемого объекта;

разные неисправности (один общий сигнал с контролируемого пункта — изменение температуры в помещении, повреждение во вторичных цепях и т. д.)

Телеизмерения (ТИ) должны обеспечить возможность замера основных величин, необходимых для рационального оперативного управления системой и для возможности предотвращения, локализации и ликвидации аварий. В системах электроснабжения с помощью устройств ТИ измеряются:

напряжение на шинах или питающих линиях подстанций;

ток на основных питающих линиях;

ток на одном из концов линий между подстанциями;

ток телеуправляемых и основных нетелеуправляемых трансформаторов;

мощность, получаемая от отдельных источников питания (чаще суммарная).

На диспетчерском пункте должно устанавливаться минимальное количество измерительных приборов (на один прибор вызывается несколько телеизмерений). Регистрирующие измерительные приборы, как правило, устанавливаются на контролируемых пунктах.

Повреждения телемеханических устройств или каналов связи не должны вызывать изменений в положении аппаратов.

20-8. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМАХ С УКАЗАНИЕМ ОБЪЕМА ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ И МНМОСХЕМАХ

Для телемеханизируемых подстанций и других объектов составляется однолинейная электрическая схема с указанием объема телемеханизации. Электрическая схема может выполняться упрощенной. Условные обозначения, применяемые на таких схемах, приведены на рис. 20-12. Пример упрощенной однолинейной схемы подстанции с указанием объема телемеханизации приведен на рис. 20-13.

Таблица 20-1

Обозначения телеизмеряемых параметров

Вид измеряемого параметра	Буквенное обозначение на схеме с указанием объема телемеханизации	Цвет лампы на планшете
Ток	<i>I</i>	Зеленый (ток на фидере)
Напряжение	<i>V; U</i>	Зеленый (на шинах)
Мощность	<i>N</i>	Белый

На планшетах мимических диспетчерских щитов с мнемосхемами объектов электроснабжения все элементы изображаются также с помощью условных символов. Условные изображения, принятые для мнемосхем, приведены на рис. 20-12. Величина номинального напряжения шин и линий обозначается цветом символов.

В обозначениях устройств телеизмерений (поз. 17 и 18 на рис. 20-12) вид изме-

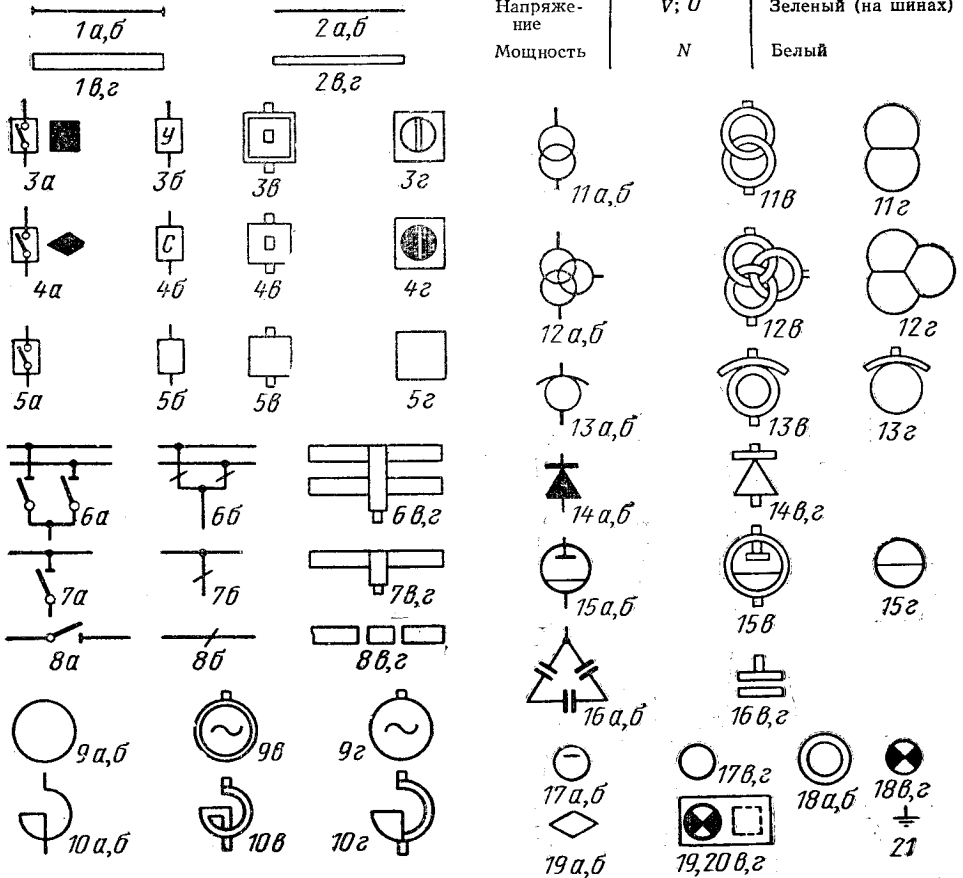


Рис. 20-12. Условные обозначения объема телемеханизации на схемах электроустановок и мнемосхемах электроснабжения.

1 — шины; 2 — линии; 3 — телеуправляемый выключатель; 4 — телесигнализация положения выключателя; 5 — выключатель, не оборудованный телеуправлением или телесигнализацией; 6 — разъединитель для двойной системы шин; 7 — разъединитель для одной системы шин; 8 — разъединитель секционный; 9 — генератор-двигатель; 10 — реактор; 11 — трансформатор двухобмоточный; 12 — трансформатор трехобмоточный; 13 — автотрансформатор; 14 — выпрямитель полупроводниковый; 15 — выпрямитель ртутный; 16 — батарея статических конденсаторов; 17 — телеизмерение постоянное; 18 — телеизмерение по вызову и циклическое по выбору; 19 — общие сигналы с контролируемого пункта; 20 — сигнализация состояния и работы телемеханического устройства; 21 — обозначение общего сигнала «замыкание на землю»; а — условные обозначения на схемах с объемом телемеханизации; б — то же для упрощенных схем; в — условные обозначения на мнемосхемах (символы завода «Электропулт»); г — то же (символы житомирского завода «Щитавтоматика»).

ряемого параметра на схемах электроустановок (чертежах) указывается буквенными обозначениями, а на планшетах — лампами. Буквенные и цветовые обозначения телеизмеряемых параметров указаны в табл. 20-1.

Общие сигналы на щите (поз. 19 и 20 на рис. 20-12) могут быть выполнены с помощью ключей (поз. 3 и 4 на рис. 20-12). Вид общего или индивидуального сигнала (поз. 19 и 20 на рис. 20-12) указывается на

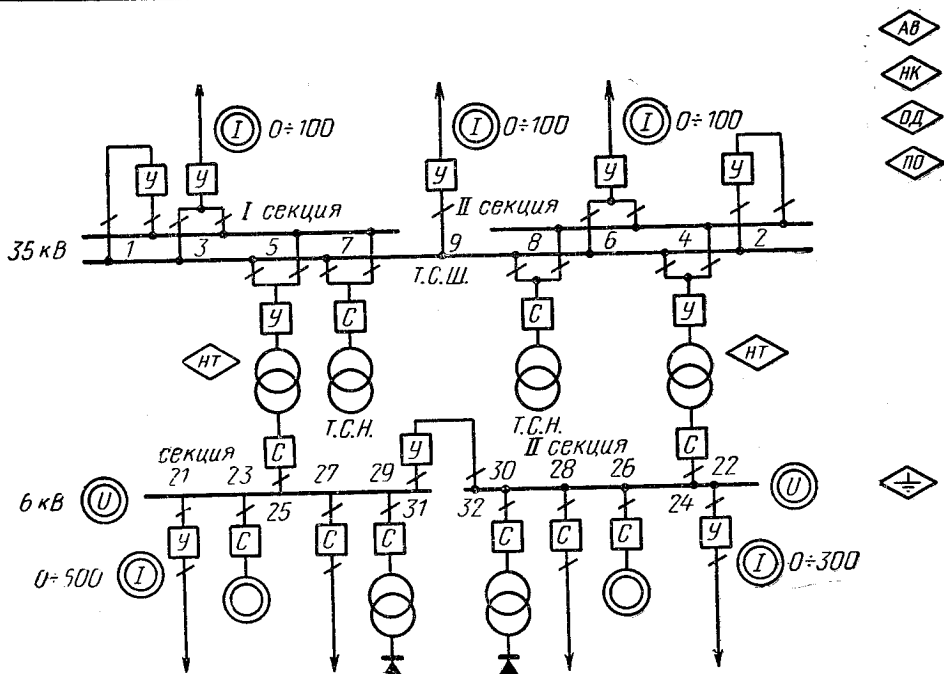


Рис. 20-13. Упрощенная однолинейная схема подстанции 35/6 кВ с указанием объема телемеханизации.

Обозначение вида сигнала в устройствах телемеханики

Таблица 20-2

Вид сигнала	Буквенное обозначение на чертеже и на мнемосхеме	Цвет лампы на планшете
Авария	АВ	Красный
Местное управление	М	>
Неисправность на контролируемом пункте	НК	>
Запрет включения	ЭВ	>
Запрет включения временный	ЭВВ	>
Замыкание на землю	Поз. 21, рис. 20-12	>
Готовность устройства	Г	Белый
Повреждение устройства	ПУ	Красный
Неправильный сигнал	НС	Белый
Общее несоответствие	ОН	>
Неисправность трансформатора	НТ	>
Неисправность выпрямителя	НВ	>
Пожарная опасность	ПО	Красный
Открытые двери	ОД	Белый
Повреждение канала связи	ПК	Красный

чертежах буквенными обозначениями, а на щите — цветом лампы и буквами (на плате возле лампы или на ключе). Обозначения вида сигнала приведены в табл. 20-2.

20-9. УСТРОЙСТВА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В настоящее время в системах телемеханики применяются в основном устройства с временным разделением [Л. 20-4]:

1) релейно-контактные устройства с шаговыми искателями типа УТМ-1, а также снятые с производства ВРТ-53 и УТБ-55;

2) релейно-контактные устройства с релейным распределителем [Л. 20-5] и полупроводниковыми диодами типа УТБ-3 и РСТ;

3) бесконтактные циклические системы с синхронными и синфазными источниками питания полукомплектов ДП (диспетчерского пункта) и КП (контролируемого пункта) типов БТЦ (на феррит-транзисторных ячейках с прямоугольной петлей гистерезиса и полупроводниковых триодах), ТМЭ-1 (на электромагнитных элементах с прямоугольной петлей гистерезиса и полупроводниковых диодах), БТФ (на феррит-транзисторных и полупроводниковых элементах);

4) бесконтактная циклическая система с использованием временного импульсного признака на полупроводниковых диодах,

триодах и электромагнитных элементах (ферритах) с прямоугольной петлей гистерезиса типа ВРТ-Ф.

20-10. ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ТЕЛЕМЕХАНИЗИРОВАННЫХ ПОДСТАНЦИИ

Объем телемеханизации подстанции указывается на однолинейной схеме с использованием обозначений, рассмотренных в § 20-8. Допускается составление упрощенных схем. Пример упрощенной однолинейной схемы подстанции с указанием объема телемеханизации приведен на рис. 20-13.

Для всех автоматизированных и телемеханизированных объектов осуществляется местное управление, используемое при ремонтах, наладке и в других случаях. Перевод объекта на местное управление осуществляется ключом, расположенным непосредственно у данного объекта. При

переводе ключа в положение местного (называемого также «ручным» или «ремонтным») управления должна исключаться возможность дистанционного или телемеханического управления.

Пост местного управления оборудуется приборами и аппаратами, достаточными для местного управления и контроля работы. Периодичность посещения необслуживаемых объектов обходчиками устанавливается в зависимости от местных условий.

Телеуправляемые выключатели переводятся на местное управление снятием перемычек на клеммных сборках. При этом отключаются цепи телеуправления. Принципиальная схема вторичных цепей ячейки телеуправляемого выключателя представлена на рис. 20-14.

Для запуска телемеханического устройства и кодирования сигнала о положении выключателя требуется один замыкающийся или один размыкающийся (в зависимости от типа телемеханического устройства) блок-контакт выключателя.

При телеуправлении выключателями необходим автоматический контроль цепей отключения их приводов. Контроль цепей включения необходим лишь в случае наличия цепей автоматического включения. Автоматический контроль выполняется с помощью реле. Сигнал на включение или отключение обоих выключателей телемеханизированного трансформатора предусматривается общий. Необходимая последовательность включения выключателей обеспечивается местными блокировками между ними. Сигнализация положения выключателей выполняется раздельной.

Управление выключателями трехобмоточных трансформаторов, трансформаторов с расщепленными обмотками, а также двухобмоточных, имеющих со стороны низшего напряжения два и более выключателя, выполняется раздельным.

Местная сигнализация на телемеханизированных подстанциях должна выполняться с помощью блинкеров, а не сигнальных ламп. Это обеспечивает сохранение сигнала о причине общего сигнала аварии или неисправности, поданного на ДП до прихода соответствующего персонала на подстанцию.

Если подстанция оборудуется устройствами телеизмерения, то на ней достаточно одного общего выпрямительного преобразователя напряжения для измерений каждого напряжения и одного общего выпрямительного устройства для измерений тока с применением корректирующих трансформаторов, которые устанавливаются в ячейках распределительных устройств.

20-11. СОДЕРЖАНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ СИГНАЛОВ, ПЕРЕДАВАЕМЫХ НА ДП

Общий сигнал аварийного отключения (АВ) данной подстанции подается при аварийном отключении любого масляного вы-

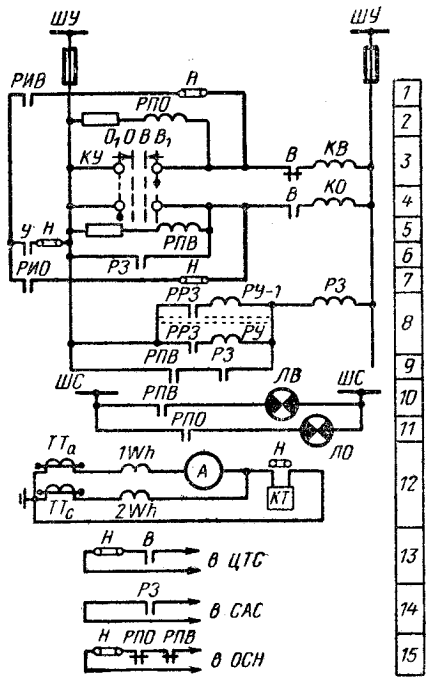


Рис. 20-14. Принципиальная схема вторичных цепей ячейки телеуправляемого выключателя.

1 — включение от телеуправления; 2 — реле положения «отключено» (контроль цепи включения); 3 — ручное включение; 4 — ручное отключение; 5 — реле положения «включено» (контроль цепи отключения); 6 — отключение от релейной защиты; 7 — отключение от телеуправления; 8 — цепи реле защиты; 9 — самоблокирование выходного реле защиты РЗ; 10 — сигнальная лампа «отключено»; 11 — сигнальная лампа «включено»; 12 — вторичные цепи трансформаторов тока; 13 — в цепь телесигнализации; 14 — в схему аварийной сигнализации; 15 — в общий сигнал «неисправность на подстанции»; Н — накладки (перемычки) для отсоединения цепей телемеханики; Р10В — реле импульсное включения; Р10О — реле импульсное отключения. Цепи телемеханики показаны жирными линиями.

ключателя. Сигнал выполняется импульсным, самоблокирующимся либо на подстанции, либо на пункте управления (ДП) и деблокирующимся с пункта управления. Для того чтобы сигнал аварии во всех случаях успел передаться на ДП, устанавливается реле времени.

Общий предупредительный сигнал «неисправность на подстанции» (НК) может означать неисправность цепей управления, понижение напряжения на шинах аккумуляторной батареи, переключение цепей телемеханики на резервный ввод и т. д. Сигнал выполняется остающимся и снимается автоматически после устранения неисправности.

Сигнал замыкания на землю выполняется общим с подстанции для всех секций одного напряжения.

Сигнал берется либо от трансформаторов напряжения, либо от трансформаторов тока защиты от замыканий на землю. Сигнал выполняется остающимся. Сигнал открывания дверей (ОД) выполняется импульсным. Оборудуется блокировка, отключающая сигнал на время нахождения персонала на подстанции. Блокировка снимается после ухода персонала кнопкой, установленной с наружной стороны входной двери.

20-12. ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЯ

Для телеизмерений в системах электроснабжения применяются в основном системы интенсивности. Для телеизмерения тока

используется один общий приемный прибор, проградуированный в относительных единицах.

Принципиальная схема телеизмерения тока и напряжения изображена на рис. 20-15. Приемный прибор *IУ* служит для телеизмерения напряжения 6 кВ, *2У* — напряжения 35 кВ, *1А* — тока в первичной цепи трансформатора тока *ТТ-1*; *2А* — трансформаторов тока *ТТ-2* и *ТТ-3*. Все приемные приборы телеизмерений однотипны (ПМДГ-1).

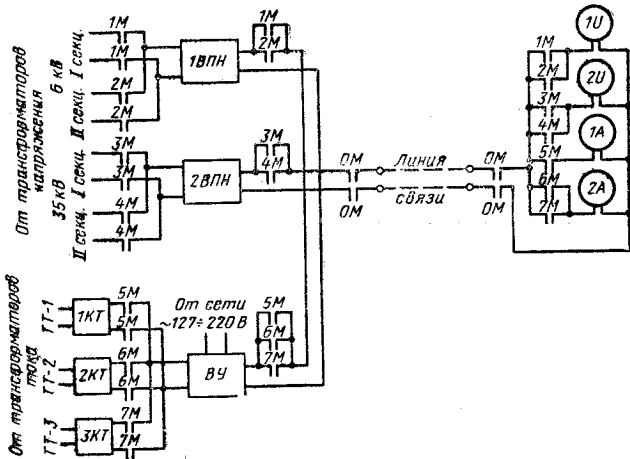
При измерениях к одному выпрямительному устройству *ВУ* не следует присоединять более 15 корректирующих трансформаторов типа *КТ-1*. При увеличении количества телеизмерений через одно *ВУ* точность измерений снижается.

20-13. ПУНКТЫ УПРАВЛЕНИЯ

Пункты управления (ПУ), называемые также диспетчерскими пунктами (ДП), располагаются либо в административном здании отдела главного энергетика или цеха сетей и подстанций, либо на одной из крупных подстанций или заводской электростанции. ДП системы электроснабжения может также размещаться совместно с другими ДП энергетического хозяйства в специальном здании. В последнем случае аппаратная и вспомогательные помещения всех диспетчерских пунктов совмещаются.

ДП имеет следующие помещения: диспетчерское помещение, в котором

Рис. 20-15. Принципиальная схема телеизмерения тока и напряжения. *ВПН* — выпрямительный преобразователь напряжения типа ВПН-4; *ВУ* — выпрямительное устройство типа ВУ-2; *КТ* — корректирующие трансформаторы типа КТ-1; *ОМ* — контакты общего реле телеизмерений; *1М—7М* — контакты индивидуальных реле телеизмерений; *У, А* — приемные приборы телеизмерений соответственно напряжения и тока типа ПМДГ-1 (телеизмерения от трансформаторов тока *ТТ-2* и *ТТ-3* подаются на общий прибор *2А*, от *ТТ-1* — на *1А*).



и напряжения — выпрямительная система, для мощности — индукционно-выпрямительная. Телеизмерения производятся по вызову. Телеизмерение мощности может производиться по циклической схеме [Л. 20-2, 20-3].

Для измерений по вызову на пунктах управления применяются общие приборы для однородных измерений, поступающих с разных контролируемых объектов. Может

размещаются диспетчерский щит и диспетчерский пульт;

аппаратная, в которой размещаются телемеханические устройства, релейные панели, панели питания, телефонный трас аппаратная размещается рядом с диспетчерским пунктом;

релейная мастерская; помещение ремонтных бригад; вспомогательные помещения.

При компоновке диспетчерского пункта должны соблюдаться следующие расстояния:

- между рабочим местом диспетчера и диспетчерским щитом — 3—6 м;
- от щитов, шкафов, стоек с аппаратурой и т. д. до стены — не менее 0,8 м;
- между двумя рядами щитов или стоек с аппаратурой — не менее 1 м.

Для зданий, помещений и перекрытий ДП допускается первая или вторая степень огнестойкости (кирпич, железобетон, местный камень). Толщина кирпичных стен должна быть не менее 250 мм, железобетонных — не менее 80 мм. Внутри ДП допускается устройство деревянных оштукатуренных перегородок. Расчетная нагрузка междуэтажных перекрытий и полов не менее 400 кгс/м².

Помещения ДП должны быть защищены от проникновения в них пыли и газов. Диспетчерское помещение оборудуется звуковой изоляцией, обеспечивающей уровень воздушного шума не более 35 фон. Относительная влажность воздуха в технических помещениях должна поддерживаться в пределах 45—75%. Температура — не ниже +18°С. В диспетчерских помещениях с объемом более 40 м³ на одного человека допускается предусматривать естественную вентиляцию. В условиях тропического климата диспетчерское помещение обеспечивается кондиционированием воздуха. В остальных случаях оборудуется приточно-вытяжная вентиляция. Помещение диспетчерской, как правило, должно быть обеспечено естественным освещением. Искусственное освещение должно быть рассеянным отраженным. При искусственном освещении должна обеспечиваться освещенность не ниже величин, указанных в табл. 20-3.

Таблица 20-3

Требуемая освещенность диспетчерского пункта

Наименование помещения	Освещенность, лк	
	лампами накаливания	люминесцентными лампами
Диспетчерская:		
поверхность щита	75	200
за щитом и в проходах между стойками с оборудованием	30	100
Аппаратная (в проходах)	30	100
Релейная мастерская:		
от общего освещения	50	100
от комбинированного освещения	500	1000

Ремонтное освещение осуществляется при помощи переносных электрических ламп. Аварийное освещение выполняется только в помещениях диспетчерской и аппаратной в виде части общего освещения.

На каждом диспетчерском пункте устанавливается телефонный коммутатор для связи с контролируемыми пунктами и руководством предприятия.

20-14. ДИСПЕТЧЕРСКИЙ ЩИТ

Диспетчерский щит с изображением мнемосхемы контролируемой системы электроснабжения устанавливается на пункте управления. На мнемосхеме отражаются элементы (в первую очередь выключатели), позволяющие судить о состоянии системы электроснабжения, находящейся непосредственно в оперативном ведении диспетчера.

Диспетчерские щиты применяются мимические и световые. На мимических щитах положение аппаратов отражаются с помощью мнемонических символов. Мимические символы, совмещенные с ключами управления и квитирования, общие световые сигналы и мнемоника располагаются на щите. Ключи вызова телеизмерений, приемные приборы телеизмерений и световые табло номератора располагаются на пульте управления.

На световых щитах положение аппаратов отражается посредством сигнальных ламп. Кроме того, на щите располагаются общие световые сигналы и мнемоника. На пульте управления располагаются ключи управления и квитирования или используемые для той же цели телефонные номеронабиратели, а также ключи вызова телеизмерений, приемные приборы телеизмерений и световые табло номераторов.

Диспетчерские щиты по конструктивному выполнению делятся на планшетные и мозаичные. Панельные щиты планшетного типа состоят из отдельных планшетов, на которых размещены схемы подстанций (рис. 20-16).

Щиты мозаичного типа состоят из отдельных ячеек, в которые встраиваются ключи, кнопки, лампы, мнемонические символы оборудования. Мозаичные щиты обладают универсальностью, но требуют большой площади и поэтому применяются редко.

На диспетчерском щите электроснабжения нанесение соединительных сетей между планшетами необязательно. Достаточно указать, куда отходит или откуда подходит соединительная линия.

На планшетах мимических щитов положение контролируемых аппаратов отражается положением рукояток ключей. В случае, если положение рукоятки ключа не соответствует положению соответствующего контролируемого аппарата, загорается сигнальная лампа ключа (символа).

В качестве символов выключателей применяются ключи КТС-1, СВМ (на планшетах завода «Электропульт») и КА (Житомирский завод). Если телеуправление производится со щита, то для телеуправляемых объектов применяются ключи КТС-1 (рис. 20-18), а для телесигнализируемых — ключи КТС-1 либо символы СВМ

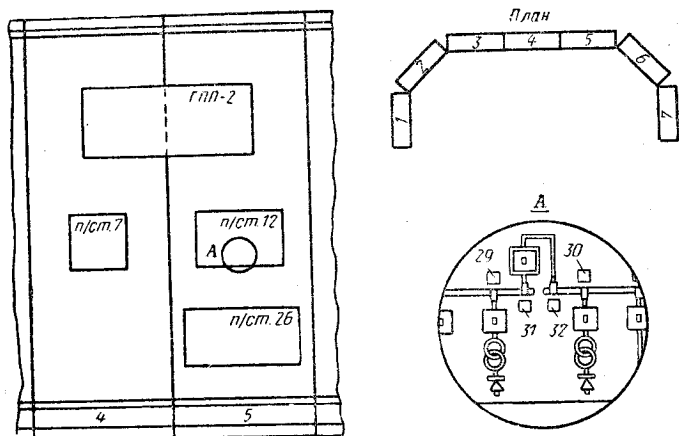


Рис. 20-16. Диспетчерский щит электроснабжения с планшетами и фрагмент планшета с мнемосхемой.

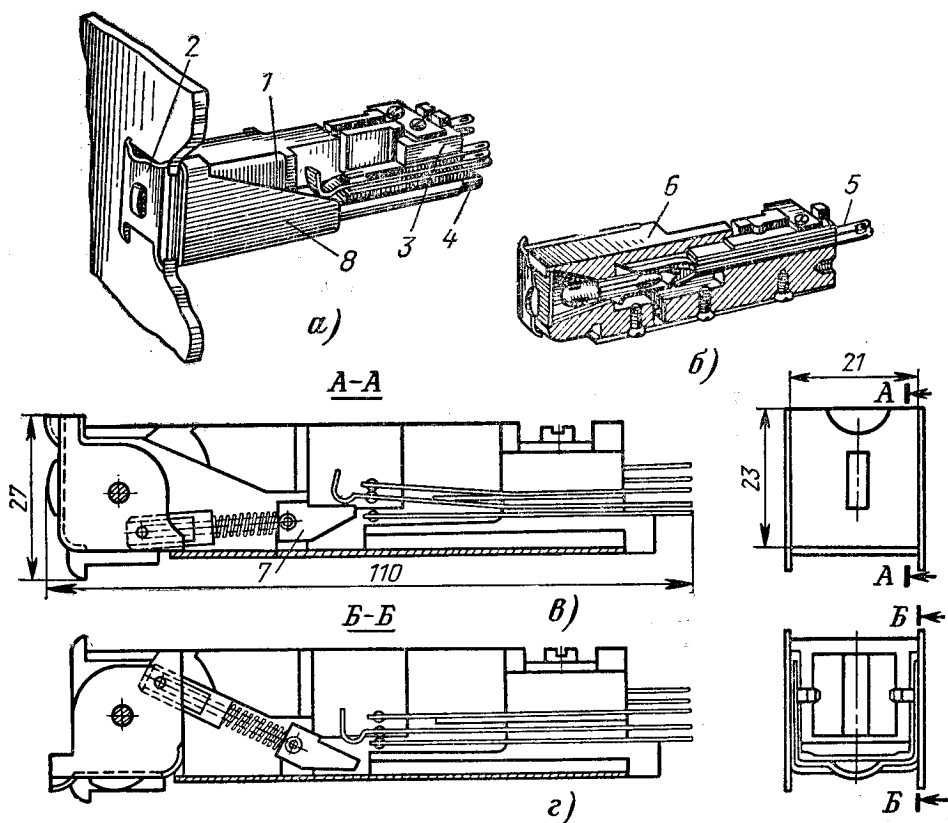


Рис. 20-17. Символ типа СВМ телесигнализируемого выключателя (либо другого объекта).

а — общий вид символа, закрепленного на панели щита; б — разрез ламподдержателя; в — конструкция символа в положении «включено»; г — то же «отключено»; 1 — корпус; 2 — повторный указатель; 3 — держатель; 4 — контактные пружины; 5 — контакты лампы; 6 — ламподдержатель; 7 — фиксатор; 8 — крепежная скоба.

(рис. 20-17). Ключ типа КА изображен на рис. 20-19. Общие сигналы («авария», «неисправность на контролируемом пункте» и др.) отражаются на диспетчерских щитах сигнальными лампами или символами. В случае применения сигнальных ламп (рис. 20-20) они загораются при поступлении с контролируемого пункта сигналов о неисправности и горят до устранения этих неисправностей.

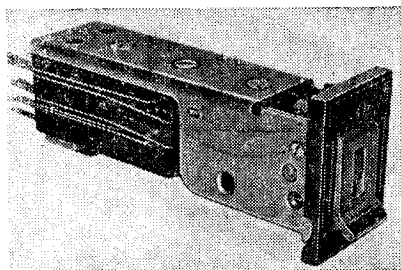


Рис. 20-18. Ключ типа КТС, используемый в качестве символа телеуправляемого выключателя (либо другого объекта).

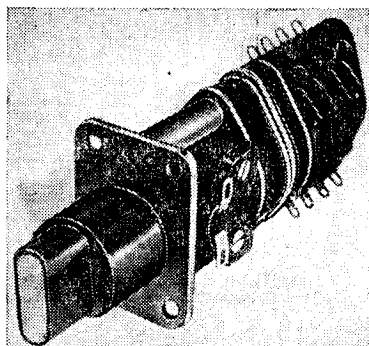


Рис. 20-19. Ключ типа КА, используемый в качестве символа телеуправляемого выключателя (либо другого объекта).

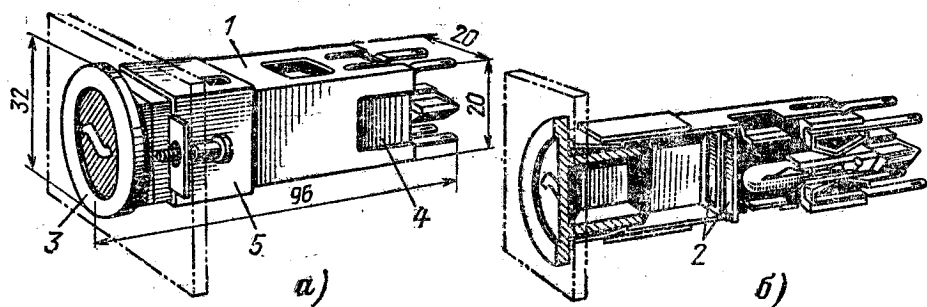


Рис. 20-20. Световой сигнализатор.

а — общий вид; б — разрез; 1 — корпус; 2 — светофильтры; 3 — лицевой фланец; 4 — ламподержатель с контактными пружинами; 5 — крепежная скоба.

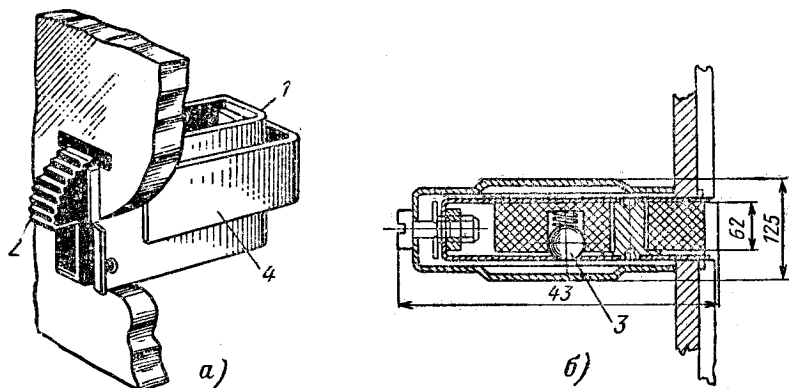


Рис. 20-21. Поворотный символ разъединителя типа СР-1 (используется при одной системе шин).

а — общий вид; б — конструктивный чертеж; 1 — корпус; 2 — поворотный указатель; 3 — фиксатор положения; 4 — крепежная скоба.

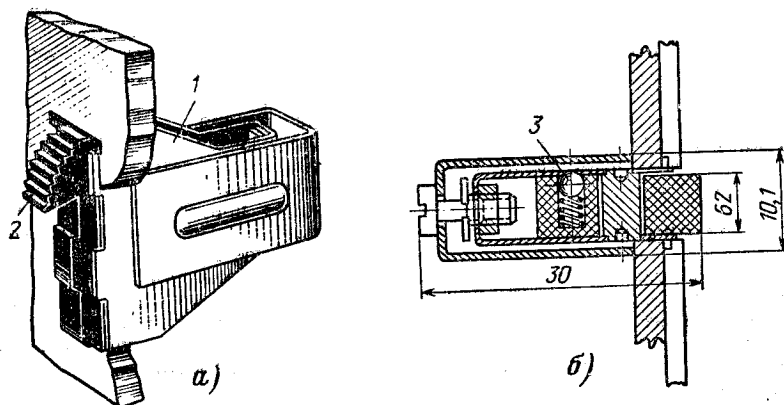


Рис. 20-22. Поворотный символ разъединителя типа СР-2 (используется при двойной системе шин).

а — общий вид; б — конструктивный чертеж; 1 — корпус; 2 — поворотный указатель (разъединитель включен на верхнюю шину); 3 — фиксатор положения.

правности загорается сигнальная лампа символа. Диспетчер квитирует сигнал поворотом рукоятки символа в положение, соответствующее наличию неисправности, и при

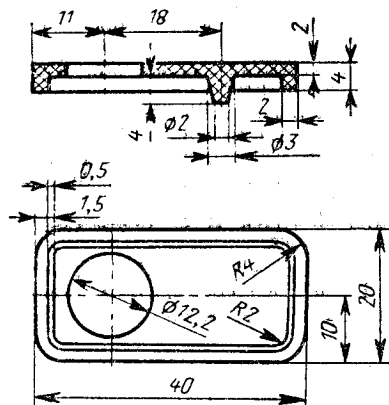


Рис. 20-23. Шильдик для надписей для одной сигнальной лампы.

этом сигнальная лампа в символе гаснет. После устранения неисправности лампа вновь загорается и гаснет лишь после того, как диспетчер поставит рукоятку ключа в соответствующее положение.

Аналогично выполняется сигнализация положения всех телесигнализируемых объектов. В случае несоответствия положения рукоятки ключа (символа) положению телесигнализируемого аппарата в ключе горит сигнальная лампа. При манипуляции с ключом телеуправляемого объекта также загорается сигнальная лампа ключа на время выполнения команды, т. е. на время несоответствия положения. После срабатывания телеуправляемого аппарата положение ключа соответствует положению аппарата

и лампа гаснет. На рис. 20-21 изображен поворотный символ разъединителя типа СР-1 для одной системы шин, а на рис. 20-22 — типа СР-2 для двойной системы шин. Надписи наносятся на поле ключей (символов) и шильдики. Шильдик для одной сигнальной лампы изображен на рис. 20-23.

20-15. ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ

Источники питания должны обеспечить бесперебойное электроснабжение пунктов управления (ДП). По степени надежности питания ДП относятся к потребителям первой категории. Если в системе электроснабжения имеются телеуправляемые потребители особой категории, то ДП также относится к потребителям особой категории.

Питание телемеханических устройств осуществляется от источников переменного тока напряжением 380/220 В, а если требуется питание постоянным током, то оно осуществляется через выпрямительные устройства. Резервирование питания на ДП предусматривается от независимого источника переменного тока 380/220 В, а для устройств, питающихся постоянным током, требуется резервное выпрямительное устройство. Допускается резервирование питания от аккумуляторной батареи.

Для диспетчерских пунктов особой категории наличие третьего независимого источника питания (аккумуляторная батарея, дизельный генератор) является обязательным. Резервирование питания на контролирующем пункте не является обязательным.

Выпрямительные устройства для питания телемеханических устройств выполняются с разделяющим трансформатором по трехфазной схеме питания. Однофазное питание допускается при условии применения фильтра на выходе, сглаживающего пульсации тока до допустимой величины (не

более 5%). Применение автотрансформаторов для выпрямительных устройств не допускается. Цепи питания телемеханических устройств на ДП должны иметь контроль изоляции на стороне выпрямленного тока. Символы диспетчерского щита и цепи сигнализации на ДП могут питаться либо переменным, либо постоянным током напряжением не более 60 В.

20-16. КАНАЛЫ СВЯЗИ

В качестве каналов связи при телемеханизации систем электроснабжения используются проводные линии (стандартные телефонные каналы), пропускающие спектр частот от 300 до 3400 Гц. Сеть связи промышленного предприятия выполняется комплексной, т. е. единой для телефонной связи, пожарной сигнализации и телемеханизации.

Резервирования каналов связи телемеханики не требуется. В кабелях предусматриваются свободные жилы для возможности расширения телемеханизируемой системы. Внешние соединения от полуконфлюктов телемеханики к щиту и пульту управления выполняются телефонным кабелем. Соединения с панелями питания и телеизмерений выполняются контрольным кабелем, имеющим жилы сечением не менее 1,5 мм². Соединения полуконфлюктов с панелями (управления, реле и питания) на контролируемом пункте выполняются контрольным кабелем через клеммные сборки.

20-17. ЗАЗЕМЛЕНИЕ ТЕЛЕМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Заземление телемеханического оборудования выполняется в общем порядке в соответствии с Правилами устройств электроустановок [Л. 20-1]. Если диспетчерский

пункт находится на объекте, имеющем специальное заземляющее устройство, заземление телемеханического оборудования, каркасов, панелей, шкафов и т. п. выполняется путем присоединения к общей магистрали заземления.

При размещении ДП в отдельном помещении выполняется магистраль заземления телемеханического оборудования, которая может присоединяться к естественным заземлителям (металлическим конструкциям, арматуре железобетонных конструкций, трубопроводам и др.)

На контролируемых пунктах для заземления телемеханического оборудования используется заземляющая сеть телемеханизируемого объекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

20-1. Правила устройств электроустановок. М., «Энергия», 1965.

20-2. Указания по проектированию телемеханизации объектов энергоснабжения промпредприятий. 2-я редакция, т. I. Указания по проектированию. М., Тяжпромэлектропроект, 1967.

20-3. Указания по проектированию телемеханизации объектов энергоснабжения промпредприятий. 2-я редакция, т. II. Нормаль и инструкция на объем и содержание проектов телемеханизации. М., Тяжпромэлектропроект, 1967.

20-4. Гольдгоф Б. Г., Лейбзон Я. И., Соскин Э. А. Автоматизация и телемеханизация энергоснабжения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1964.

20-5. Малов В. С. Телемеханика. М., «Энергия», 1965.

20-6. Гинзбург С. А., Лехтман И. Я., Малов В. С. Основы автоматизации и телемеханики. М., «Энергия», 1968.

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ПЕРВЫЙ

ЭЛЕКТРОБАЛАНС

21-1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРОБАЛАНСА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Электробаланс промышленного предприятия должен состоять из прихода и расхода электрической энергии (активной и реактивной). В приход включается электроэнергия, как полученная от энергосистемы или от сетей других предприятий, так и выработанная электрическими установками предприятия (генераторы промышленных ТЭС и ГЭС, синхронные компенсаторы и конденсаторы). Приходная и расходная части принимаются и учитываются по-

казаниям счетчиков активной и реактивной энергии.

Приходная часть электробаланса для активной энергии составляется: по промышленному предприятию, по цехам предприятия, по отдельным энергоемким агрегатам (по особому указанию Главного энергетика предприятия или инспекции энергосбыта).

Расходная часть электробаланса активной электроэнергии должна быть разделена на следующие статьи расхода:

1) прямые затраты электроэнергии на основной технологический процесс с выде-

лением полезного расхода электроэнергии на выпуск продукции без учета потерь в различных звеньях энергоемкого технологического оборудования (электрические печи, компрессорные и насосные установки, пркатные станы и другие крупные потребители электрической энергии);

2) косвенные затраты электрической энергии на основной технологический процесс вследствие его несовершенства или нарушения технологических норм (влажная шихта, недогрев слитков при прокатке и т. п.);

3) затраты электроэнергии на вспомогательные нужды (вентиляция помещений цехов, цеховой транспорт, освещение и т. п.);

4) потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения (линиях, трансформаторах, реакторах, компенсирующих устройствах и двигателях);

5) отпуск электроэнергии посторонним потребителям (столовые, клубы, поселки, магазины, городской электрический транспорт и т. д.).

Наличие всех пяти статей расхода электроэнергии при составлении электробаланса не является обязательным. Например, в электробалансе промышленных предприятий могут отсутствовать статьи 2 и 5, а статья 3 часто может быть выделена не полностью. В тех случаях, когда по существу схемам учета расхода электроэнергии затруднено выделение для отдельного учета потребителей статьи 3, например в цехе транспортные устройства (электрокраны) питаются от общих линий с технологическим оборудованием, такое выделение не следует стремиться обязательно осуществлять. Однако об этом в общих замечаниях по электробалансу должно быть сделано соответствующее замечание.

Удельный расход электрической энергии в электробалансе должен быть отнесен на единицу продукции, сопоставимую с соответствующими показателями других цехов и заводов. Например, расход электроэнергии для выработки сжатого воздуха должен производиться не на кубометр, а на кубометр воздуха с давлением в одну атмосферу или расход воды — не на кубометр, а на кубометр, литр воды, поднятой на 10 м, и т. д.

Задачей составления электробаланса являются:

а) выявление и нахождение расходов электрической энергии по статьям 2, 3, 4 и 5, с тем чтобы четко выделить расход электроэнергии на основную продукцию предприятия;

б) определение действительных удельных норм расхода электрической энергии на единицу продукции предприятия;

в) выявление возможности как сокращения непроизводительных расходов электрической энергии (статьи 2, 3, 4, 5) так и уменьшения расхода электроэнергии на выпуск основной продукции путем проведения различных мероприятий, усовершенствую-

щих технологический процесс, и сопоставления из месяца в месяц, из года в год действительных удельных норм расхода электрической энергии на основную продукцию завода.

Для обеспечения единой методики подсчета потерь электрической энергии ниже приводятся соответствующие формулы, указания и примеры подсчета.

При составлении электробаланса рекомендуется выделять энергетические цехи (насосные, компрессорные, котельные), а также вентиляционные и электропечные установки.

21-2. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Средняя величина тока какого-либо участка сети легко определяется с помощью показаний счетчиков, имеющихся на данном участке сети.

Отличие среднеквадратичной величины тока, по которой должны рассчитываться потери электрической энергии, от средней учитывается так называемым коэффициентом формы графика суточной нагрузки:

$$I_{\text{ск}} = K_{\text{ф}} I_{\text{ср}}, \quad (21-1)$$

где $I_{\text{ск}}$ — среднеквадратичная величина тока; $I_{\text{ср}}$ — средняя величина тока.

Величина $K_{\text{ф}}$ какой-либо линии может быть подсчитана с достаточной точностью по показаниям счетчика активной энергии, имеющегося на данной линии:

$$K_{\text{ф}} = \sqrt{n} \frac{\sqrt{\sum (\mathcal{E}'_a)^2}}{\mathcal{E}_a} \approx \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{ср}}} \approx \frac{I_{\text{ск}}}{I_{\text{ср}}}. \quad (21-2)$$

В этой формуле: \mathcal{E}_a — расход активной электроэнергии за время t , определяемый по счетчику; \mathcal{E}'_a — то же за время $\Delta t = t/n$; n — число отметок показаний счетчика в течение времени, за которое определяется величина $K_{\text{ф}}$; t — время в часах, за которое определяется величина $K_{\text{ф}}$.

Для электрических нагрузок большинства промышленных предприятий величина $K_{\text{ф}}$ обычно находится в пределах 1,01—1,1.

Меньшие значения $K_{\text{ф}}$ соответствуют электрическим нагрузкам с большим числом приемников (например, вся электрическая нагрузка цеховой заводской подстанции). Большие значения $K_{\text{ф}}$ относятся к электрическим нагрузкам с меньшим числом приемников (например, какая-либо линия, отходящая от подстанции). Для промышленного предприятия, производственная программа и технологический процесс которого достаточно постоянны, величина $K_{\text{ф}}$ меняется в очень незначительных пределах. Поэтому для расчетов следует определить величину $K_{\text{ф}}$ 3—5 раз и усреднить ее значе-

ние по этим показаниям, принимать постоянную в пределах месяца или года.

Потери электроэнергии за учетный период (месяц, квартал, год) рекомендуется для простоты определять как произведение потерь электрической энергии за одни сутки учетного периода, называемые характерными, на число рабочих суток в учетном периоде¹.

Характерные в отношении потребления электроэнергии сутки находятся следующим образом:

1) по записям в вахтенном журнале определяется расход электроэнергии за учетный период времени;

2) по найденному за учетный период (например, месяц, год) расходу находится среднесуточный расход электроэнергии;

3) по вахтенному журналу находятся сутки, имеющие такой же (или близкий к нему) расход электроэнергии, как и полученный выше среднесуточный расход;

4) найденные таким образом сутки и их действительный график нагрузки принимаются за характерные.

Потери в электрической сети. Потери электроэнергии какой-либо линии за учетный период определяются:

$$\Delta \mathcal{E} = 3K_{\Phi}^2 I_{\text{ср}}^2 R_{\text{э}} T_{\text{р}}, \quad (21-3)$$

где $T_{\text{р}}$ — число рабочих часов за учетный период;

$R_{\text{э}}$ — эквивалентное активное сопротивление линии;

$I_{\text{ср}}$ — средняя за характерные сутки величина тока линии,

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ср}} &= \frac{\sqrt{\mathcal{E}_{\text{а}}^2 + \mathcal{E}_{\text{р}}^2}}{\sqrt{3} UT_{\text{р}}} \\ \text{или} \\ I_{\text{ср}} &= \frac{\mathcal{E}_{\text{а}}}{\sqrt{3} UT_{\text{р}} \cos \varphi_{\text{св}}}, \end{aligned} \right\} (21-4)$$

где $\mathcal{E}_{\text{а}}$, $\mathcal{E}_{\text{р}}$ — расход активной и реактивной энергии за характерные сутки, кВт·ч; квар·ч; $\cos \varphi_{\text{св}}$ — средневзвешенная величина коэффициента мощности линии; U — линейное напряжение, кВ; $T_{\text{р}}$ — число рабочих часов за характерные сутки.

Иногда потери электрической энергии за учетный период бывает удобнее считать через нагрузку одной наиболее загруженной смены (обычно дневной смены) характерных суток:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathcal{E} &= 3K_{\Phi}^2 I_{\text{ср}}^2 R_{\text{э}} (T_{\text{сI}} + K_{32}^2 T_{\text{сII}} + \\ &\quad + K_{33}^2 T_{\text{сIII}}); \\ \Delta \mathcal{E} &= 3K_{\Phi}^2 I_{\text{ср}}^2 R_{\text{э}} T_{\text{сI}}', \end{aligned} \right\} (21-5)$$

где $I_{\text{ср}}$ определяется по формуле (21-4), в которую в данном случае входит расход активной и реактивной энергии, а также число рабочих часов за одну смену; $K_{32}^2 = \mathcal{E}_{\text{аII}}/\mathcal{E}_{\text{аI}}$ и $K_{33}^2 = \mathcal{E}_{\text{аIII}}/\mathcal{E}_{\text{аI}}$ — коэффициенты загрузки II и III смен, приведенные к I смене; $\mathcal{E}_{\text{аI}}$, $\mathcal{E}_{\text{аII}}$ и $\mathcal{E}_{\text{аIII}}$ — расход активной электроэнергии за I, II, III смены; $T_{\text{сI}}$, $T_{\text{сII}}$ и $T_{\text{сIII}}$ — число рабочих часов за I, II, III смены учетного периода; $T_{\text{сI}}' = T_{\text{сI}} + T_{\text{сII}} K_{32}^2 + T_{\text{сIII}} K_{33}^2$ — число рабочих часов учетного периода, приведенных к нагрузке I смены.

При определении реактивных потерь энергии в формулы (21-3) и (21-5) подставляется эквивалентное реактивное сопротивление $X_{\text{э}}$ вместо $R_{\text{э}}$.

Определение эквивалентных сопротивлений $R_{\text{э}}$ и $X_{\text{э}}$. Эквивалентным сопротивлением какой-либо сети называется сопротивление некоторой условной неразветвленной линии, ток которой равен току головного участка сети и потери электроэнергии равны потерям в сети, т. е.

$$R_{\text{э}} = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{а.сети}}}{3I^2 T} \quad \text{и} \quad X_{\text{э}} = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{р.сети}}}{3I^2 T}.$$

Так как определять эквивалентные сопротивления с помощью показаний прибора в общем случае (для сложной схемы) весьма трудно, то рекомендуется их определять в таком случае расчетным путем через номинальные значения токов и потерь мощности, т. е. приближенно, но с поправкой, учитывающей отличие действительно протекающих токов в линии от расчетных (номинальных).

Поэтому в случае сложной сети, например для линии, изображенной на рис. 21-1, эквивалентные сопротивления — активное и реактивное — определяются по формулам:

$$R_{\text{э}} = \frac{\Sigma \Delta P_{\text{у}}'}{3I_{\text{л.н}}^2} + \frac{\Sigma \Delta P_{\text{у}}''}{3I_{\text{л.н}}^2} \frac{I_{\text{ср}}^2}{I_{\text{л.н}}^2} K_{\Phi}^2, \quad (21-6)$$

$$X_{\text{э}} = \frac{\Sigma \Delta Q_{\text{у}}}{3I_{\text{л.н}}^2}. \quad (21-7)$$

В этих формулах: $I_{\text{ср}}$ — средняя за сутки или за смену величина тока головного участка линии; $I_{\text{л.н}}$ — номинальный ток головного участка линии; $\Sigma \Delta P_{\text{у}}' = \Sigma 3I_{\text{н}}^2 R_{\text{у}20}$ — сумма номинальных активных потерь мощности всех участков данной линии, сопротивления которых взяты при температуре 20°С; $\Sigma \Delta P_{\text{у}}'' = \Sigma 3I_{\text{н}}^2 \Delta R_{\text{у}}$ — сумма дополнительных активных потерь мощности, получающихся за счет увеличения сопротивления при протекании по нему номинального тока; $I_{\text{н}}$ — номинальный ток одного участка линии; $R_{\text{у}20}$ — активное сопротивление одного участка линии, взятой при 20°С; $\Sigma \Delta Q_{\text{у}} = \Sigma 3I_{\text{н}}^2 X_{\text{у}}$ — сумма номинальных реактивных потерь мощности всех участков

¹ Если предприятие работает с выходными днями, то потери электроэнергии за выходные дни считаются отдельно.

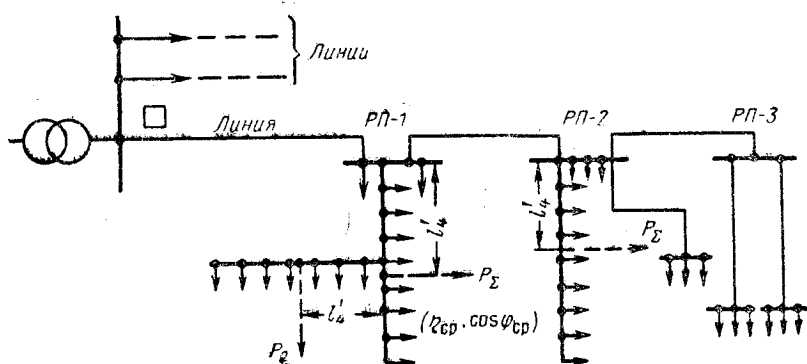


Рис. 21-1. Схема сложной разветвленной сети (радиально магистральное исполнение).

данной линии; X_y — реактивное сопротивление одного участка линии;

$$\Delta R_y = K \frac{l_n^2}{l_m^2} R_{y20},$$

где $K = \alpha$; α — максимальный допустимый перегрев провода, град; α — коэффициент повышения сопротивления от нагревания, град⁻¹; l_m — максимально допустимый по нагреву ток одного участка линии; l_n — номинальный ток одного участка

$$X_3 \approx X_0 l \frac{1}{6} \left(1 + \frac{1}{n} \right) \left(2 + \frac{1}{n} \right), \quad (21-10)$$

где n — число приемников, подключенных к данному шинному ряду.

Для линии, представленной на рис. 21-3,

$$R_3 = R_{\text{п.л}} \left[1 + \frac{\sum R_i K_{3i}^2}{\sum K_{3i}^2 R_{\text{п.л}}} \right]; \quad (21-11)$$

$$X_3 = X_{\text{п.л}} \left[1 + \frac{\sum X_i K_{3i}^2}{\sum K_{3i}^2 X_{\text{п.л}}} \right], \quad (21-12)$$

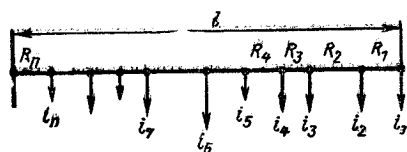


Рис. 21-2. Схема магистральной сети.

линии; R_{y20} — активное сопротивление одного участка линии, взятой при 20 °С; $\Sigma \Delta Q_y = \Sigma 3I_n^2 X_y$ — сумма номинальных реактивных потерь мощности всех участков данной линии; X_y — реактивное сопротивление одного участка линии.

Определение эквивалентных сопротивлений R_3 и X_3 в некоторых частных случаях.

Для неразветвленной линии с сосредоточенной нагрузкой на конце

$$R_3 = r_0 l; \quad X_3 = x_0 l, \quad (21-8)$$

где r_0 — активное сопротивление 1 м линии; x_0 — реактивное сопротивление 1 м линии; l — длина линии.

Если линия представляет собой шинный провод с распределенной электрической нагрузкой (рис. 21-2), то эквивалентные сопротивления такой линии приближенно определяются по формулам:

$$R_3 \approx r_0 l \frac{1}{6} \left(1 + \frac{1}{n} \right) \left(2 + \frac{1}{n} \right); \quad (21-9)$$

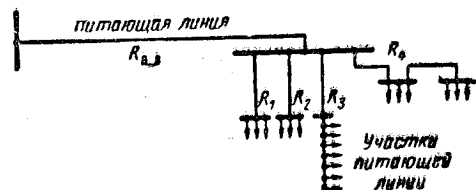


Рис. 21-3. Схема питания нагрузки, удаленной от шин цеховой подстанции.

где $R_{\text{п.л}}$, $X_{\text{п.л}}$ — активное и реактивное сопротивления питающей линии; R_i , X_i — активное и реактивное сопротивления i -го участка линии от конца питающей линии до нагрузки; $K_{3i} = P_i/P_1$ — коэффициент загрузки i -го участка относительно наиболее загруженного участка, принятого за первый.

Формулы (21-11) и (21-12) выводятся в предположении, что коэффициенты мощности всех участков равны между собой.

Если длина линии намного превышает среднюю длину участка, то R_3 и X_3 могут быть подсчитаны по более приближенным формулам:

$$R_3 \approx R_{\text{п.л}} \left[1 + \frac{\sum P_i}{n^2 R_{\text{п.л}}} \right]; \quad (21-13)$$

$$X_3 \approx X_{\text{п.л}} \left[1 + \frac{\sum X_i}{n^2 X_{\text{п.л}}} \right], \quad (21-14)$$

где n — число участков данной линии.

Формулы (21-13) и (21-14) получаются из формул (21-11), (21-12) при допущении, что $K_{з1}=1$.

Потери в трансформаторах. Потери активной электроэнергии за учетный период:

$$\Delta \mathcal{E}_a = \Delta P'_{x,x} T_0 + \Delta P'_{к.з} K_3^2 T_p, \quad (21-15)$$

где $\Delta P'_{x,x} = \Delta P_{x,x} + K_{и.п} \Delta Q_{x,x}$ — приведенные потери мощности холостого хода трансформаторов, кВт; $\Delta P'_{к.з} = \Delta P_{к.з} + K_{и.п} \Delta Q_{к.з}$ — приведенные потери мощности короткого замыкания, кВт; $K_3 = I_{ср} / I_{н.т}$ — коэффициент загрузки трансформатора по току; $\Delta P_{x,x}$ — потери мощности холостого хода; в расчетах следует принимать по каталогу равными потерям в стали; $\Delta P_{к.з}$ — потери мощности короткого замыкания; в расчетах следует принимать равными по каталогу потерям мощности в металле обмоток трансформатора; $K_{и.п}$ — коэффициент изменения потерь, зависящий от передачи реактивной мощности (для промышленных предприятий, когда его величина не задана энергосистемой, следует принимать равным в среднем 0,07), кВт/квар; T_0 — полное число часов присоединения трансформатора к электросети; T_p — число часов работы трансформатора под нагрузкой за учетный период;

$\Delta Q_{x,x} = S_{н.т} \frac{I_{x,x}}{100}$ — постоянная составляющая потеря реактивной мощности холостого хода трансформатора, квар;

$\Delta Q_{к.з} = S_{н.т} \frac{u_k}{100}$ — реактивная мощность, потребляемая трансформатором при полной нагрузке, квар; $I_{x,x}$ — ток холостого хода, %; u_k — напряжение короткого замыкания, %; $S_{н.т}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А; $I_{ср}$ — средний ток за учетный период; A ; $I_{н.т}$ — номинальный ток трансформатора, А.

Потери реактивной энергии за учетный период

$$\Delta \mathcal{E}_p = S_{н.т} \frac{I_{x,x}}{100} T_0 + S_{н.т} \frac{u_k}{100} K_3^2 T_p. \quad (21-16)$$

При подсчете потерь мощности в трехобмоточном трансформаторе пользуются выражением

$$\Delta P_{т.т} = \Delta P'_{x,x} + \Delta P'_{к.з1} K_{з1}^2 + \Delta P'_{к.з2} K_{з2}^2 + \Delta P'_{к.з3} K_{з3}^2,$$

где $\Delta P'_{к.з1}$, $\Delta P'_{к.з2}$, $\Delta P'_{к.з3}$ — приведенные потери активной мощности в обмотках высшего (1), среднего (2) и низшего (3) напряжений; $K_{з1}$, $K_{з2}$, $K_{з3}$ — коэффициенты загрузки этих же обмоток.

Потери электроэнергии в двигателях. Для крупных отдельных

агрегатов, как-то: прокатный стан, компрессор, насос двигатель — генератор и т. п. — возникает необходимость учитывать в электробалансе по указанным агрегатам потери электроэнергии в двигателях и приводимых ими в движение механизмах.

Потери при установившемся режиме. При установившемся режиме работы электродвигателей потери в них определяются как сумма потерь в металле обмоток, стали и механических. Потери в металле обмоток определяются по формулам (21-3) и (21-5), в которые вместо R_0 подставляются: для двигателей постоянного тока — сопротивление якоря r_0 ;

для синхронных двигателей — сопротивление статора r_1 ;

для асинхронных двигателей — сопротивление статора и приведенное к статору сопротивление ротора $r_1 + r_2$.

Для машин постоянного тока коэффициент β в указанных формулах отсутствует. Потери в стали определяются легко с помощью приборов, имеющихся на крупных двигателях (счетчик активной энергии, амперметр), лишь для асинхронных двигателей с фазным ротором:

$$\Delta \mathcal{E}_{0а.с} = (P_0 - 3I_0^2 r_1) T_p, \quad (21-17)$$

где P_0 — мощность при разомкнутом роторе, определяемая по счетчику или по ваттметру; I_0 — ток статора при разомкнутом роторе, определяется по амперметру двигателя.

Для всех двигателей, кроме асинхронного с фазным ротором, потери в стали не следует выделять самостоятельной статьей в электробалансе ввиду сложности такого выделения. Поскольку потери в стали двигателя мало зависят от его нагрузки, как и потери механические, то их целесообразно определять лишь в сумме с последними.

Механические потери в агрегате и электрические потери в стали приводного двигателя определяются по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_{а.мех} + \Delta \mathcal{E}_{а.с} = [P_{x,x} - 3I_{x,x}^2 r_1] T_p, \quad (21-18)$$

для машин постоянного тока — по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_{мех} + \Delta \mathcal{E}_{а.с} = [P_{x,x} - I_{x,x}^2 r_0] T_p, \quad (21-19)$$

где $P_{x,x}$ — мощность холостого хода двигателя, соединенного с механизмом, определяется по счетчику или ваттметру; $I_{x,x}$ — ток холостого хода двигателя, определяется по амперметру на двигателе.

Так как для асинхронных двигателей с фазным ротором потери в стали легко определяются по формуле (21-17), то механические потери могут быть выделены отдельно с помощью формулы (21-18).

Для машин постоянного тока потери в стали составляют незначительную часть по сравнению с механическими потерями. Учитывая к тому же то, что на валу двигателя, кроме собственных потерь, имеются еще ме-

ханические потери приводимого механизма, можно с достаточной точностью пренебречь потерями в стали и считать, что формула (21-19) определяет механические потери двигателя и механизма.

Потери в течение переходных процессов холостую за 1 ч¹. В переходных процессах потери в двигателях определяются как сумма потерь переменных и постоянных. Но постоянные потери двигателей (потери в стали, потери в металле обмоток, вызванные током намагничивания) можно не учитывать, так как их величина в процентах от общих потерь много меньше точности данной методики подсчета потерь. Поэтому за потери двигателей в переходных процессах можно принять переменные потери, определяемые по формулам: при пуске

$$\Delta \mathcal{E}_{a-n} \approx K h_n \frac{GD^2 n_0^2}{2620} \cdot 10^{-6} \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (21-20)$$

при торможении противовключением

$$\Delta \mathcal{E}_{a-t-p} \approx 3K h_t \frac{GD^2 n_0^2}{2620} \cdot 10^{-6} \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (21-21)$$

при реверсе

$$\Delta \mathcal{E}_{a-рев} \approx 4K h_p \frac{GD^2 n_0^2}{2620} \cdot 10^{-6} \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (21-22)$$

при динамическом торможении

$$\Delta \mathcal{E}_{a-t-d} \approx \Delta \mathcal{E}_{a-n}. \quad (21-23)$$

В этих формулах: h_n , h_t , h_p — число пусков, торможений, реверсов в час; n_0 — скорость вращения двигателя при идеальном холостом ходе; $K=1$ — для двигателей постоянного тока параллельного возбуждения; $K=1+\frac{r_1}{r_2}$ — для асинхронных двигателей; $K \approx 2$ — для асинхронных двигателей (нормального исполнения) с короткозамкнутым ротором и синхронных двигателей при асинхронном пуске; GD^2 — маховый момент двигателя и механизма.

Сопротивления обмоток статора r_1 и ротора r_2 для асинхронных двигателей с фазным ротором определяются с помощью измерительных приборов методом вольтметра и амперметра или посредством двойного измерительного моста.

Приведенное к статору сопротивление роторной обмотки r_2 определяется по формуле

$$r_2' = r_2 \left(\frac{U_1 \cdot 0,98}{U_{2к}} \right)^2, \quad (21-24)$$

где U_1 — линейное напряжение статора; $U_{2к}$ — линейное напряжение на кольцах ротора.

Маховой момент двигателя совместно с механизмом может быть определен методом свободного выбега. Для этого двигатель, вращающийся вхолостую, отключают от сети. В течение всего выбега несколько раз через каждые t , с (в зависимости от длительности выбега) замеряют скорость вращения двигателя. По результатам опыта строят кривую выбега — зависимость скорости вращения двигателя от времени $n=f(t)$, по которой находят величину замедления в начале выбега как тангенс угла наклона касательной кривой $n=f(t)$ в точке $t=0$ (начало выбега).

Маховой момент привода при этом определяется по формуле:

$$GD^2 = \frac{365 P_{\text{мех}}}{a_0 n_{x-x}}, \quad (21-25)$$

где n_{x-x} — частота вращения двигателя при холостом ходе; $P_{\text{мех}}$ — мощность механических потерь привода, определяется указанным выше способом.

21-3. ПРИМЕРЫ СОСТАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОБАЛАНСОВ

Исходные данные: в качестве примера взят сортопрокатный неререверсивный стан горячей прокатки, который может катать различный профиль: круг, квадрат, полосу и т. д. Стан работал в сутки 22 ч, из них 18 ч составляло время прокатки, 4 ч — время холостых ходов.

Главный привод стана питается отдельной линией от цеховой подстанции (см. схему первичных соединений подстанции прокатного цеха) напряжением 2 кВ. Линия снабжена счетчиком активной энергии. Главный привод состоит из двух асинхронных двигателей с фазным ротором, сидящих на одном валу. Данные двигателей приведены в табл. 21-1.

Вспомогательное оборудование стана (панели управления, возбудители, вентиляторы, краны, нагревательные печи и т. п.) питается от цеховой подстанции № 2 напряжением 220 В постоянного и переменного токов.

Определение составляющих частей электробаланса стана. Расход электроэнергии приводными двигателями по счетчику $\mathcal{E}_{н.д.} = 19\,700 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$.

Для данного стана установлено, что его вспомогательное оборудование расходует примерно 15—20% электроэнергии на вспомогательное оборудование всего прокатного цеха, которая по счетчику равна 21 550 кВт·ч.

Для суток, за которые подсчитывается электробаланс, на данный стан приходится 18,5%:

$$\mathcal{E}_в = 0,185 \cdot 21\,550 = 4\,000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Все составные части электробаланса выражаются в процентах общего расхода электроэнергии станом

¹ В тех случаях, когда подсчет потерь в двигателях более сложен (двигатель последовательно возбуждения, переходные процессы двигателей под нагрузкой и т. п.), следует пользоваться специальной литературой, например [Л. 21-4].

Таблица 21-1

Данные двигателей

P_H кВт	n_n , об/мин	U_n , В	$U_{\text{ЭК}}$, В	$I_{\text{н}}$, А	$I_{\text{н}}$ ' А	$r_1 \cdot 10^{-3}$, Ом	$r_2 \cdot 10^{-3}$, Ом	$r_2' \cdot 10^{-3}$, Ом
<i>Первый двигатель</i>								
900	985	2000	950	300	575	28,5	10,7	47,4
<i>Второй двигатель</i>								
530	985	2000	840	181,5	380	82	11,5	52,4

Примечание. Индексы 1 и 2 относятся соответственно к статору и ротору.

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{об}} = 19\,700 + 4\,000 = 23\,700 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_в = \frac{4\,000}{23\,700} 100\% = 16,9\%.$$

Электрические потери в линии, питающей приводные двигатели, состоят из:

1) потерь за сутки

$$\Delta \mathcal{E}^{\text{л}} = 3k_{\phi}^2 I_{\text{ср}}^2 R_{\text{с}} T_{\text{р}};$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{\mathcal{E}_в}{\sqrt{3} U_{\text{л}} \cos \varphi_{\text{св}}} = \frac{19\,700}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 22 \cdot 0,81} = 320 \text{ А}.$$

За величину $\cos \varphi_{\text{св}}$ главного привода стана можно принять средневзвешенную величину коэффициента мощности всех станов цеха, определяемую по суточному расходу активной и реактивной электроэнергии главного привода станов цеха:

$$\text{tg } \varphi_{\text{св}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{р}}}{\mathcal{E}_а} = \frac{52\,000}{71\,000} = 0,735,$$

что соответствует $\cos \varphi_{\text{св}} = 0,81$.

Для линии, питающей приводные двигатели, $R_{\text{с}} = r_0 l = 0,0615 \cdot 0,206 = 0,0127$ Ом (см. схему электроснабжения прокатного цеха). По формуле (21-2) величина $k_{\phi} = 1,05$ и $\Delta \mathcal{E}^{\text{л}} = 3 \cdot 1,05^2 \cdot 320^2 \cdot 0,0127 \cdot 22 \times 10^{-3} = 94,5$ кВт·ч (0,4%);

2) потерь за время холостых ходов стана

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{\text{х.х}}^{\text{л}} &= 3 (I_{\text{х.х1}} + I_{\text{х.х2}})^2 R_{\text{л}} t_{\text{х.х}} = \\ &= 3 (94,5 + 83)^2 \cdot 0,0127 = \\ &= 4,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (0,02\%), \end{aligned}$$

где $I_{\text{х.х1}} = 94,5$ А; $I_{\text{х.х2}} = 83$ А — токи двигателей при холостом ходе стана. Определены по приборам;

3) потерь за время прокатки

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{\text{раб}}^{\text{л}} &= \Delta \mathcal{E}^{\text{л}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{х.х}}^{\text{л}} = 94,5 - 4,8 = \\ &= 89,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (0,38\%). \end{aligned}$$

Потери в металле обмоток приводных двигателей складываются из:

1) потерь за сутки

$$\Delta \mathcal{E}^{\text{М}} = 3k_{\phi}^2 I_{\text{ср}}^2 (r_1 + r_2') T_{\text{р}}.$$

Приведенная формула дает несколько завышенные результаты, так как в действительности потери в металле обмоток асинхронного двигателя определяются как сумма потерь статора и ротора. Средний за сутки ток $I_{\text{ср}} = 320$ А, определенный с помощью счетчиков, можно распределить по машинам пропорционально их номинальным мощностям, так как данные двигатели имеют одинаковое номинальное скольжение:

$$I_{\text{ср1}} = 320 \frac{900}{1\,430} = 201 \text{ А};$$

$$I_{\text{ср2}} = 320 \frac{530}{1\,430} = 119 \text{ А};$$

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_1^{\text{М}} &= 3 \cdot 1,02 \cdot 201^2 (0,285 + 0,0474) \cdot 22 = \\ &= 207 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_2^{\text{М}} &= 3 \cdot 1,02 \cdot 119^2 (0,082 + 0,0524) \cdot 22 = \\ &= 128 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}^{\text{М}} &= \Delta \mathcal{E}_1^{\text{М}} + \Delta \mathcal{E}_2^{\text{М}} = 207 + 128 = \\ &= 335 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (1,41\%); \end{aligned}$$

2) потерь за время холостых ходов стана

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{х.х}}^{\text{М}} = 3I_{\text{х.х}}^2 (r_1 + r_2') t_{\text{х.х}};$$

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{\text{х.х1}}^{\text{М}} &= 3 \cdot 94,5^2 (0,0285 + 0,0474) \cdot 4 = \\ &= 8,12 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{\text{х.х2}}^{\text{М}} &= 3 \cdot 83^2 (0,082 + 0,0524) \cdot 4 = \\ &= 11,1 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{\text{х.х}}^{\text{М}} &= \Delta \mathcal{E}_{\text{х.х1}}^{\text{М}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{х.х2}}^{\text{М}} = \\ &= 19,22 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (0,08\%); \end{aligned}$$

3) потерь за время прокатки

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{\text{раб}}^{\text{М}} &= \Delta \mathcal{E}^{\text{М}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{х.х}}^{\text{М}} = 335 - 19,22 = \\ &= 316 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (1,33\%). \end{aligned}$$

Таблица 21-2

Результирующая таблица электробаланса прокатного стана за сутки

Размерность	Расход электроэнергии на основной технологический процесс (прокатка)										Расход электроэнергии на вспомогательные нужды	Всего электроэнергии
	Расход электроэнергии на собственно прокатку	Потери электрической энергии за время прокатки				Потери электроэнергии за время холостого хода стана				Всего потерь		
		в линиях	в двигателях	механические в стане	итого	в линиях	в двигателях	механические в стане	итого			
кВт·ч	16504,5	89,7	607	1970	2666,7	4,8	84,0	440	528,8	3195,5	4000	23 700
%	69,625	0,38	2,56	8,30	11,24	0,02	0,355	1,86	2,235	13,475	16,9	100

Механические потери в стане и приводных двигателях¹:

1) потери за сутки

$$\Delta \mathcal{E}^{\text{мех}} \approx P_{\text{омех}} T_p = 109,8 \cdot 22 = 2410 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (10,16\%),$$

где $P_{\text{омех}} = 109,8 \text{ кВт}$ — мощность механических потерь прокатного агрегата. Определена методом свободного выбега;

3) потери за время прокатки

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{раб}}^{\text{мех}} = P_{\text{омех}} t_p = 109,8 \cdot 18 = 1970 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (8,3\%).$$

Электрические потери в стали приводных двигателей:

1) потери за сутки

$$\Delta \mathcal{E}^{\text{с}} = [P_0 - 3I_{\text{х.х}}^2 (r_1 + r_2) - P_{\text{омех}}] T_p;$$

$$\Delta \mathcal{E}_1^{\text{с}} = [119,8 - 3 \cdot 94,5^2 (0,0285 + 0,0474) \times 10^{-3} - 109,8] \cdot 22 = 8,22 = 176 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_2^{\text{с}} = [120,8 - 3 \cdot 83^2 (0,082 + 0,0524) \times 10^{-3} - 109,8] \cdot 22 = 8,22 = 180 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}^{\text{с}} = \Delta \mathcal{E}_1^{\text{с}} + \Delta \mathcal{E}_2^{\text{с}} = 22 \cdot 16,2 = 356 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (1,5\%);$$

$P_{\text{0I}} = 119,8 \text{ кВт}$ } мощности холостого хода I и II прокатных двигателей, определенные по приборам;
 $P_{\text{0II}} = 120,8 \text{ кВт}$ }

2) потери за время холостых ходов станов

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{х.х}}^{\text{с}} = 16,2 \cdot 4 = 64,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (0,27\%);$$

3) потери за время прокатки

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{раб}}^{\text{с}} = 16,2 \cdot 18 = 291 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (1,23\%).$$

Электробаланс прокатного стана приведен в результирующей табл. 21-2 и на рис. 21-4.

Величина дополнительных потерь электроэнергии, связанных с нарушением технологического режима (например, недогрев слитков), может быть выявлена только на основании двух электробалансов агрегата, один из которых снят при нормальном технологическом режиме, а другой — при нарушенном. При этом косвенные затраты электроэнергии определяются как разность между расходом электроэнергии на прокатку при нарушенном технологическом про-

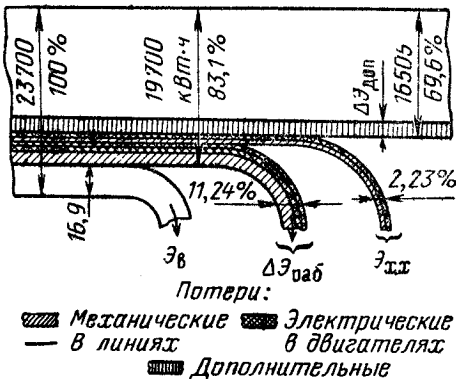


Рис. 21-4. Энергетическая диаграмма активной электроэнергии прокатного стана за сутки.

$\mathcal{E}_в$ — расход электроэнергии на вспомогательные нужды; $\Delta \mathcal{E}_{\text{раб}}$ — потери электроэнергии за время прокатки; $\Delta \mathcal{E}_{\text{х.х}}$ — потери электроэнергии за время холостых ходов стана; $\Delta \mathcal{E}_{\text{доп}}$ — дополнительный расход электроэнергии из-за нарушения технологического режима.

2) потери за время холостых ходов стана

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{х.х}}^{\text{мех}} = P_{\text{омех}} t_{\text{х.х}} = 109,8 \cdot 4 = 440 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (1,86\%).$$

¹ Механические потери мощности в данных расчетах принимаются неизменными в течение всех суток и равными механическим потерям холостого хода $P_{\text{омех}}$.

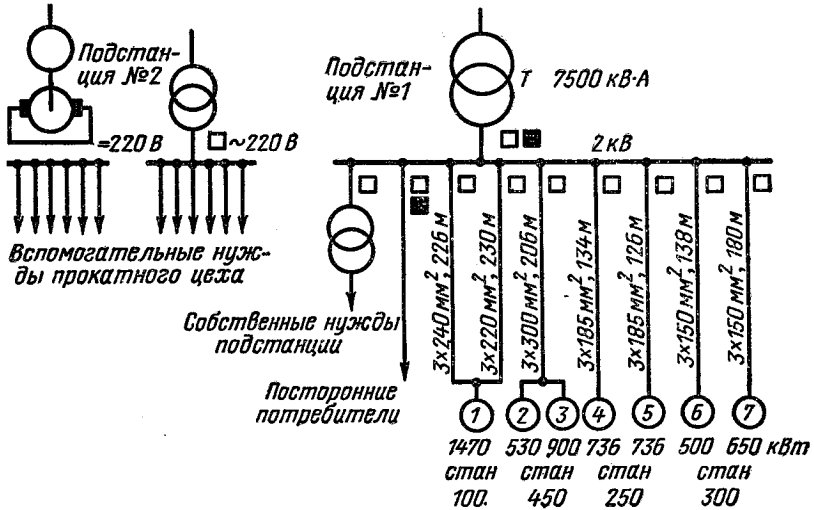


Рис. 21-5. Схема электроснабжения прокатного цеха.

□ — счетчик активной электроэнергии; ■ — счетчик реактивной электроэнергии;
○ — асинхронные двигатели станков.

цессе и расходом на прокатку при нормальном технологическом процессе.

Выводы по электробалансу прокатного стана. Подсчитанный электробаланс стана показывает, что максимальными потерями являются механические потери стана и приводных двигателей; они составляют 10, 16% общего расхода электроэнергии станом. Эта величина механических потерь заставляет обращать внимание на механическую часть агрегата, позволяет улучшить состояние подшипников. Полученный расход электроэнергии на собственно прокатку можно брать за основу при определении удельных норм электроэнергии прокатки.

Отношение этого расхода электроэнергии к выпуску продукции представляет собой удельный расход электроэнергии прокатки, не зависящий от состояния электрической сети, от типа электропривода, от потерь в агрегате. Определенный таким образом удельный расход электроэнергии зависит только от технологического цикла прокатки, от нарушения технологического режима (недогрев слитков) и сортамента прокатываемых сталей.

Суточные электробалансы активной энергии отдельных цехов.

а) Электробаланс цеха горячей прокатки. Исходные данные: цех имеет четыре неререверсивных прокатных стана. Цех снабжается электроэнергией от двух подстанций.

Подстанция № 1 питает приводные асинхронные двигатели прокатных станков. Подстанция № 2 снабжает все остальные приемники цеха напряжением 220 В постоянного и переменного тока. Необходимые данные по электроснабжению и электрооборудованию цеха приведены на схеме рис. 21-5.

Составляющие части электробаланса прокатного цеха. Методика определения составляющих частей электробаланса прокатного цеха аналогична методике одного прокатного агрегата (см. пример электробаланса прокатного стана).

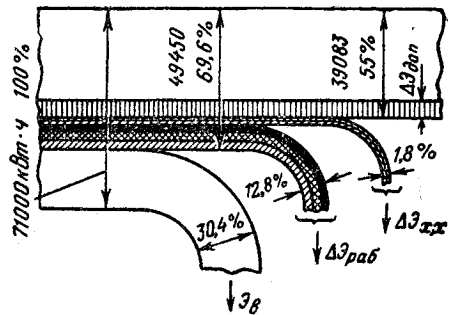


Рис. 21-6. Суточная диаграмма расхода активной электроэнергии прокатного цеха. Обозначения те же, что и на рис. 21-4.

Общий расход электроэнергии цехом (по счетчикам подстанции) $\mathcal{E}_{0,6} = 71000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ (100%).

Обычно на подстанциях, снабжающих электроэнергией прокатные цехи, все линии, питающие прокатные двигатели и посторонние нагрузки по отношению к прокатным цехам, снабжены счетчиками. Поэтому расход электроэнергии на вспомогательные нужды (охлаждение станков, двигателей, краны, освещение, панели управления и т. п.) можно определить, вычитая из показаний общих счетчиков подстанций показания счетчиков электроэнергии прокатных двигателей и посторонних нагрузок.

В данном примере расход электроэнергии на вспомогательные нужды определен по счетчикам, непосредственно учитывающим этот расход: $\Sigma_{\text{в}} = 21\,550$ кВт·ч (30,4%).

Потери электроэнергии в питающих приводные двигатели линиях, поскольку линии снабжены счетчиками, подсчитываются для каждой линии в отдельности по формулам (21-3) и (21-8) и затем складываются:

- 1) за сутки $\Delta \Sigma^{\text{л}} = 217$ кВт·ч (0,306%);
- 2) за время холостых ходов $\Delta \Sigma_{\text{х.х}}^{\text{л}} = 16$ кВт·ч (0,022%);
- 3) за время прокатки $\Delta \Sigma_{\text{раб}}^{\text{л}} = 201$ кВт·ч (0,284%).

Потери электроэнергии в металле обмоток приводных двигателей:

- 1) за сутки $\Delta \Sigma^{\text{м}} = 2\,170$ кВт·ч (3,06%);
- 2) за время холостых ходов $\Delta \Sigma_{\text{х.х}}^{\text{м}} = 82$ кВт·ч (0,12%);
- 3) за время прокатки $\Delta \Sigma_{\text{раб}}^{\text{м}} = 2\,088$ кВт·ч (2,94%).

Механические потери в агрегатах, приводных двигателях и электрические потери в стали приводных двигателей:

- 1) за сутки $\Delta \Sigma^{\text{мех}} = 7\,980$ кВт·ч (11,2%);
- 2) за время холостых ходов станов $\Delta \Sigma_{\text{х.х}} = 1\,200$ кВт·ч (1,65%);
- 3) за время прокатки $\Delta \Sigma_{\text{раб}}^{\text{мех}} = 6\,780$ кВт·ч (9,55%).

Энергетическая диаграмма активной электроэнергии прокатного цеха за сутки приведена на рис. 21-6.

б) *Электробаланс компрессорной станции промышленного предприятия.* Исходные данные: в качестве примера рассмотрена компрессорная станция, состоящая из четырех поршневых двухцилиндровых компрессоров типа 2ВГ, снабжающих предприятие сжатым воздухом с рабочим давлением 6,3—6,4 кгс/см².

Компрессоры работают круглые сутки с полной нагрузкой. В период между рабочими сменами на предприятии в течение 40—45 мин потребление сжатого воздуха снижается на 50%. Избыток воздуха выпускают при этом в течение 30—35 мин дроссельной заслонкой со стороны рабочего давления компрессоров в атмосферу. Режим работы компрессоров зимний, при средней температуре наружного воздуха —10 °С.

Охлаждающая вода компрессоров подается от заводской водопроводной сети. Схема электроснабжения компрессорной приведена на рис. 21-7. Способ регулирования расхода воздуха на рассматриваемой компрессорной неэкономичен, так как в течение выпуска избыточного воздуха в атмосферу приводные двигатели компрессоров остаются практически полностью загруженными.

При данном способе регулирования расхода воздуха целесообразно выделить потери компрессорной установки за время,

соответствующее работе компрессора вхолостую, т. е. на рабочее давление воздухо-сборника, но без расхода воздуха предприятием. Указанное время можно найти замечательной диаграммой расхода воз-

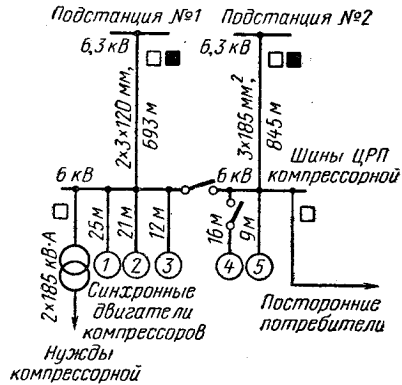


Рис. 21-7. Схема электроснабжения компрессорной станции.

1—5 — синхронные двигатели компрессоров (ДСК-213/39-36; двигатель 4 находится в резерве); $S_{\text{н}} = 740$ кВ·А; $U = 6$ кВ; $I_{\text{н}} = 71,5$ А; $n = 167,5$ об/мин; $r_1 = 0,97$ Ом.

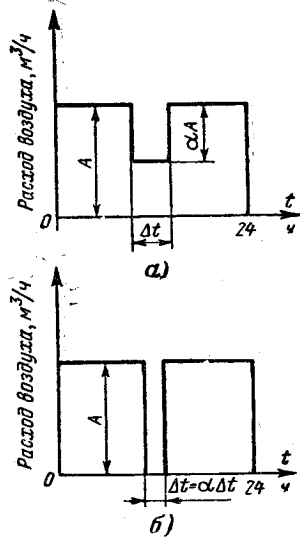


Рис. 21-8. Диаграмма расхода воздуха.

а — в рабочем режиме; б — при выпуске воздуха в атмосферу.

духа диаграммой с провалом расхода воздуха до нуля (рис. 21-8) при условии, что расход воздуха при этом сохраняется неизменным.

Из рис. 21-8 следует, что $\Delta t' = \alpha \Delta t$.

Определение составляющих частей электробаланса компрессорной станции. Общий расход электроэнергии компрессорной по счетчикам:

$$\Sigma_{\text{об}} = 51\,495 \text{ кВт·ч (100\%)}.$$

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанции (освещение и т. п.) определен по счетчику (см. схему):

$$\mathcal{E}_в = 450 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (0,87\%).$$

Потери электроэнергии в питающих линиях (кабелях) подсчитываются по формулам (21-3) и (21-8):

1) потери за сутки

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}^л &= 3 \cdot 1,05^2 [183^2 \cdot 0,0548 + \\ &+ 79,5^2 \cdot 0,0845] \cdot 24 = 7,8 \cdot 24 = \\ &= 187 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (0,363\%); \end{aligned}$$

2) потери за время выпуска избыточного воздуха в атмосферу при отсутствии потребления сжатого воздуха

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{х.х}^л &= 3K_{\Phi}^2 [I_{ср1}^2 r_{л1} + I_{ср2}^2 r_{л2}] \Delta t' = \\ &= 7,8 \cdot \frac{1}{4} = 1,95 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (0,004\%); \end{aligned}$$

3) потери за время рабочего потребления воздуха

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{раб}^л &= \Delta \mathcal{E} - \Delta \mathcal{E}_{х.х}^л = 187 - 1,95 = \\ &= 185 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (0,359\%). \end{aligned}$$

Потери в металле обмоток приводных двигателей:

1) потери за сутки

Для определения потерь в приводных двигателях требуется, вообще говоря, распределить средний за сутки общий ток двигателей, найденный по показаниям счетчиков и по формулам (21-3) и (21-5) по отдельным двигателям. Однако в данном примере паспортные данные двигателей примерно одинаковы, поэтому потери можно определить сразу для всех двигателей:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}^м &= 3K_{\Phi}^2 \left(\frac{I_{ср}}{n}\right)^2 r_{иср} n T_p = \\ &= 3 \cdot 1,05^2 \left(\frac{205}{4}\right)^2 0,97 \cdot 4 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = \\ &= 810 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (1,58\%), \end{aligned}$$

где $n=4$ — число приводных двигателей компрессоров;

2) потери за время выпуска избытка воздуха в атмосферу при отсутствии потребления сжатого воздуха:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{х.х}^м &= 3I_{н}^2 r_{иср} \Delta t' n = \\ &= 3 \cdot 71,5^2 \cdot 0,97 \cdot 4 \cdot \frac{1}{4} \cdot 10^{-3} = \\ &= 14,90 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (0,03\%); \end{aligned}$$

3) потери за время рабочего потребления воздуха

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{раб}^м &= \Delta \mathcal{E}^м - \Delta \mathcal{E}_{х.х}^м = 810 - 14,9 = \\ &= 795 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (1,55\%). \end{aligned}$$

Механические потери компрессорных агрегатов и потери в стали приводных двигателей:

1) потери за сутки

$$\Delta \mathcal{E}^мех = [P_{оср} - 3I_{х.х.ср}^2 r_{иср}] tn,$$

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}^мех &= [11,54 - 3 \cdot 21,5^2 \cdot 0,97 \cdot 10^{-3}] \cdot 24 \cdot 4 = \\ &= 10,2 \cdot 24 \cdot 4 = 980 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (1,9\%); \end{aligned}$$

$P_{оср}=11,54$ кВт — мощность холостого хода одного из приводных двигателей при работе компрессора вхолостую без давления. Эта мощность принята за среднюю мощность холостого хода всех приводных

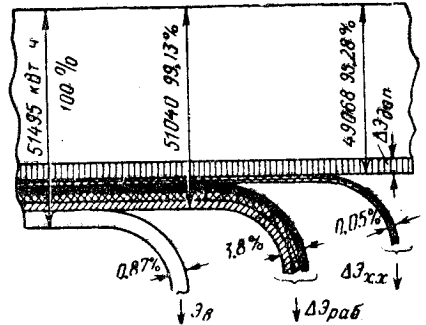


Рис. 21-9. Энергетическая диаграмма активной электроэнергии компрессорной станции за сутки. Обозначения те же, что и на рис. 21-4; $\Delta \mathcal{E}_{доп}$ — дополнительный расход, зависящий от состояния атмосферы.

двигателей (величина $P_{оср}=11,54$ кВт берется из данных по испытанию резервного компрессора);

2) потери за время выпуска избытка воздуха в атмосферу при отсутствии потребления сжатого воздуха:

$$\Delta \mathcal{E}_{х.х}^мех = 10,2 \cdot \frac{1}{4} \cdot 4 = 10,2 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (0,02\%);$$

3) потери за время рабочего потребления воздуха

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{раб}^мех &= \Delta \mathcal{E}^мех - \Delta \mathcal{E}_{х.х}^мех = \\ &= 980 - 10,2 = 969,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч} (1,88\%). \end{aligned}$$

Энергетическая диаграмма активной электроэнергии и компрессорной станции за сутки приведена на рис. 21-9.

Выводы. Оставшийся за вычетом потерь расход электроэнергии 42 068 кВт·ч полностью идет на производство сжатого воздуха. Отношение этого расхода электроэнергии к суточному расходу сжатого воздуха, пересчитанного на нормальные условия (0 °С, 760 мм рт. ст.), представляет собой удельные нормы электроэнергии компрессорной. Определенные таким образом удельные нормы будут зависеть лишь от внешних факторов (температура всасывания, атмосферное давление, высота над

уровнем моря) и от точности учета выработки сжатого воздуха.

Эти удельные нормы не будут зависеть ни от системы электроснабжения компрессоров, ни от потерь электрических и механических в оборудовании.

в) **Электробаланс насосной станции промышленного предприятия.** Исходные данные: в качестве примера рассмотрена насосная станция, снабжающая водой из

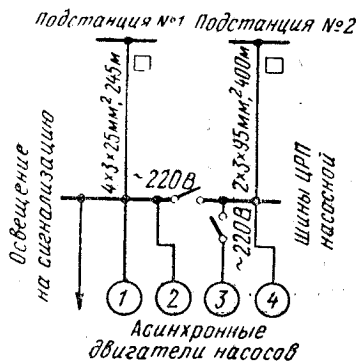


Рис. 21-10. Схема электроснабжения насосной станции.

1 и 3 — асинхронные двигатели (А-82/4,55 кВт) насосов, перекачивающих воду из бака в водопроводную сеть предприятия (двигатель 3 находится в резерве); 2 и 4 — асинхронные двигатели (А-91/4,75 кВт) насосов, нагнетающих воду в бак из артезианских колодцев.

артезианских скважин промышленное предприятие. Станция имеет два насоса производительностью по 150 м³/ч, нагнетающих воду из колодцев в бак, и один насос производительностью 350 м³/ч, качающий воду из бака в водопроводную сеть предприятия. Нагнетающие насосы работают с давлением 0,2 кгс/см², перекачивающий насос — с давлением 3 кгс/см². Насосы работают круглые сутки.

В течение 2 ч за сутки перекачивающий насос работает с пониженной на 40% нагрузкой по сравнению с нагрузкой в остальное время. В течение этого времени прикрывается кран у забора воды перекачивающего насоса. При этом нагрузка на двигателе перекачивающего насоса снижается. Так же как и для компрессорной, для насосной станции действительная диаграмма расхода воды за сутки заменится диаграммой с провалом до нуля расхода воды. Необходимые данные по электроснабжению и электрооборудованию насосной станции приведены на схеме рис. 21-10.

Составные части электробаланса насосной станции. Методика определения составляющих частей электробаланса насосной станции аналогична методике компрессорной (см. пример электробаланса компрессорной).

Общий расход электроэнергии насосной $\mathcal{E}_{\text{об}} = 3840 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ (100%).

Расход электроэнергии на вспомогательные нужды. Для данной насосной вследствие их незначительности ими можно пренебречь: $\mathcal{E}_{\text{в}} = 0$.

Потери электроэнергии в питающих насосную станцию линиях:

- 1) за сутки $\Delta\mathcal{E}^{\text{л}} = 236 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ (6,231%);
- 2) за время, в течение которого расход воды предприятием равен нулю: $\Delta\mathcal{E}_{\text{х.х}}^{\text{л}} = 1,2 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ (0,032%);
- 3) за время рабочего потребления воды $\Delta\mathcal{E}_{\text{раб}}^{\text{л}} = 234,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ (6,2%).

Потери электроэнергии в металле обмоток двигателей:

- 1) за сутки $\Delta\mathcal{E}^{\text{м}} = 87 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ (2,223%);
- 2) за время, в течение которого расход воды предприятием равен нулю: $\Delta\mathcal{E}_{\text{х.х}}^{\text{м}} = 0,9 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ (0,023%);
- 3) за время рабочего потребления воды $\Delta\mathcal{E}_{\text{раб}}^{\text{м}} = 86,1 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ (2,2%).

Механические потери в насосах и приводных двигателях и электрические потери в стали приводных двигателей:

- 1) за сутки $\Delta\mathcal{E}^{\text{мех}} = 109,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ (2,845%);
- 2) за время, в течение которого расход воды предприятием равен нулю $\Delta\mathcal{E}_{\text{х.х}}^{\text{мех}} = 1,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ (0,045%);
- 3) за время рабочего потребления воды $\Delta\mathcal{E}_{\text{раб}}^{\text{мех}} = 108,1 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ (2,8%).

Энергетическая диаграмма активной электроэнергии насосной станции за сутки приведена на рис. 21-11.

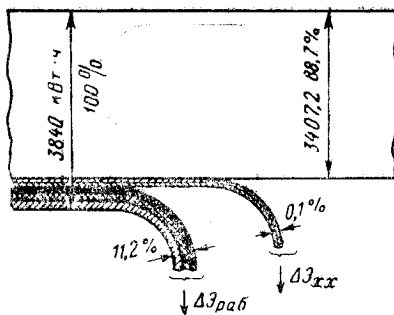


Рис. 21-11. Энергетическая диаграмма активной электроэнергии насосной станции за сутки. Обозначения — см. рис. 21-4.

Электробаланс промышленного предприятия за месяц. Исходные данные: в качестве примера рассмотрен металлообрабатывающий завод среднего машиностроения. Завод имеет две подстанции с напряжением 10/0,22 кВ. Подстанция 1 оборудована двумя трансформаторами по 560 кВ·А, подстанция 2 — одним трансформатором, 560 кВ·А. Трансформаторы подстанций снабжены счетчиками активной и реактивной энергии. Каждая отходящая от подстанции линия имеет счетчик активной энергии. Завод работает в три смены с выход-

ными днями. Загрузка завода по электроэнергии по сменам — см. пояснения к формуле (21-5) для подстанции 1: $K_{32}=0,75$; $K_{33}=0,675$; для подстанции 2: $K_{32}=0,736$; $K_{33}=0,314$.

Составные части электробаланса завода. Взято из энергосистемы (определено по счетчикам):

$$\mathcal{E}_a = 736\ 000 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_p = 497\ 000 \text{ квар}\cdot\text{ч}.$$

Выработано внутри предприятия:

а) активной электроэнергии $\mathcal{E}_a=0$;

б) реактивной энергии статическими конденсаторами $\mathcal{E}_p = Q_n T = 325 \cdot 720 = 234\ 000 \text{ квар}\cdot\text{ч}$.

Отдано постороннему потребителю (определено по счетчику)

$$\mathcal{E}_a = 2\ 920 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \mathcal{E}_p = 0.$$

Потреблено внутри предприятия:

$$\mathcal{E}_a = 736\ 000 - 2\ 920 = 733\ 080 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_p = 497\ 000 + 234\ 000 = 731\ 000 \text{ квар}\cdot\text{ч}.$$

Расход электроэнергии на общезаводские вспомогательные нужды (компрессорная, заводской электротранспорт, вспомогательные цехи и т. д.) определяется на предприятиях отдельными счетчиками:

$$\mathcal{E}_a = 23\ 400 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_p = 15\ 010 \text{ квар}\cdot\text{ч}.$$

Расход электроэнергии на внутрицеховые вспомогательные нужды (краны, вспомогательные мастерские, освещение и т. п.) следует определять лишь в том случае, когда токоприемники вспомогательных нужд

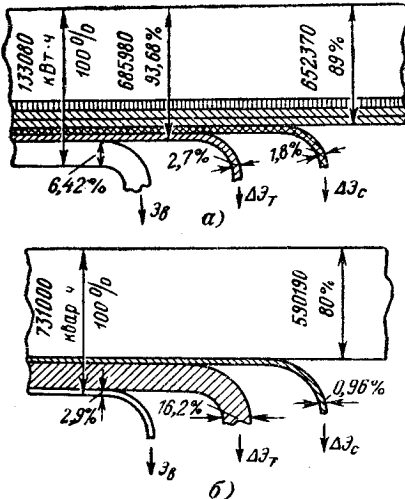


Рис. 21-12. Энергетические диаграммы активной и реактивной электроэнергии промышленного предприятия.

а — для активной энергии; б — для реактивной энергии; $\Delta\mathcal{E}_T$ — потери в трансформаторах; $\Delta\mathcal{E}_C$ — потери в сети.

Таблица 21-3

Расход электроэнергии

1) основными производственными цехами:

Цехи	Активная энергия, кВт·ч		Реактивная энергия, квар·ч
	Основной технологический процесс	Внутрицеховые вспомогательные нужды	
Механические:			
№ 1	140 000	4090	121 800
№ 2	97 870	3700	77 500
№ 3	116 300	1980	99 300
№ 4	140 700	5170	190 030
Сборочный	19 900	6800	29 150
Гальванический .	68 200	860	32 200
Термический . . .	80 900	1000	45 000
Кузница	2 300	100	2 000
Итого	666 170	29 700	596 980

Таблица 21-4

2) на общезаводские вспомогательные нужды

Наименование	Активная энергия, кВт·ч	Реактивная энергия, квар·ч
Компрессорная	22 400	14 330
Общезаводский транспорт, грузовые лифты	790	570
Вспомогательные мастерские, заводоуправление, склады и прочие нужды	210	120
Итого	23 400	15 020

3) на потери электроэнергии в общезаводской сети: активной 19 810 кВт·ч; реактивной 119 000 квар·ч;

4) посторонними потребителями: активной 2 920 кВт·ч; реактивной 0 квар·ч. питаются отдельными (от технологической нагрузки) линиями, снабженными счетчиками.

В данном примере имеет место указанный случай:

$$\mathcal{E}_a = 23\ 700 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_p = 6\ 100 \text{ квар}\cdot\text{ч}.$$

Потери электроэнергии:

1) потери в сети [подсчитаны с использованием формул (21-5), (21-9)—(21-12)]:

$$\Delta\mathcal{E}_a = 13\ 800 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta\mathcal{E}_p = 700 \text{ квар}\cdot\text{ч}.$$

2) потери в трансформаторах подсчитаны по формулам (21-15) и (21-16):

$$\Delta \mathcal{E}_a = 19\,810 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_p = 119\,000 \text{ квар}\cdot\text{ч}.$$

Суммарные потери в сети и трансформаторах:

$$\Delta \mathcal{E}_a = 33\,610 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_p = 119\,700 \text{ квар}\cdot\text{ч}.$$

Потери в сети и трансформаторах общезаводских вспомогательных нужд для электробаланса по заводу отдельно не определяются. Они входят в расход электроэнергии на вспомогательные нужды, который определяется по показаниям счетчиков. Это замечание относится также к внутривзводским вспомогательным нуждам, электроэнергия которых учитывается отдельными счетчиками.

Расход электроэнергии на основной технологический процесс, включая сюда потери в электроприводах и станках:

$$\mathcal{E}_a = 733\,080 - 23\,400 - 23\,700 - 33\,610 =$$

$$= 652\,370 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_p = 731\,000 - 119\,700 - 21\,100 =$$

$$= 590\,180 \text{ квар}\cdot\text{ч}.$$

Баланс электроэнергии предприятия (рис. 21-12). Получение электроэнергии от системы питания: 1) активной 736 000 кВт·ч; 2) реактивной 731 000 квар·ч.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

21-1. Методика составления электробалансов промышленных предприятий. Информационное письмо 1/31. Госинспекция по электронадзору и МЭИ. М., Госэнергоиздат, 1956.

21-2. Федоров А. А. Электроснабжение промышленных предприятий. М., Госэнергоиздат, 1961.

21-3. Справочник энергетика промышленных предприятий, т. 1. М., Госэнергоиздат, 1961.

21-4. Голован А. Т. Основы электропривода. М., Госэнергоиздат, 1948.

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ВТОРОЙ

ВЫБОР ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

22-1. СХЕМЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ

Основными схемами соединения ртутных и полупроводниковых вентилях в преобразователях являются шестифазная нулевая схема с уравнительным реактором и трехфазная мостовая схема. В ртутных преобразователях применяется в основном шестифазная нулевая схема с уравнительным реактором, имеющая ряд преимуществ перед другими схемами (при этой схеме выпрямления в преобразователях на низкое и среднее напряжение и большой ток устанавливается меньшее количество вентилях и обеспечивается более высокий к. п. д. установки). Для получения высоких напряжений в преобразователях ртутные вентилях включаются по трехфазной мостовой схеме.

В полупроводниковых установках средней и большой мощности применяется обычно трехфазная мостовая схема выпрямления, при которой коэффициент использования трансформатора и вентилях по напряжению приближается к единице.

В преобразователях установках малой и средней мощности применяются как однофазные схемы выпрямления, так и трехфазная или шестифазная схема со средней точкой. Однако эти схемы имеют ряд существенных недостатков.

В табл. 22-1 приводятся соотношения между важнейшими электрическими параметрами наиболее распространенных схем соединения вентилях в преобразователях.

Применение определенной схемы для

различных типов вентилях в преобразователях обосновывается технико-экономическими расчетами.

Основные преимущества и недостатки указанных выпрямительных схем приводятся в табл. 22-2. Для получения больших выходных токов и высоких напряжений преобразовательных установок применяются комбинированные схемы (последовательное и параллельное соединение трехфазных мостовых схем, параллельное соединение шестифазных схем с уравнительным реактором и т. д.).

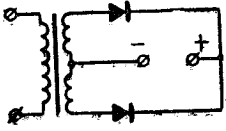
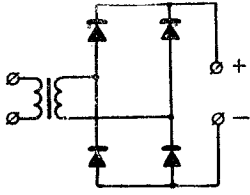
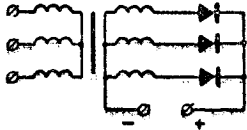
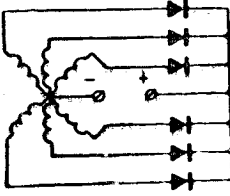
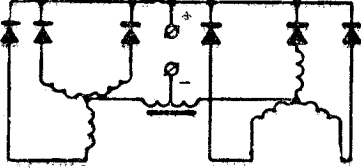
22-2. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ РТУТНЫХ И ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

В системах электроснабжения промышленных предприятий для питания потребителей постоянного тока применяются полупроводниковые и ртутные преобразовательные установки. Механические выпрямители широкого распространения не получили ввиду быстрого внедрения полупроводниковых преобразовательных устройств, имеющих лучшие технико-экономические показатели.

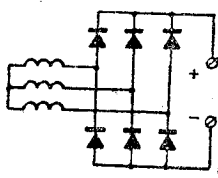
Ртутные преобразовательные установки имеют ряд преимуществ перед другими типами преобразователей: выходное напряжение плавно регулируется при помощи сеток с большим быстродействием системы управления (особенно это важно для регулирова-

Таблица 22-1

Соотношения между важнейшими электрическими величинами некоторых выпрямительных схем

Схема	U_{d0}/U_2	$U_{обр}/U_{d0}$	$I_{зср}/I_d$	I_2/I_d	I_1/I_d	λ	S_T/P_d'	ν
<p>Однофазная двухполупериодная со средней точкой</p> 	0,9	3,14	0,5	0,71	1,0	—	1,34	—
<p>Однофазная мостовая</p> 	0,9	1,57	0,5	0,785	1,11	—	1,23	—
<p>Трёхфазная со средней точкой</p> 	1,17	2,1	0,33	0,577	0,471	0,87	1,35	0,826
<p>Шестифазная со средней точкой</p> 	1,35	2,1	0,167	0,408	0,577	1,23	1,55	0,955
<p>Шестифазная с уравнивающим реактором</p> 	1,17	2,1	0,167	0,289	0,408	0,5	1,26	0,955

Продолжение табл. 22-1

Схема	U_{d0}/U_2	$U_{обр}/U_{d0}$	I_{2cp}/I_d	I_s/I_d	I_1/I_d	A	S_T/P_d'	ν
Трехфазная мостовая 	2,34	1,05	0,33	0,577	0,817	0,5	1,05	0,955

Примечание. U_{d0} — выпрямленное напряжение; U_2 — фазное напряжение вторичной обмотки трансформатора (действующее значение); $U_{обр}$ — максимальное значение обратного напряжения; I_{2cp} — среднее значение вторичного тока трансформатора; I_d — выпрямленный ток (среднее значение); I_2 — действующее значение вторичного тока трансформатора; I_1 — действующее значение первичного тока трансформатора; A — коэффициент наклона внешней характеристики; S_T — типовая мощность трансформатора; P_d' — условная мощность на стороне постоянного тока, $P_d' = U_{d0} I_d$; ν — коэффициент искажения.

Таблица 22-2

Преимущества и недостатки выпрямительных схем

№ схемы	Преимущества	Недостатки	Область применения
1	Простота	Большие анодные токи; значительная пульсация выпрямленного напряжения; несимметричная нагрузка сети переменного тока	Полупроводниковые установки малой и средней мощности
2	Простота; хорошее использование трансформатора	То же; необходимость двойного числа вентилей	То же
3	Простота; симметричная нагрузка фаз питающей сети	Значительные анодные токи; резко падающая внешняя характеристика; повышенная расчетная мощность трансформатора	Ртутные и полупроводниковые установки малой и средней мощности
4	Относительная простота; меньшая величина высших гармоник в выпрямленном напряжении и первичном токе сети	Резко падающая внешняя характеристика; плохое использование трансформатора	То же
5	Малые анодные токи; благоприятный характер внешней характеристики; хорошее использование трансформатора	Необходимость в уравнительном реакторе; большие обратные напряжения	Ртутные и полупроводниковые установки большой мощности низкого и среднего напряжений
6	Малые обратные напряжения; благоприятный характер внешней характеристики; хорошее использование трансформатора	Большие анодные токи; необходимость двойного числа вентилей	Мощные ртутные установки высокого напряжения; полупроводниковые установки

Таблица 22-3

Общие положения по сравнению ртутных и полупроводниковых преобразовательных установок

Ртутная преобразовательная установка

Полупроводниковая преобразовательная установка

Коэффициент полезного действия

Ртутные преобразовательные установки имеют к. п. д. ниже, чем полупроводниковые за счет большой потери мощности в ртутных вентиллях; к. п. д. установок составляет $93 \div 97\%$

При выпрямленном напряжении до 600 В к. п. д. выше, чем у ртутных преобразователей; при выпрямленном напряжении выше 600 В к. п. д. полупроводниковых и ртутных преобразовательных установок отличаются незначительно; в мощных установках к. п. д. достигает 98%

Коэффициент мощности

У нерегулируемых установок достигается $\cos \varphi = 0,93 \div 0,94$, при сеточном регулировании $\cos \varphi$ снижается с уменьшением величины выпрямленного напряжения

У нерегулируемых установок достигается $\cos \varphi = 0,93 \div 0,95$; при дроссельном или тиристорном регулировании $\cos \varphi$ снижается с уменьшением величины выпрямленного напряжения

Размеры, масса и требуемая площадь для установки

Для мощных преобразовательных установок, питающих электропривод постоянного тока с напряжением более 600 В, меньше, чем у полупроводниковых преобразователей

Меньше, чем у ртутных преобразователей (за исключением электропривода постоянного тока при напряжении свыше 600 В)

Стоимость на единицу мощности

При выпрямленном напряжении более 600 В стоимость ртутно-преобразовательных установок, питающих электропривод постоянного тока, меньше, чем полупроводниковых преобразователей

Меньше, чем у ртутных преобразователей (за исключением электропривода постоянного тока при напряжении свыше 600 В)

Пуск в работу

Требуются подогрев анодов вентиля и определенная температура охлаждающей воды

Не требуется предварительного подогрева вентиля, что значительно упрощает пуск в работу

Способность выносить кратковременные перегрузки и перенапряжения

Достаточная

Ограниченная

Регулирование выпрямленного напряжения

Обеспечивается, но при сеточном регулировании ухудшается не только коэффициент мощности, но и увеличивается вероятность обратных зажигания вентиля

Обеспечивается, но при дроссельном и тиристорном регулировании выпрямленного напряжения ухудшается коэффициент мощности

мого электропривода постоянного тока); применяются на высокие напряжения, при этом надежны в работе; выдерживают большие обратные напряжения и допускают значительные перегрузки. Однако имеют недостатки: подверженность обратным зажиганиям, более низкий к. п. д. при напряжениях до 500—600 В, большое падение напряжения в дуге и т. д.

Полупроводниковые преобразовательные установки имеют более высокий к. п. д. при низких и средних напряжениях, надежны в работе, просты в эксплуатации, компактны, устойчиво работают в большом ин-

тервале температур окружающей среды, но допускают ограниченные перегрузки и перенапряжения. Сравнительные данные ртутных и полупроводниковых преобразовательных установок приведены в табл. 22-3.

При дальнейшем совершенствовании мощных силовых кремниевых вентиля и тиристоров, схем управления и защиты полупроводниковые преобразовательные установки полностью заменят другие типы преобразователей во всех областях промышленности, особенно в мощном электроприводе постоянного тока высокого напряжения.

22-3. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Для выбора типа и количества преобразовательных установок, схемы соединения вентилялей, определения параметров схемы, а также для анализа работы преобразователей в различных режимах необходимо знать следующие их характеристики:

1) гармонический состав тока и напряжения при работе преобразовательных установок;

2) коэффициент мощности преобразовательной установки;

3) коэффициент полезного действия;

4) регулировочную характеристику установок;

5) внешнюю характеристику установок.

1. При разложении кривой тока питающей сети на гармонические составляющие выясняется, что кроме основной гармоники имеется в наличии ряд гармонических более высоких порядков. Порядок гармонических, содержащихся в первичном токе преобразовательных установок, определяется по формуле [Л. 22-1]:

$$n = kt \pm 1, \quad (22-1)$$

где n — порядок гармонических; k — последовательный ряд целых чисел; t — число фаз выпрямления.

При выборе схемы выпрямления следует помнить, что преобразовательные установки являются генераторами высших гармонических. Так, трехфазная мостовая схема и шестифазная схема с уравнительным реактором выдают в сеть 5, 7, 11, 13-ю и более высокие гармоники, искажая кривую первичного тока. Несинусоидальность напряжения сети обусловлена наличием таких нелинейных сопротивлений, как преобразовательные установки.

Высшие гармонические токи и напряжения сети ухудшают коэффициент мощности как преобразовательных установок, так и других потребителей сети. При этом возможны явления резонанса тока в сети, что является аварийным состоянием системы. Применение условного двенадцатифазного режима работы преобразовательных установок, при котором первичные или вторичные обмотки силовых трансформаторов соединены равным числом звезд и треугольников, приводит к отсутствию 5-й и 7-й гармоник в питающей сети.

При отсутствии несимметрии напряжения в питающей сети порядок гармонических в выпрямленном напряжении определяется выражением

$$n = k \cdot m. \quad (22-2)$$

При шестифазном выпрямлении возникают 6, 12, 24-я и другие высшие гармоники. В случае несимметрии напряжения питающей сети возможны появления 2, 4, 8-й, а при работе выпрямителей с неполным числом фаз — 3-й гармонической составляющей [Л. 22-2].

Подавляющее число потребителей постоянного тока (электролизные установки, аккумуляторные батареи и т.д.) используют лишь постоянную составляющую выпрямленного тока, переменная составляющая вызывает лишь потери в таких потребителях [Л. 22-3]. Уменьшение искажений выпрямленного напряжения достигается применением многофазной схемы выпрямления, а также при помощи сглаживающих фильтров (реакторов и резонансных контуров).

2. Коэффициент мощности преобразовательной установки определяется произведением коэффициента искажения первичного тока на косинус угла сдвига тока и напряжения

$$\lambda = \nu \cos \varphi, \quad (22-3)$$

где $\nu = I_{1(1)}/I_1$ — коэффициент искажения, определяющийся отношением основной гармонической $I_{1(1)}$ к действующему значению первичного тока I_1 ; $\cos \varphi$ — косинус угла сдвига фаз первичного тока и напряжения.

В результате процесса коммутации вентилялей число высших гармонических в первичной сети снижается на 30—50% [Л. 22-4]. Однако при сеточном регулировании вентилялей число высших гармонических в первичной сети возрастает.

Коэффициент искажения для шестифазных схем выпрямления $\nu = 0,955$.

На угол сдвига фаз φ влияют величина намагничивающего тока трансформатора, угол коммутации вентилялей γ и угол регулирования α .

При сеточном регулировании величины выпрямленного напряжения угол коммутации вентилялей уменьшается.

С учетом угла регулирования косинус угла сдвига фаз определяется [Л. 22-2]

$$\cos \varphi = \cos \left(\alpha + \frac{\gamma}{2} \right) \cos \frac{\gamma}{2}. \quad (22-4)$$

Можно определить $\cos \varphi$ другим способом, зная величины выпрямительного напряжения $U_{d\alpha}$ и выпрямленного напряжения холостого хода выпрямителя U_{d0} [Л. 22-4]:

$$\cos \varphi = \frac{U_{d\alpha}}{U_{d0}}. \quad (22-5)$$

Коэффициент мощности является одним из основных показателей работы преобразовательной установки и определяет загрузку сети реактивной мощностью.

Рекомендуемые способы улучшения коэффициента мощности преобразовательных установок:

1) включение вентилялей по многофазной схеме для уменьшения высших гармонических в первичном токе и увеличения коэффициента искажения ν ;

2) регулирование выпрямленного напряжения осуществлять по возможности комбинированным способом: при помощи регулировочного трансформатора, а в пре-

делах ступени — регулированием задержки отпирания вентилей;

3) применение батарей статических конденсаторов или компенсационных выпрямительных агрегатов, работающих с искусственной коммутацией тока.

3. Коэффициент полезного действия выпрямительной установки определяется

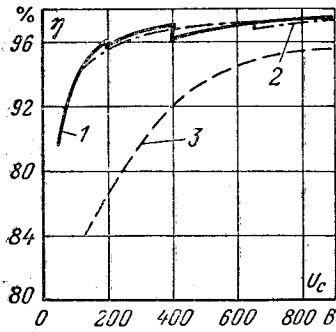


Рис. 22-1. Зависимость к.п.д. выпрямительных агрегатов при токе 20 000—25 000 А от величины напряжения.

1 — кремниевый выпрямитель; 2 — контактный выпрямитель; 3 — ртутный выпрямитель.

отношением мощности, отдаваемой на стороне постоянного тока, к активной мощности, забираемой из питающей сети:

$$\eta = \frac{U_d I_d}{U_d I_d + \Delta P_{тр} + \Delta P_{ш} + \Delta P_{в.у} + \Delta P_{в.с}} \quad (22-6)$$

где U_d и I_d — выпрямленные напряжение и ток установки; $\Delta P_{тр}$ — потери в трансформаторе, которые складываются из потерь в стали ΔP_c и потерь в меди ΔP_m ; $\Delta P_{тр} = \Delta P_c + \Delta P_m$; $\Delta P_{ш}$ — потери в ошиновке агрегата со стороны переменного и постоянного тока; $\Delta P_{в.с}$ — потери во вспомогательных устройствах и собственных нуждах; $\Delta P_{в.у}$ — потери в выпрямительном устройстве, $\Delta P_{в.у} = m \Delta U_{в.ср} I_{в.ср}$; m — количество вентилей в выпрямительной установке; $\Delta U_{в}$ — потери напряжения в вентиле, которые составляют: в кремниевом вентиле $\Delta U_{в} = 0,5 \div 1,5$ В, в ртутном вентиле $\Delta U_{в} = 20 \div 22$ В; $I_{в.ср}$ — среднее значение тока вентилей.

Потери в дуге ртутных вентилей значительно снижают к.п.д. ртутно-преобразовательных агрегатов. С повышением напряжения установки относительное значение потерь уменьшается, что приводит к повышению к.п.д. агрегата.

Коэффициент полезного действия преобразовательной установки изменяется в зависимости от режима работы установки, но является максимальным при $I_{вар} = 0,7 \div 0,8$ номинальной за счет уменьшения потерь в силовом трансформаторе и шинах. Зависимость к.п.д. различных видов пре-

образователей от напряжения приведена на рис. 22-1.

4. Регулировочная характеристика управляемой выпрямительной установки устанавливает зависимость величины выпрямленного напряжения U_d от угла регулирования α .

Выпрямленное напряжение определяется [Л. 22-1]: при непрерывном токе

$$U_d = U_{дс} \cos \alpha, \quad (22-7)$$

где $U_{дс}$ — выпрямленное напряжение холостого хода при $\alpha = 0$; при наличии разрывов в токе

$$U_d = \frac{1 - \sin \left(\alpha - \frac{\pi}{m} \right)}{2 \sin \frac{\pi}{m}}, \quad (22-8)$$

где m — количество фаз выпрямления.

В выпрямительных установках со стабилизацией выпрямленного напряжения угол регулирования будет максимальным при минимальной нагрузке и максимальном напряжении питающей сети. При стабилизации выходного тока максимальный угол регулирования будет при повышенном напряжении питающей сети и минимальном значении выходного напряжения.

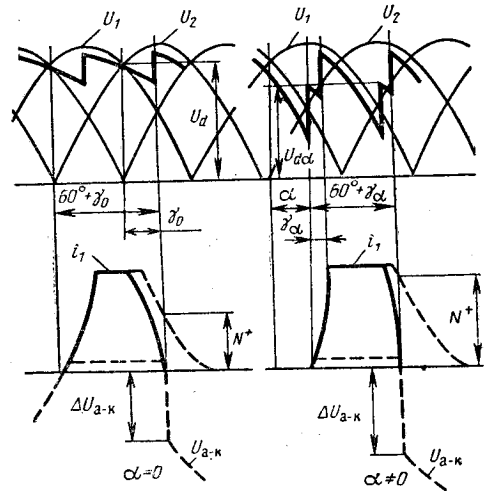


Рис. 22-2. Линейные диаграммы напряжений и токов при сеточном регулировании.

В результате регулирования выпрямленного напряжения в ртутных выпрямителях при помощи сеток, в полупроводниковых выпрямителях — дросселями насыщения или с помощью отпирающих импульсов, подаваемых на тиристоры, изменяется коэффициент мощности установки.

В ртутно-преобразовательных установках при глубоком регулировании выпрям-

ленного напряжения может наступить обратное зажигание вследствие скачка обратного напряжения в момент погасания вентиля (рис. 22-2). От глубины регулирования выпрямленного напряжения сетками изменяется допустимый ток нагрузки по кривым, показанным на рис. 22-3.

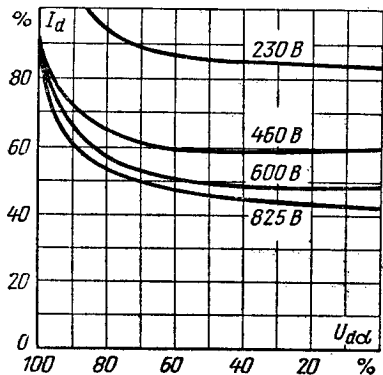


Рис. 22-3. Зависимость допустимой нагрузки мостового выпрямителя от выпрямленного напряжения при регулировании.

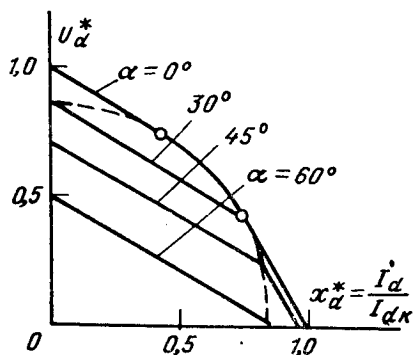


Рис. 22-4. Внешние характеристики трехфазного мостового выпрямителя при различных углах управления α .

5. В зависимости от схемы выпрямления, ее управляемости, величины нагрузки возникают различные режимы работы выпрямительных установок: от холостого хода до короткого замыкания, которые отражаются на их внешних характеристиках. Известно, что с увеличением нагрузки выпрямителя его выпрямленное напряжение уменьшается за счет падения напряжения при коммутации вентилей ΔU_x , падения напряжения в вентильях ΔU_a и активных сопротивлений схемы ΔU_c .

Падение напряжения в вентильях выпрямителя принято считать независимым от нагрузки и принимается равным падению напряжения при номинальной нагрузке. Падение напряжения при коммутации вентилей

в шестифазном управляемом выпрямителе может быть найдено из равенства [Л. 22-5]

$$\Delta U_x = \frac{I_d X_a}{\frac{2\pi}{m}} = \frac{6}{2\pi} I_d X_a, \quad (22-9)$$

где X_a — индуктивное сопротивление на фазу, приведенное к вторичной обмотке трансформатора.

Прямолинейная часть внешней характеристики выпрямителя определяется выражением [Л. 22-7]

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - \Delta U_x - \Delta U_a - \Delta U_c, \quad (22-10)$$

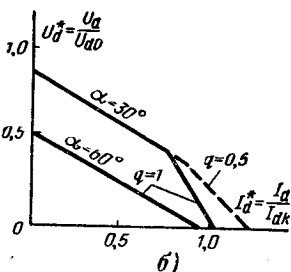
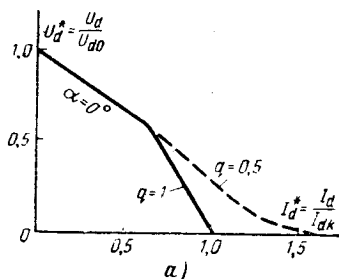


Рис. 22-5. Внешние характеристики шестифазного с уравнительным реактором выпрямителя при различных углах управления.

а — $\alpha = 0^\circ$; б — $\alpha = 30^\circ$, $\alpha = 60^\circ$.

Наклон прямолинейной части внешней характеристики выпрямителя зависит от фазного реактивного сопротивления и задается потерей напряжения [Л. 22-4]

$$\Sigma U_x = A (u_k + X), \quad (22-11)$$

где A — коэффициент, зависящий от схемы выпрямления; для схем выпрямления две обратные звезды с уравнительным реактором и трехфазной мостовой равен 0,5; u_k — напряжение короткого замыкания, %; X — фазное реактивное сопротивление сети, отнесенное к мощности трансформатора выпрямительной установки, %.

На рис. 22-4 и 22-5 показаны внешние характеристики выпрямителя с трехфазной мостовой схемой выпрямления и шестифаз-

ной схемой с уравнительным реактором соответственно при различных углах управления и индуктивности $L_d = \infty$. В зависимости от количества вентилях, проводящих одновременно ток нагрузки, выпрямители работают в различных режимах. Внешние характеристики выпрямителей построены в относительных единицах. В качестве базисной величины для относительного значения выпрямленного тока принят ток короткого замыкания схемы. Вид внешних характеристик в перегрузочных режимах (рис. 22-5, а и б) существенно зависит от распределения потоков тока рассеяния первичной и вторичной обмоток силового трансформатора [Л. 22-5].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 22-1. Каганов И. Л. Электронные и ионные преобразователи. М., Госэнергиздат, 1956.
- 22-2. Семчинов А. М. Ртутно-преобразовательные и полупроводниковые подстанции. М., «Энергия», 1968.
- 22-3. Ситник Н. X. Силовая полупроводниковая техника. М., «Энергия», 1968.
- 22-4. Справочник энергетика промышленных предприятий, т. I. М., Госэнергиздат, 1961.
- 22-5. Полупроводниковые выпрямители. Под ред. Ф. И. Ковалева и Г. П. Мостковой. М., «Энергия», 1967.

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ТРЕТИЙ

ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

23-1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОДСТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

По назначению:

а) Главные понизительные подстанции (ГПП), получающие питание от энергосистемы и распределяющие энергию на пониженном напряжении по всему объекту или отдельному его району.

б) Главные распределительные пункты (ГРП), получающие питание от энергосистемы или электростанции предприятия и распределяющие энергию на том же напряжении по всему объекту или отдельной его части без преобразования и трансформации.

в) Распределительные пункты (РП), получающие питание от энергосистемы, ГПП, ГРП или электростанции предприятия и распределяющие электроэнергию на том же напряжении для отдельных потребителей высокого напряжения (двигатели, трансформаторы и др.).

Примечание. В ряде случаев РП совмещается с одной из трансформаторных подстанций, обслуживающей расположенных вблизи потребителей.

г) Трансформаторные подстанции (ТП), получающие питание от ГПП, ГРП, РП, электростанции предприятия или городской

сети, преобразующие энергию на пониженное напряжение и питающие один или несколько расположенных вблизи цехов или же часть цеха.

д) Подстанции специального назначения: преобразовательные, печные и пр.

По конструктивному выполнению:

а) Закрытые подстанции, отдельностоящие.

б) Закрытые подстанции, пристроенные к зданию или же встроенные в него.

в) Внутрицеховые подстанции, оборудование которых располагается внутри производственного или иного помещения, причем обслуживание оборудования осуществляется из того же помещения.

г) Комплектные трансформаторные подстанции (КТП), полностью оборудованные, смонтированные и испытанные на заводе-изготовителе или же в мастерских монтажных организаций.

д) Столбовые подстанции, трансформаторные подстанции, все оборудование которых установлено открыто на специальных конструкциях или опорах линий электропередачи.

е) Открытые подстанции, отдельностоящие.

ж) Открытые подстанции, примыкающие к цеху.

23-2. НАИМЕНЬШИЕ ДОПУСТИМЫЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ И ДРУГИЕ РАССТОЯНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ И ПОДСТАНЦИЯХ

Таблица 23-1

Закрытые распределительные устройства

Расстояние	Размеры (см) в свету при номинальном напряжении установки, кВ					
	1—3	6	10	20	35	110
Между проводниками разных фаз, а также от токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий — А	7—5	10	12,5	18	29	80
От токоведущих частей до сплошных ограждений — В ¹	10,5	13	15,5	21	32	85
От токоведущих частей до сетчатых ограждений — С ²	17,5	20	22,5	28	39	90
Высота расположения голых токоведущих частей, при которой не требуется ограничений	250	250	250	275	275	350
Между огражденными токоведущими частями, расположенными с двух сторон коридора обслуживания на высоте, равной или выше указанной в предыдущем пункте	200	200	200	220	220	300
Высота прохода	190	190	190	190	190	190
Расстояние от наименьшей точки провода воздушных вводов в РУ до земли: при пересечении мест движения транспорта	450	450	450	475	475	550
Расстояние от проводов в РУ, расположенных над его крышей, до крыши	300	300	300	300	300	375

¹ Токоведущие части, расположенные выше ограждений на высоте 1,7—2,3 м, должны быть удалены от плоскости, лежащей в плоскости ограждения, на расстояние не менее расстояния от сетчатых ограждений. Токоведущие части, расположенные выше ограждений на высоте 2,3 м, должны быть удалены от токоведущих частей до горизонтальной линии, лежащей в плоскости ограждения на высоте 2,3 м, на расстояние не менее расстояния от сетчатых ограждений.

² При меньшем расстоянии от провода до земли территория под вводом должна быть ограждена. Применение барьеров для ограждения токоведущих частей в открытых камерах не допускается.

Продолжение табл. 23-1

Открытые распределительные устройства

Расстояние	Размеры (см) в свету при номинальном напряжении установки, кВ			
	6—10	20	35	110
При жесткой ошиновке между проводниками разных фаз	22	23	44	100
То же между проводниками и землей при гибкой ошиновке, расположенной в одной горизонтальной плоскости	20	30	40	90
От токоведущих частей или от незаземленных частей оборудования до постоянных ограждений (см. примечание 2):				
сетчатых барьеров	25 100	30 100	40 100	100 175
Высота от уровня планировки подстанции до токоведущих частей, при которой не требуется ограждений последних. — С	290	300	310	360
От неогражденных токоведущих частей до габаритов транспортируемого оборудования	100	100	100	175
Между ближайшими неогражденными токоведущими частями разных цепей по вертикали (см. примечание 4):				
при необходимости обслуживания нижней цепи при неотключенной верхней — В	95	105	115	165
при отсутствии необходимости такого обслуживания	20	30	40	100

Продолжение табл. 23-1

Расстояние	Размеры (см) в свету при напряжении установки, кВ			
	6—10	20	35	110
Между ближайшими неограждаемыми токоведущими частями разных цепей по горизонтали (см. примечания 1 и 4): при необходимости обслуживания одной из цепей при неотключенной другой — Д	220	220	220	300
при отсутствии необходимости такого обслуживания и жесткой ошиновке — А	20	30	40	110
при отсутствии необходимости такого обслуживания и гибкой ошиновке	$D = k \sqrt{f + A}$			
Между токоведущими частями и верхней кромкой внешней ограды — Д	220	220	220	300
Между токоведущими частями открытых РУ и зданий закрытого РУ, щита управления и трансформаторной башни (по горизонтали) — Д (см. прим. 5)	220	220	220	300
Между габаритами трансформаторов разных цепей	125	125	125	125

Примечания: 1. k — коэффициент, равный для ошиновки из меди и ее сплавов, 7,5; для ошиновки из алюминия, его сплавов и сталеалюминия — 10; f — максимальная стрела провеса, см; A берется как расстояние по настоящей таблице для соответствующего напряжения.

2. Кроме соблюдения расстояний до сетчатых ограждений и барьеров должны быть выполнены следующие условия:

1) токоведущие части, расположенные выше ограждения на высоте до 2,7 м, должны быть удалены от вертикальной плоскости, лежащей в плоскости ограждения на расстояние не менее величины A ;

2) токоведущие части, расположенные выше ограждения на высоте более 2,7 м, должны быть удалены от горизонтальной линии, лежащей в плоскости ограждения на высоте 2,7 м, на расстояние не менее величины A .

3. Трансформаторы и аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изоляторов расположена над уровнем планировки на высоте не менее 2,5 м, разрешается не ограждать. При меньших расстояниях оборудование должно иметь постоянное ограждение.

4. Расстояние между токоведущими частями разных номинальных напряжений устанавливается по высшему номинальному напряжению.

5. Настоящее требование не распространяется на воздушные выводы из закрытых РУ.

Таблица 23-2

Наименьшие разрывы (м) в местах между закрытыми подстанциями мощностью свыше 630 кВ·А и соседними производственными зданиями и сооружениями (за исключением специальных сооружений, открытых складов, общественных зданий и т. п.).

Степень огнестойкости соседнего здания	Категория производств в соседних зданиях	
	А и Б	В, Г и Д
I и II	13	10
III	15	12
IV и V	19	16

Таблица 23-3

Наименьшие разрывы между закрытыми подстанциями мощностью до 630 кВ·А и соседними зданиями, м

Степень огнестойкости соседнего здания	Разрывы, м
I, II и III	3
IV и V	5

Стена подстанции, обращенная к зданию, должна быть глухой.

Таблица 23-4

Наименьшие разрывы между оборудованием открытых подстанций и зданиями, а также вспомогательными сооружениями станции и подстанциями

При общем количестве масла в оборудовании, т	Степень огнестойкости		
	I и II	III	IV и V
До 50	16	20	24
Свыше 50	20	24	30

Для зданий жилых, общественных и с производствами категорий А и Б разрывы увеличиваются на 25%.

Таблица 23-5

Наименьшая ширина коридоров РУ, см

Расположение оборудования	Обслуживания	Управления	Взрывного
Одностороннее	100	150	120
Двустороннее	120	200	

Таблица 23-6

Расстояние (см) от наиболее выступающих частей трансформатора, расположенных на высоте не менее 1,9 м от пола

Расстояние	Мощность трансформатора, кВ·А		
	до 400	560—1000	свыше 1000
Для задних и боковых стен	30	60	60
До полотна двери или выступающих частей передней стены	60	80	100

23-3. ТИПЫ ЗАКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 6—20 кВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Закрытые распределительные устройства 6—20 кВ промышленных предприятий выполняются согласно следующим схемам:

1. Одна система шин без реакторов на линиях.
2. Одна система шин с групповыми или индивидуальными реакторами на линиях.
3. Две системы шин без реакторов на линиях.
4. Две системы шин с индивидуальными реакторами на линиях.

Здания РУ обычно одноэтажные при одной системе шин, одно-двухэтажные при двух системах шин, двух-трехэтажные при двух системах шин с реакторами на линиях.

Оборудование РУ размещается двумя способами: 1) в кирпичных или железобетонных камерах при сборке на месте и 2) в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления¹. Применение комплектных устройств упрощает и ускоряет проектирование и сооружение электроустановки, уменьшает объем здания, упрощает строительные работы и облегчает расширение и реконструкцию РУ. Кроме того, повышается качество установки, надежность ее работы, удобство и безопасность обслуживания. Общие годовые расходы по эксплуатации КРУ меньше, чем при установках с камерами сборного типа.

КРУ стали широко применяться в последнее время, а большинство действующих подстанций выполнено сборной конструкцией с малообъемными масляными или безмасляными выключателями в открытых камерах.

Компоновка сборного устройства с одной системой шин без реакторирования разделяется на две группы: 1) с отдельностоящими конструкциями и двумя коридорами обслуживания (рис. 23-1) и 2) с конструкциями прислонного типа и одним коридором обслуживания (рис. 23-2). Сборная от-

дельностоящая конструкция (рис. 23-1) предназначена для ответственных подстанций и позволяет выполнять как кабельные, так и воздушные вводы.

Шинные разъединители отделяются от сборных шин полкой с проходными изоляторами, что повышает надежность РУ, защищая шины от оплавления дугой при ошибочных операциях с шинными разъединителями. Шинные разъединители, как правило, устанавливаются трехполюсные с дистанционными приводами. Линейные разъединители устанавливаются в нижней или верхней части камеры в зависимости от типа вывода — кабельного или воздушного, применяются однополюсные или трехполюсные в зависимости от назначения РУ.

Трансформаторы тока устанавливаются вертикально или горизонтально, иногда они используются в качестве проходных изоляторов (рис. 23-1). Силовые кабели линий выводятся из камер непосредственно наружу с помощью труб — керамиковых, стальных или асбоцементных. Контрольные кабели прокладываются в кабельных каналах первого этажа. Эти каналы перекрываются съемными плитами из негорючих материалов. Отопление ЗРУ не нужно в тех случаях, когда в них установлено электро-техническое оборудование с фарфоровой изоляцией.

В прислонных камерах обслуживание всего электрооборудования осуществляется из одного центрального коридора, т. е. ухудшаются условия обслуживания и монтажа по сравнению с компоновками с двумя коридорами обслуживания.

На понижающих подстанциях с трансформаторами единичной мощностью 20 МВ·А и выше на вторичном напряжении применяют одну систему сборных шин с групповыми двоянными реакторами. Распределительное устройство одноэтажное. На рис. 23-4 показана одна из возможных РУ 6—10 кВ подстанции с групповыми двоянными реакторами и с КРУ.

Распределительные устройства с двумя системами сборных шин без реакторов на линиях применялись на небольших подстанциях при большом числе отходящих линий небольшой мощности. Здание выполняется при применении малообъемных выключателей одно- или двухэтажным в зависимости от типа вводов: кабельных или воздушных. Для кабельных выводов целесообразно одноэтажное здание, в случае необходимости присоединения к РУ воздушных линий должна быть выполнена кабельная вставка с переходом кабеля на воздушную линию на столбе вблизи РУ. При размещении оборудования в два этажа возможно осуществление воздушных выводов без кабельной вставки. Однако переход на двухэтажную компоновку резко усложняет строительную часть и часто может оказаться нецелесообразным.

Распределительные устройства с двумя системами шин с индивидуальными реакторами на линиях применяются на подстан-

¹ См. разд. 31.

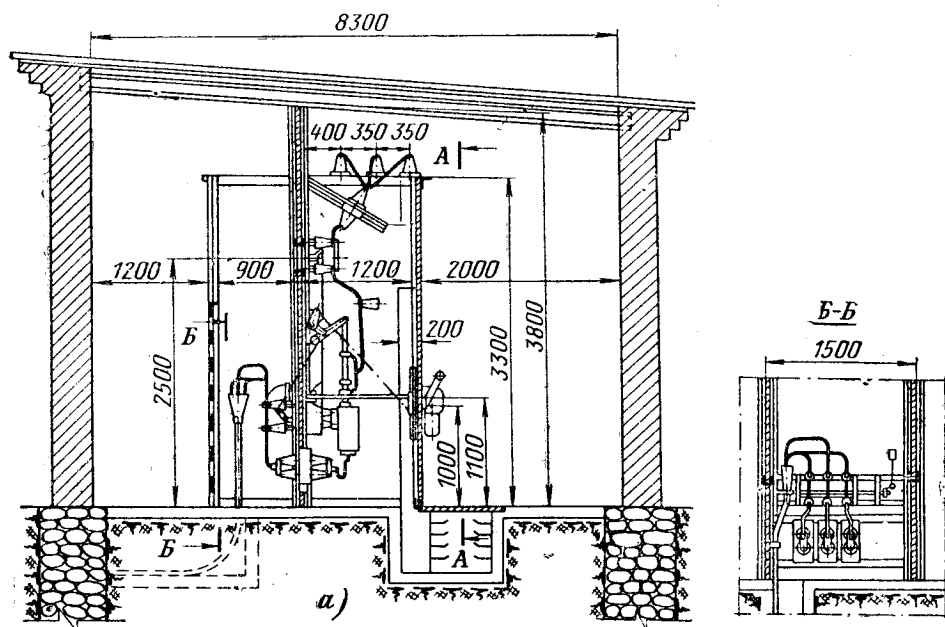
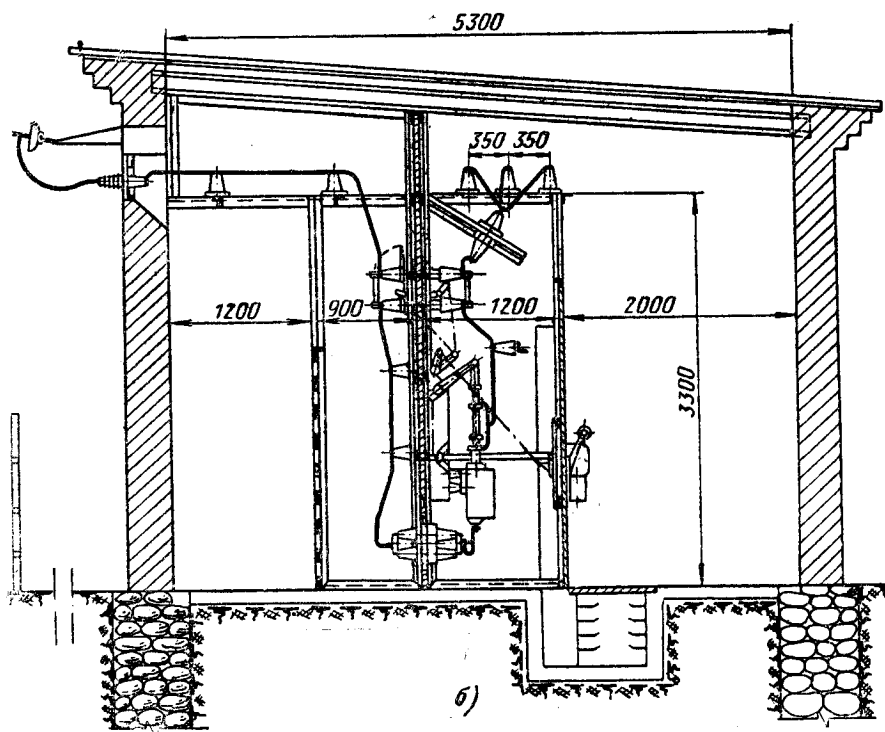


Рис. 23-1. Сборное распределительное устройство 6—10 кВ с одной системой шин.

a — разрез по ячейке кабельной линии; *б* — разрез по ячейке воздушной линии.



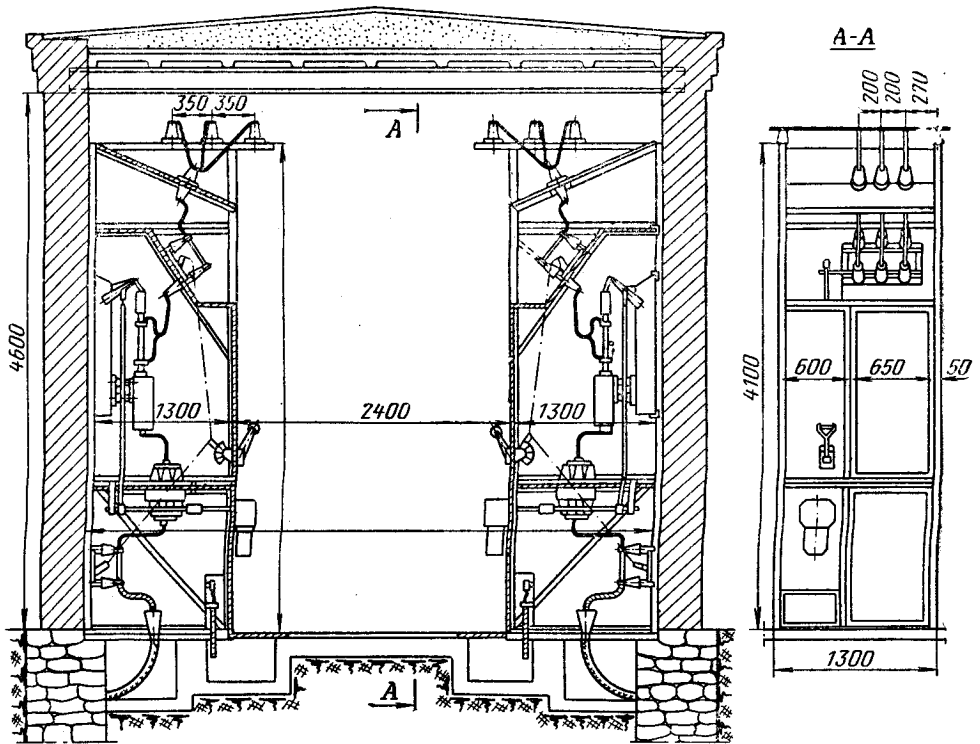
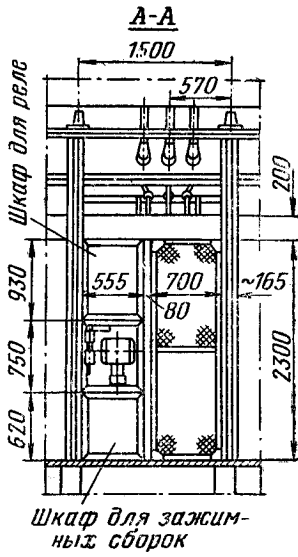
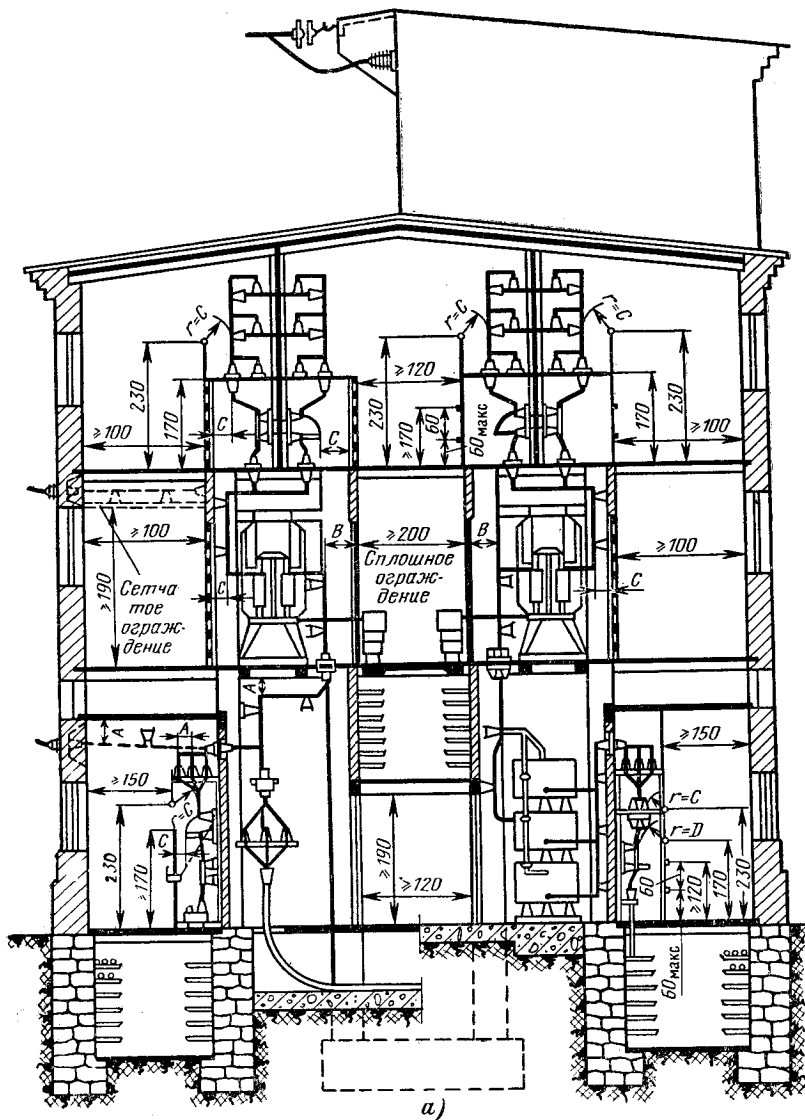


Рис. 23-2. Сборное распределительное устройство 6—10 кВ с одной системой шин прислонного типа.



План по выходным порталам

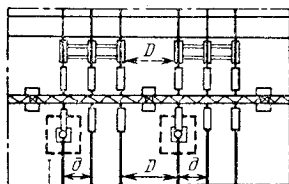
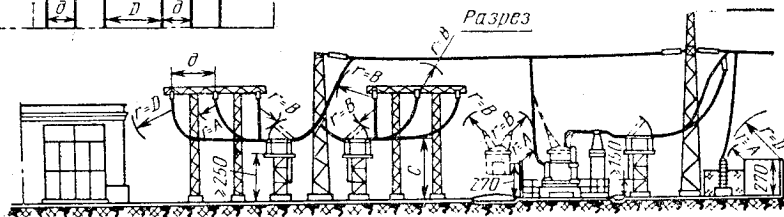


Рис. 23-3. Поперечный разрез закрытого РУ (а), план и разрез открытого РУ (б) для иллюстрации размеров отдельных элементов,



б)

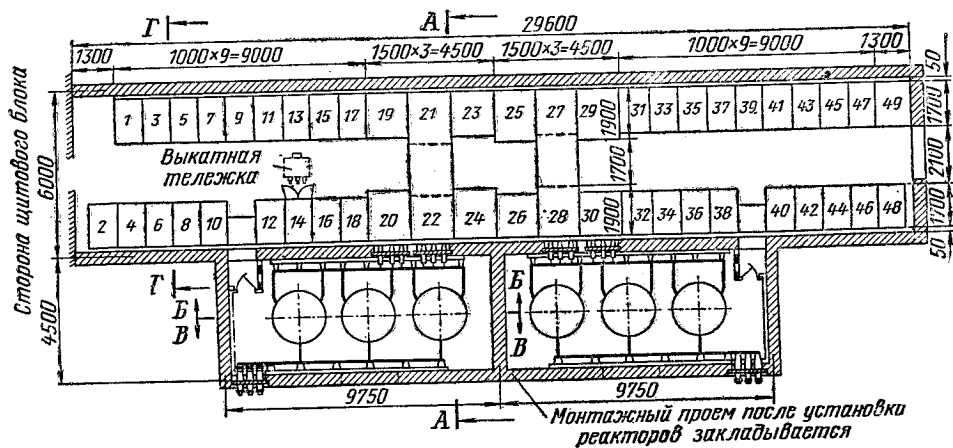
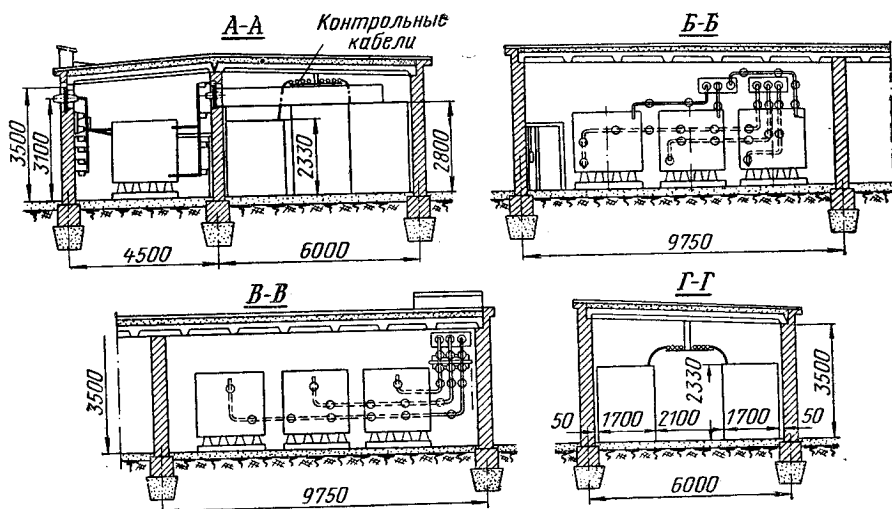


Рис. 23-4. Разрезы и план распределительного устройства 6—10 кВ понижающей подстанции с групповыми двойными реакторами в цепях трансформаторов.

Поперечный разрез

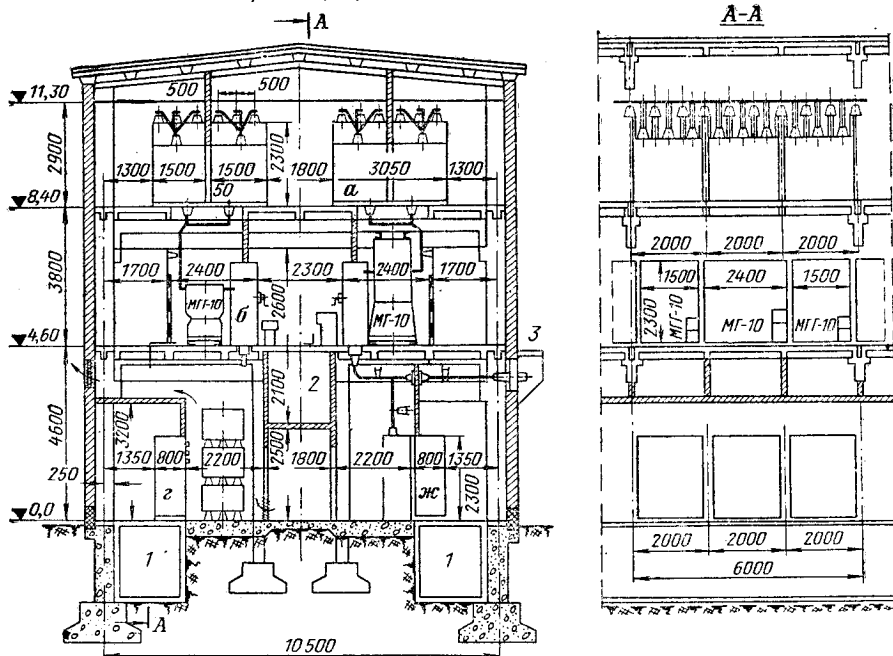
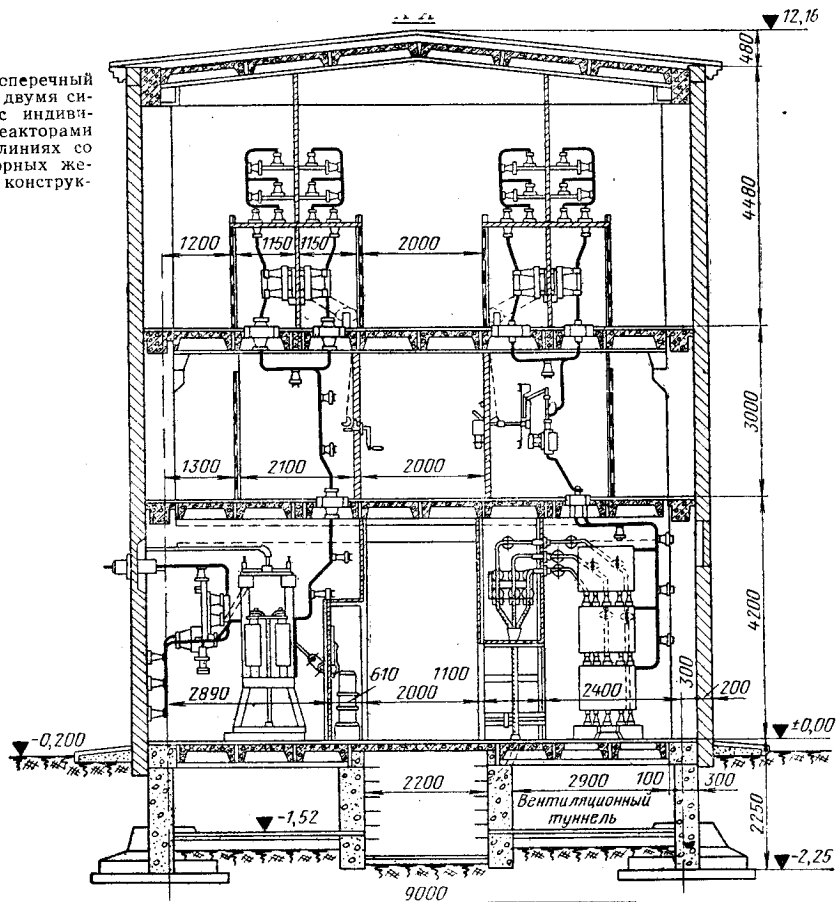


Рис. 23-5. Распределительное устройство 6—10 кВ сборной конструкции с двумя системами сборных шин, линейными реакторами и выключателями типов ВМГ-133 или МГГ-10 и МГ-10.
1 — туннель силовых кабелей; 2 — галерея контрольных кабелей; 3 — защитный козырек.

Рис. 23-6. Поперечный разрез по РУ с двумя системами шин с индивидуальными реакторами на отходящих линиях со зданием из сборных железобетонных конструкций.



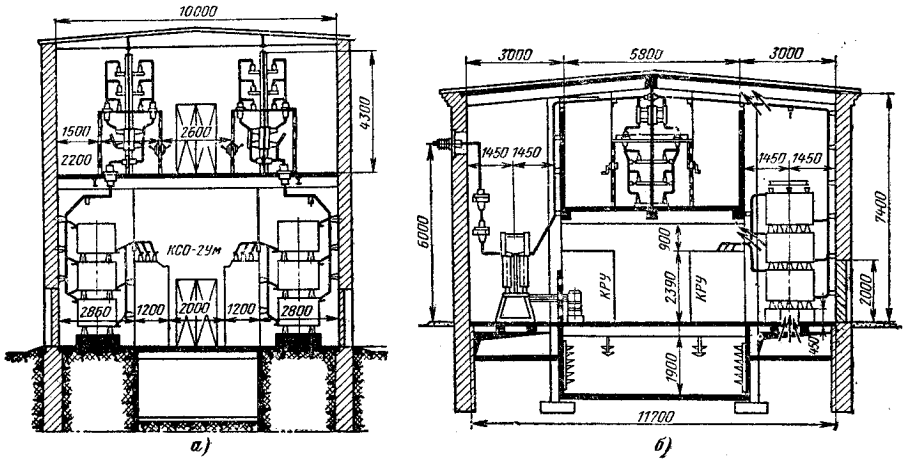


Рис. 23-7. Разрез РУ 6—10 кВ с общим реактором на две линии.
 а — с комплектами шкафов КСО-2Ум; б — с КРУ.

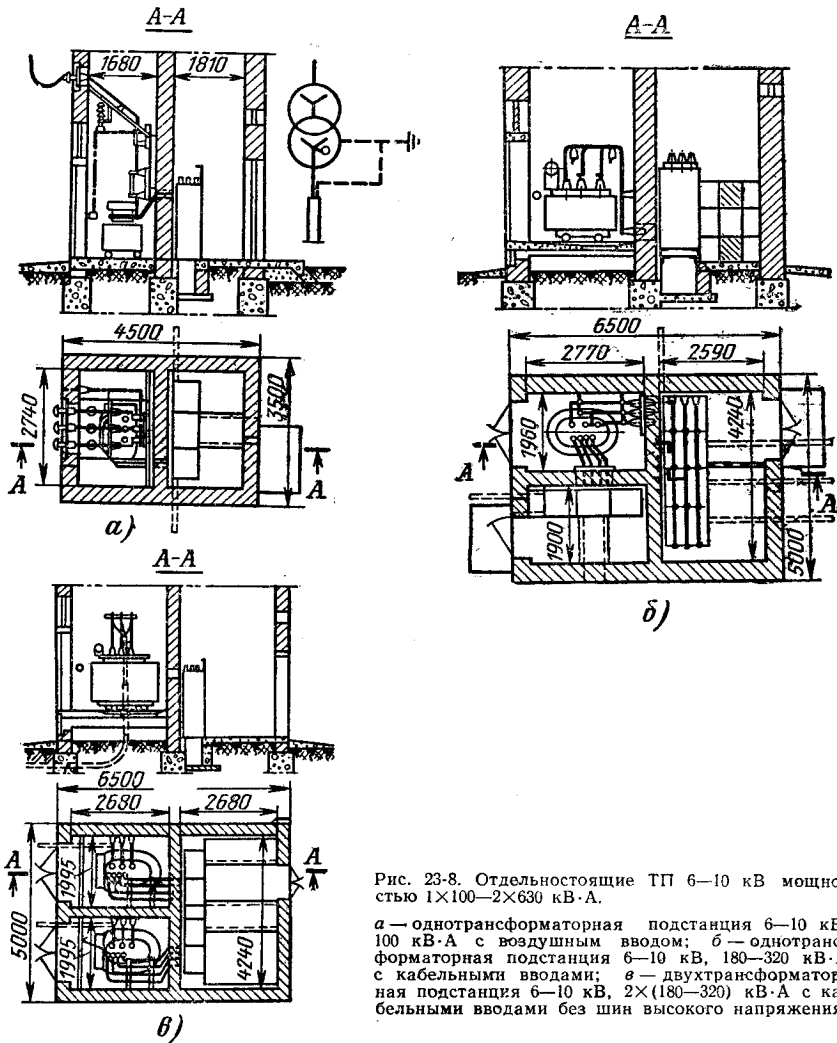


Рис. 23-8. Отдельностоящие ТП 6—10 кВ мощностью 1×100—2×630 кВ·А.

а — однотрансформаторная подстанция 6—10 кВ, 100 кВ·А с воздушным вводом; б — однотрансформаторная подстанция 6—10 кВ, 180—320 кВ·А с кабельными вводами; в — двухтрансформаторная подстанция 6—10 кВ, 2×(180—320) кВ·А с кабельными вводами без шин высокого напряжения.

циях крупных предприятий при небольшом числе линий с номинальным током 600—1000 А и более каждая. Расчетная мощность короткого замыкания на сборных шинах составляет 300—1500 МВ·А, а величина ударного тока короткого замыкания достигает 250—300 кА, поэтому в этих РУ применяются мощные выключатели типов МГ-10, МГГ-10 и МГГ-229. Здание РУ выполняется двух- или трехэтажным. В верхнем этаже размещаются самые легкие и малогабаритные элементы — сборные шины и шинные разъединители. Затем ниже устанавливаются выключатели и еще ниже — реакторы (рис. 23-5).

В некоторых конструкциях тяжелые выключатели типа МГГ-10 устанавливаются на первом этаже, а на втором — более легкие выключатели типа ВМГ-133 (рис. 23-6).

Применение комплектных РУ типа КСО для отходящих линий позволяет выполнить здание РУ двухэтажным двухрядным (рис. 23-7, а) или однорядным (рис. 23-7, б), при этом на две линии устанавливают один реактор. Последние конструкции (рис. 23-7) имеют следующие преимущества: экономия кубатуры здания на 60—70%; упрощение

строительной части; удешевление электрической части за счет уменьшения вдвое числа реакторов; индустриализация и удешевление монтажа за счет установки камер КРУ; облегчение эксплуатации РУ ввиду уменьшения высоты и длины.

23.4. ЗАКРЫТЫЕ ОТДЕЛЬНОСТОЯЩИЕ, ВСТРОЕННЫЕ И ПРИСТРОЕННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ 6—20 кВ

На рис. 23-8 представлены примеры выполнения отдельностоящих типовых ТП 6—10 кВ мощностью 1×100—2×630 кВ·А, разработанных ГПИ Тяжпромэлектропроект: а) с одним трансформатором и щитом; б) то же, но с РУ высокого напряжения; в) с двумя трансформаторами и щитом низкого напряжения.

Все типовые подстанции на стороне высокого напряжения имеют простейшие схемы с применением разъединителей, выключателей нагрузки и предохранителей.

На стороне низкого напряжения в цепи трансформаторов мощностью до 400 кВ·А включительно предусмотрена установка ру-

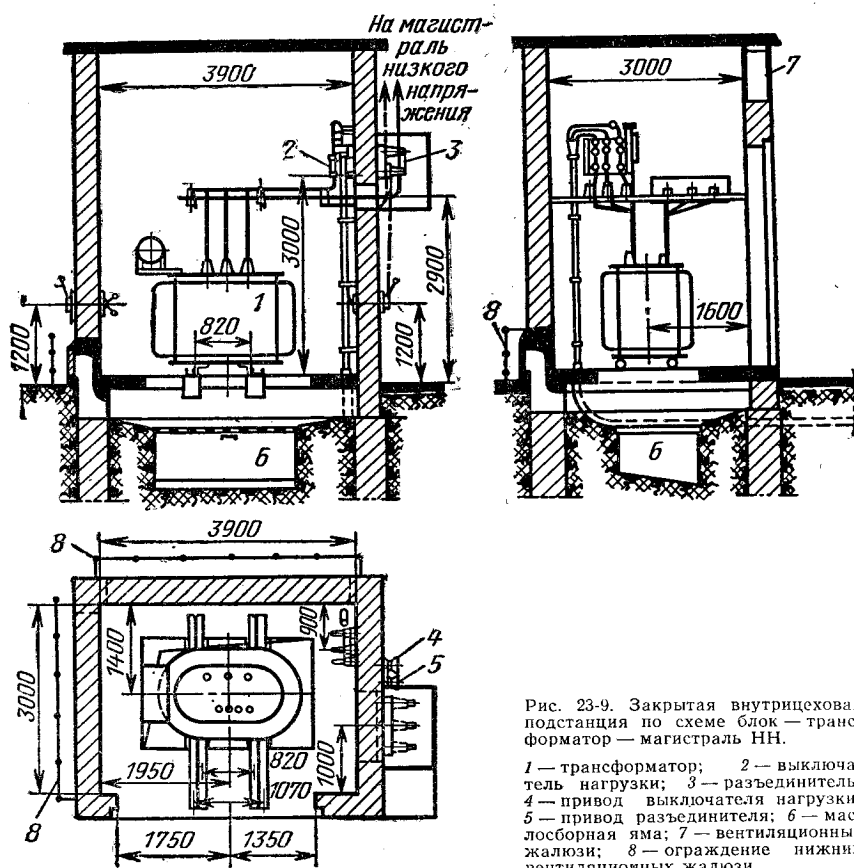


Рис. 23-9. Закрытая внутрицевая подстанция по схеме блок — трансформатор — магистраль НН.

1 — трансформатор; 2 — выключатель нагрузки; 3 — разъединитель; 4 — привод выключателя нагрузки; 5 — привод разъединителя; 6 — масляная яма; 7 — вентиляционные жалюзи; 8 — ограждение нижних вентиляционных жалюзи.

бильников, трансформаторов тока и предохранителей. Последние устанавливаются в тех случаях, когда могут возникнуть внезапные перегрузки (на строительных площадках, карьерах и других установках переменного характера) На ТП промышленных предприятий со стабильным режимом работы предохранителей в цепи трансформаторов на стороне низкого напряжения можно не предусматривать.

Мощность конденсаторных батарей принята: на подстанциях 1×560 и 2×320 кВ·А — 300 квар; на подстанциях 1×1000 и 2×560 кВ·А — 450 квар.

В РУ 6—10 кВ применяются типовые металлические комплектные ячейки типа КСО-3. Однако без изменения компоновки и размеров подстанций на ней могут быть применены ячейки с армокирпичными (толщиной 125 мм) или железобетонными (толщиной 80—100 мм) перегородками.

Предусмотрено разделение помещения РУ высокого напряжения на две части: потребителя и энергосистемы при помощи сетчатых ограждений с дверью, запираемой на замок и рассчитанной на транспортировку камер КСО-3. Вход предусмотрен со стороны части потребителя. Такие перегородки предусматриваются лишь для подстанций, находящихся в совместной эксплуатации потребителя и энергосистемы.

Воздушные вводы с выключателями нагрузки и разъединителями выполнены таким образом, что они не требуют дополнительного места на подстанции и не вызывают увеличения ее размеров.

Распределительный щит низкого напряжения принят одностороннего обслуживания. Щитовое помещение подстанций допускает одновременное устройство как кабельных, так и воздушных выводов низкого напряжения. Для последних в стене щитового помещения предусматриваются проемы необходимых размеров, которые при отсутствии надобности в воздушных выводах заделываются. Выводы от щита к воздушным линиям выполняются проводами в газовых трубах.

Аппаратура управления наружным освещением иногда выносится на отдельные щитки, располагаемые на стенах щитового помещения на высоте не менее 1,9 м от пола.

Приведенные типовые подстанции могут быть использованы в качестве пристроенных и встроенных. Однако компоновочные и конструктивные решения последних тесно связаны с конструкцией здания цеха, размерами и расположением колонн, характером производства, строительными модулями и т. п., что следует учитывать при привязке этих подстанций к конкретным условиям. На рис. 23-9 даны примеры таких привязок.

23-5. ЗАКРЫТАЯ УСТАНОВКА ТРАНСФОРМАТОРОВ 6—20 кВ И ВЕНТИЛЯЦИЯ ИХ КАМЕР

Трехфазный трансформатор устанавливается в отдельной камере с выходом наружу или в помещение с несгораемыми по-

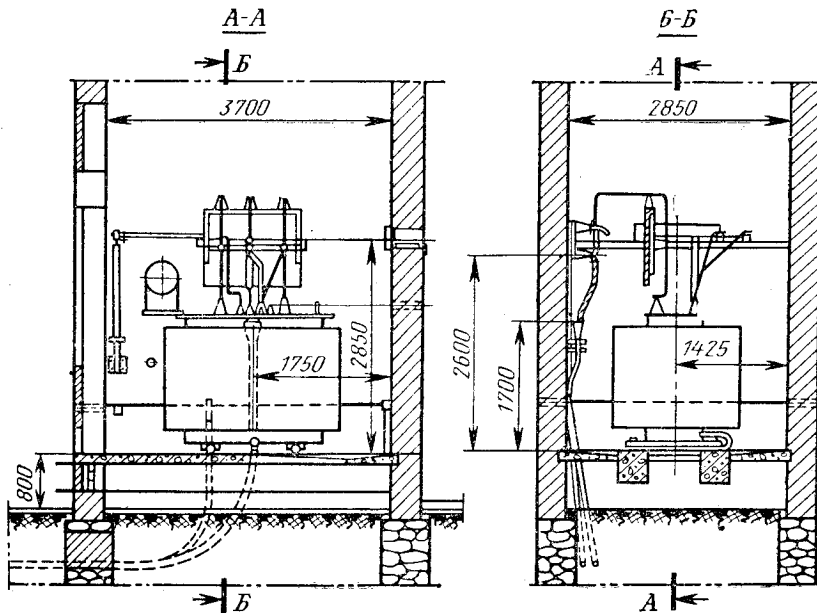


Рис. 23-10. Установка трансформаторов в камере нового типа вентиляционных шахт и маслобурных ям. Выкатка узкой стороной.

лом, стенами и перекрытиями, не содержащее огнеопасных предметов, аппаратов и производств. Группа однофазных трансформаторов, относящихся к одной цепи, может быть установлена в общей камере. Выкатка трансформаторов из камер предусматривается широкой или узкой стороной в зависимости от условий общей компоновки подстанции. На рис. 23-10 показана установка трансформаторов в камерах без вентиляционных шахт и маслосборных ям с выкаткой трансформаторов из камер узкой стороной.

Небольшие трансформаторы с количеством масла до 600 кг допускается размещать в камерах РУ с выходом наружу или во взрывной коридор. В камерах специальных трансформаторов (для выпрямителей, печей и др.) могут устанавливаться относящиеся к ним аппараты (анодные делители, выключатели, переключатели, и др.), а в камерах обычных трансформаторов — относящиеся к ним разъединители, выключатели нагрузки и предохранители.

Трансформаторы напряжения могут устанавливаться в открытых камерах с порогом, пандусом или корытом под трансформатором напряжения. Вентиляция камер трансформаторов не должна быть связана с другими вентиляционными системами и выполняется так, чтобы разность температур входящего и выходящего воздуха не превышала 15 °С при полной нагрузке трансформатора. Вентиляция камер трансформаторов мощностью 1800 кВ·А, как правило, выполняется естественной по одному из следующих способов:

1) с подводом воздуха через жалюзийные решетки в нижней части двери и отводом его из верхней части камеры; применяется главным образом для трансформаторов мощностью до 400 кВ·А включительно, а при возможности устройства вентиляционных отверстий с нескольких сторон камеры применяется для трансформаторов больших мощностей;

2) с подводом воздуха через нижний вентиляционный канал под трансформатор и частично в нижней части двери и отводом в верхней части камеры;

3) с подводом воздуха через нижний вентиляционный канал под трансформатор и отводом через вентиляционную шахту.

Преимущественное применение имеет второй способ вентиляции. Вентиляционные шахты выполняются несгораемыми и располагаются так, чтобы влага не могла стекать через них на трансформаторы и оборудование. При расположении шахт над трансформаторами для стока влаги предусматриваются желобки. Над воротами камер должны быть выполнены водоотливы.

В случае пристройки камер к зданиям с несгораемыми стенами, но сгораемой кровлей шахты относятся от стен не менее чем на 1,5 м или же сгораемая кровля защищается несгораемым парапетом; вывод шахт выше кровли здания в этих случаях необязателен. Отверстия вытяжных шахт не сле-

дует располагать против оконных проемов здания. При устройстве вентиляционных отверстий непосредственно в стене камеры они не должны располагаться под выступающими сгораемыми элементами кровли или проемами в стене здания, к которому камера примыкает. Если над дверью или вентиляционным отверстием (жалюзи) имеется окно, то по всей ширине камеры предусматривается козырек из несгораемого материала с вылетом 70 см.

В случае пристройки камер к деревянным зданиям вытяжные шахты выполняются из нетеплопроводных (или покрытых теплоизолирующим слоем) несгораемых материалов и должны быть выведены выше кровли здания не менее чем на 1 м, считая от нижней кромки жалюзи. Устройство вентиляционных отверстий в стенах камеры в этих случаях не допускается.

23-6. ОТКРЫТАЯ УСТАНОВКА ТРАНСФОРМАТОРОВ 6—20 кВ У ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ И СТОЛБОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ

а) Открытая установка трансформаторов у производственных зданий (см. табл. 23-7). Открытая установка трансформаторов у производственных зданий (цехов) предприятий имеет ряд преимуществ по сравнению с другими вариантами: экономия строительной части или производственной площади, отсутствие пожарных проездов, необходимых для отделяющихся подстанций, возможность лучшего архитектурного оформления здания цеха, чем в случае пристройки закрытой подстанции, особенно к высоким цехам. Многолетняя практика эксплуатации таких установок на крупных заводах показала полную надежность их работы и удобство эксплуатации. На рис. 23-11 приведен вариант открытой установки трансформатора, питающегося по воздушной линии 6 кВ. Имеются варианты питания кабельными линиями.

б) Столбовые подстанции. На столбовой подстанции допускается установка не более одного трансформатора мощностью не выше 400 кВ·А и напряжением 6—35 кВ. На рис. 23-12 показана столбовая подстанция с трансформатором 100 кВ·А до 10 кВ на деревянной П-образной опоре.

Минимальные размеры столбовых ТП следующие: высота установки трансформаторов (от земли до токоведущих частей) 4,5 м; высота размещения площадки с перилами для обслуживания трансформатора 3,5 м; высота остающихся под напряжением токоведущих частей при отключенном разъединителе от уровня площадки обслуживания 2,5 м при напряжении до 10 кВ и 3 м при напряжении 35 кВ. Расстояние от строений при I—III степенях огнестойкости 3 м, при IV и V—5 м.

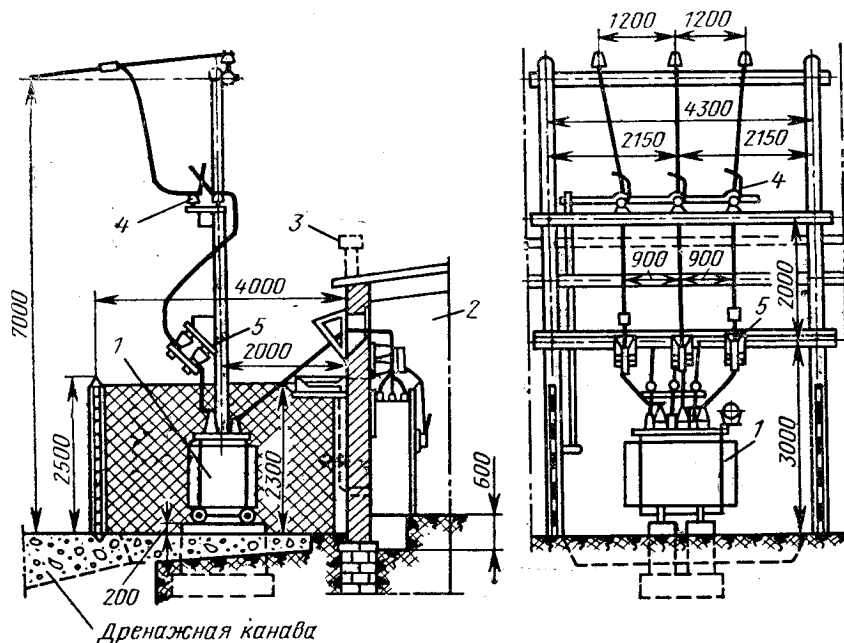


Рис. 23-11. Открытая установка трансформатора 180—320 кВ·А возле цеха.

1 — силовой трансформатор; 2 — помещение щита НН; 3 — брендмауэр; 4 — разъединитель; 5 — предохранитель.

Таблица 23-7

Требования к открытой установке трансформаторов вблизи обслуживаемых ими зданий с производствами категорий Г и Д (см. примечание 1)

Расстояние от кошуха трансформатора до стены здания	Требования к частям здания на участке против трансформатора (см. примечания 2 и 4)	Примечание
До 5 м, но не менее 0,8 м (см. примечание 3)	Окна и двери на высоте до уровня крышки трансформатора не допускаются; выше допускаются окна с несгораемым заполнением с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч и несгораемые или трудносгораемые двери с огнестойкостью не менее 0,5 ч. Открывающиеся окна могут располагаться только против промежутка между трансформаторами, если ширина промежутка не менее 4 м. Должны быть приняты меры, предотвращающие падение предметов на трансформаторы	Стена должна быть выполнена как брендмауэр, который при сгораемой кровле должен возвышаться над ней на 0,7 м
5—10 м	Окна на высоте до уровня крышки трансформатора не допускаются; допускаются несгораемые или трудносгораемые двери с пределом огнестойкости не менее 0,5 ч; выше допускаются окна и двери, выполненные в соответствии с первым пунктом	
Более 10 м	Специальных требований не предъявляется	

Примечания: 1. Открытая установка трансформаторов вблизи зданий с производствами категорий А, Б и В не допускается, за исключением зданий закрытых подстанций и РУ.

2. За участок стены здания против трансформатора принимается участок, равный его ширине плюс 3 м по каждую его сторону для трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более или плюс 1,5 м по каждую его сторону при меньшей мощности.

3. При расстоянии до 5 м в стене здания недопустимы приемные отверстия приточной вентиляции на участке, равном ширине трансформаторов плюс 3 м по каждую его сторону.

4. Для зданий III степени огнестойкости не допускаются сгораемые свесы и фронтоны покрытий; в этом случае несгораемая стена должна возвышаться над покрытием на 0,7 м.

5. К трансформаторам, установленным вблизи зданий, предусматривается проезд шириной не менее 3 м или же пожарный подъезд к каждому трансформатору.

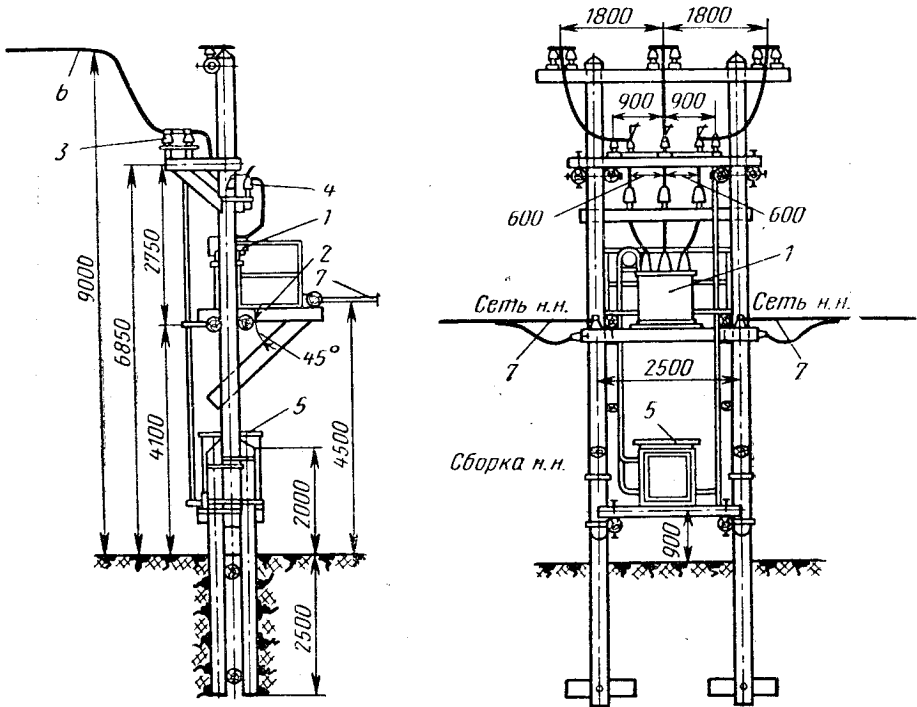


Рис. 23-12. Столбовая подстанция с трансформатором 100 кВ·А на деревянной П-образной опоре (до 10 кВ).

1 — трансформатор; 2 — площадка для трансформатора; 3 — разъединитель; 4 — предохранитель ВН; 5 — шкаф для щитка НН; 6 — линия ВН; 7 — линия НН.

23-7. КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ (КТП) ВНУТРЕННЕЙ И НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) изготавливаются разными заводами, начиная с мощности 20 кВ·А до 31 500 кВ·А на первичные напряжения от 6 до 110—220 кВ и на вторичные от 0,22 до 10 кВ. Основные данные приведены в табл. 23-8—23-10. КТП состоит из распределительного устройства или ввода первичного напряжения, силового трансформатора и распределительного устройства вторичного напряжения (высокого или низкого). КТП поставляются в виде блоков из указанных элементов, которые собираются на месте монтажа. Универсальные автоматы (АВ) КТП на напряжение 6—10/0,4—0,69 кВ доставляются в отдельных ящиках, а установочные автоматы (АЗ000) — смонтированными в шкафах.

На рис. 23-13 показана двухтрансформаторная комплектная подстанция завода «Электроштит» с трансформаторами 2×3200 кВ на напряжение 35/6—10 кВ. Для защиты трансформатора применены стреляющие предохранители ПСН-35. В распределительном устройстве 6—10 кВ применены

комплектные шкафы наружной установки типа КРУН.

Для безопасности обслуживания стреляющие предохранители ПСН-35 и разрядники типа РВС имеют дополнительное внутреннее ограждение, калитка которого заблокирована с приводом разъединителя 35 кВ таким образом, чтобы вход за пределы внутреннего ограждения был возможен только после отключения КТП.

На рис. 23-14, а и б приведена комплектная двухтрансформаторная подстанция завода «Электроштит» с трансформаторами мощностью от 6300 до 16000 кВ·А на напряжение 110/6—10 кВ без сборных шин и без выключателей на первичном напряжении, выполненная по упрощенной схеме блока питающая линия — трансформатор с переключателем между линиями. При отсутствии переключателя расстояние между входным порталом и осью трансформатора уменьшается с 14000 до 4500 мм, площадь подстанции сокращается, и ее легче разместить на территории предприятия.

На стороне 110 кВ установлены разъединитель, разрядники, отделитель, короткозамыкатель. На переключке установлены два разъединителя. Распределительное устройство 6—10 кВ комплектуется камерами КРУ выкатного типа наружной установки серии

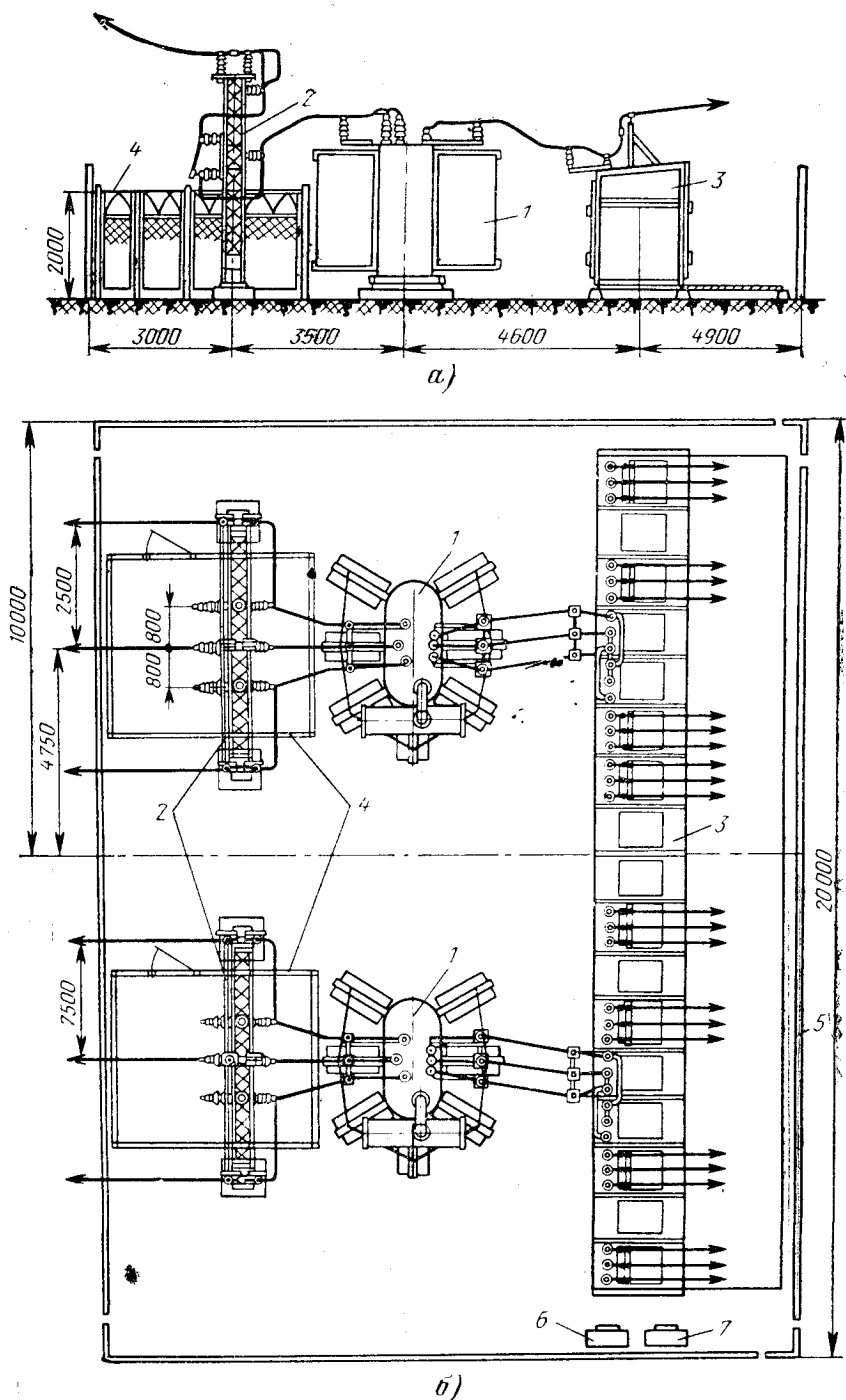


Рис. 23-13. Комплектная двухтрансформаторная подстанция 35 кВ московского завода «Электроцит» типа 2КТП-35/6-10П с трансформаторами мощностью 3 200 кВ·А.
 а — разрез; б — трансформатор; 1 — трансформатор; 2 — РУ 35 кВ; 3 — КРУН 6—10 кВ;
 4 — внутреннее ограждение предохранителей; 5 — внешнее ограждение; 6 — шкаф инвентарный; 7 — шкаф противопожарного оборудования.

К-IX на вводах и между секциями шин и серии К-VI, на отходящих линиях¹.

На рис. 23-15 представлена комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью 630—1000 кВ·А, напряжением 6—10 кВ для внутренней установки с одно-

сти на напряжение до 1000 В на цеховых подстанциях в ряде случаев целесообразно устанавливать силовые распределительные пункты типа ПР-9000, к которым и присоединять отходящие линии с рабочим током менее 150—200 А. Имеется заводское

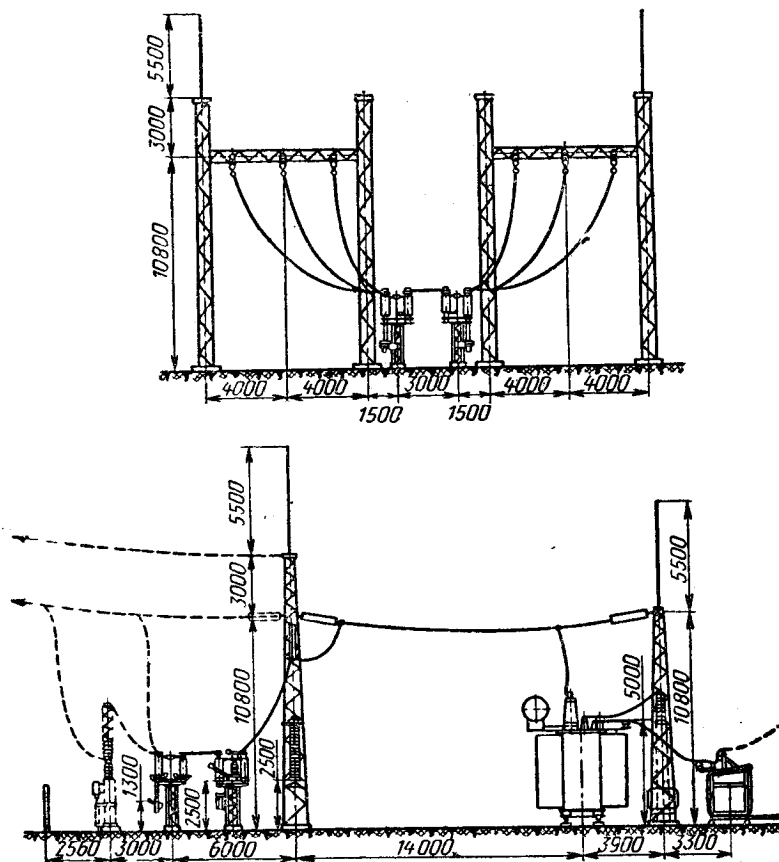


Рис. 23-14. Разрезы 2КТП 110/6-10-11-Н.

рядным расположением оборудования. На КТП применены масляные трансформаторы с боковыми выводами. Боковые выводы дают возможность удобного сочленения с распределительным устройством низкого напряжения и вводом высокого напряжения. Присоединение вводов высокого напряжения глухое. Такую установку можно применить как на отдельностоящих подстанциях, так и при размещении в цехах, в которых по условиям среды или же по производственным соображениям КТП нельзя установить открыто. Если же по условиям среды открытая установка возможна, то вместо указанных на рис. 23-15 стен делаются сетчатые ограждения.

С целью разгрузки КТП от большого числа отходящих линий небольшой мощно-

исполнение КТП мощностью 630 и 1000 кВ·А для наружной установки, которые изготавливаются по тем же схемам и параметрам, как и для внутренней установки. Шкафы вводов высокого напряжения и КРУ низкого напряжения в КТП наружной установки имеют пылерызгозащитное исполнение с необходимыми уплотнениями.

На рис. 23-16 показана одна из комплектных трансформаторных подстанций типа КТПН-62-320/180, мощностью 180—320 кВ·А для наружной установки. Эти подстанции главным образом предназначены для многократного использования при электроснабжении строительных площадок и на других временных электроустановках, но, разумеется, могут быть применены и в других случаях, если подойдут их схемы и технические параметры.

Подстанции КТПН-66 изготавливаются

¹ См. разд. 31.

двух габаритов по мощности 180—400 кВ·А и 630 кВ·А. Каждый габарит имеет три исполнения: для чисто кабельных сетей (К), для чисто воздушных сетей (В) и универсальное (У) для воздушных и кабельных сетей.

посредственно в цехах с производствами категорий Г и Д, в зданиях I и II степеней огнестойкости. КРУ с баковыми выключателями рекомендуется ставить в отдельных помещениях. Можно ставить их в машинных залах. Для установки в цехах должны

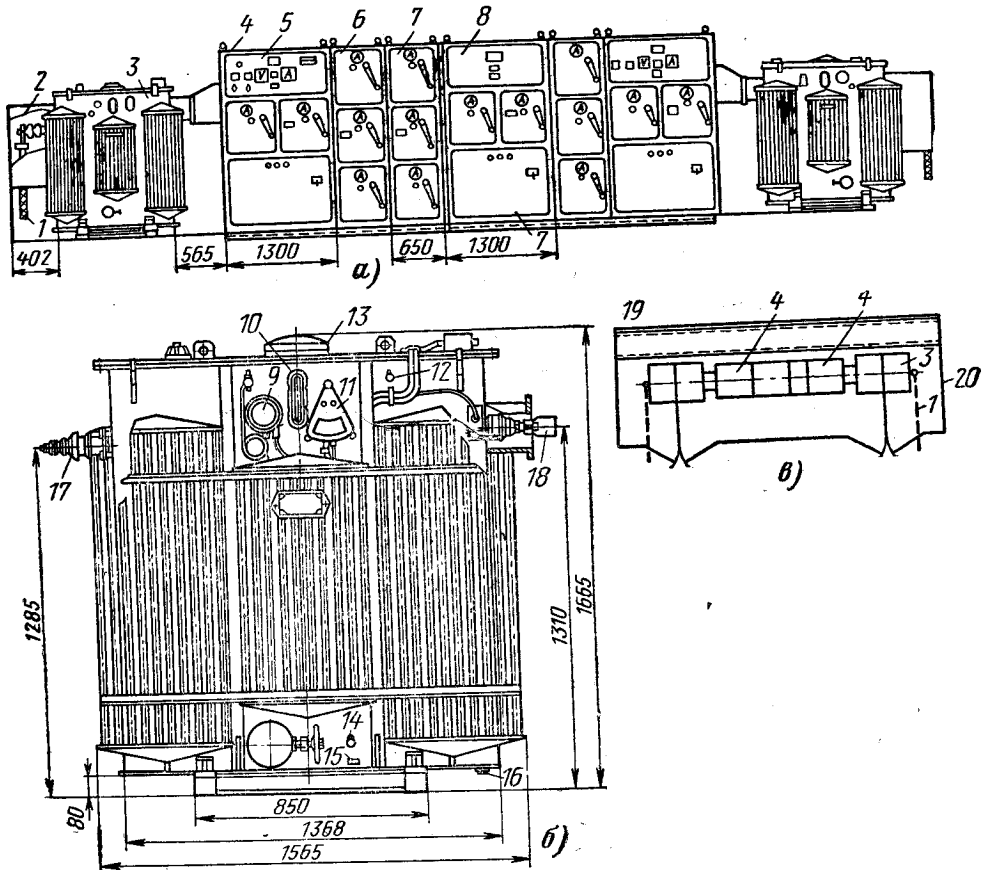


Рис. 23-15. Комплектная трансформаторная подстанция 6—10 кВ типов КТП-630 и КТП-1000 внутренней установки мощностью 630—1 000 кВ·А.

1 — кабель ВН; 2 — шкаф ввода ВН; 3 — силовой трансформатор; 4 — шкаф ввода НН; 5 — отсек приборов шкафа ввода НН; 6 — шкаф отходящих линий НН; 7 — ячейка автомата АВ4В (АВ10В); 8 — шкаф секционный НН; 9 — мановакуумметр; 10 — маслоуказатель; 11 — термосигнализатор; 12 — пробка для уменьшения давления в баке; 13 — реле давления; 14 — пробка для взятия пробы масла; 15 — болт заземления; 16 — пробка для спуска остатков масла; 17 — вывод высокого напряжения; 18 — вывод низкого напряжения; 19 — канал для кабелей НН; 20 — стена или перегородка.

Показанная на рис. 23-16 подстанция с универсальным вводом имеет надстройку с разрядниками и шинным спуском для воздушного ввода и два разъединителя для кабельного ввода. Этот тип подстанции применяется, когда условия присоединения и эксплуатации подстанций заранее неизвестны или же предполагается многократное их использование в кабельных и воздушных сетях 6—10 кВ. Для подключения подстанций к воздушным сетям на ближайшей опоре устанавливается разъединитель. КТП и КРУ внутренней установки размещаются или в отдельных помещениях или же не-

применяются КРУ и КТП со сплошным закрытием всех токоведущих частей, а для установки в сырых, пыльных и других помещениях с неблагоприятной средой, а также при наружной установке применяются КРУ и КТП со специальными уплотнениями.

Мощность цеховых КТП с сухими или заполненными негорючей жидкостью трансформаторами и расстояние между ними не ограничиваются; при масляных трансформаторах мощность принимается не более 2×1000 кВ·А, а расстояние не менее 10 м (в цехах). При установке выкатных КРУ

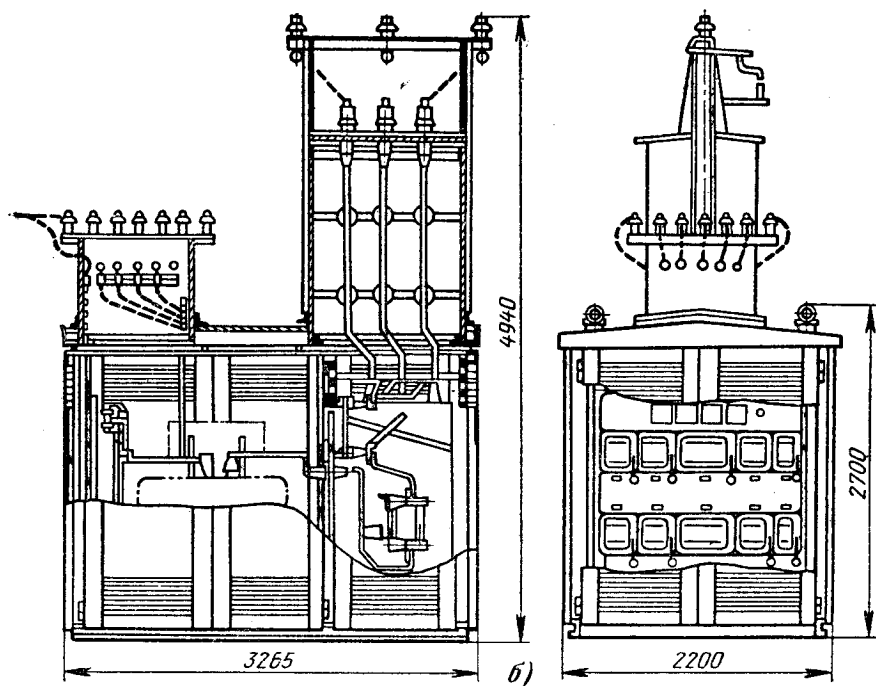
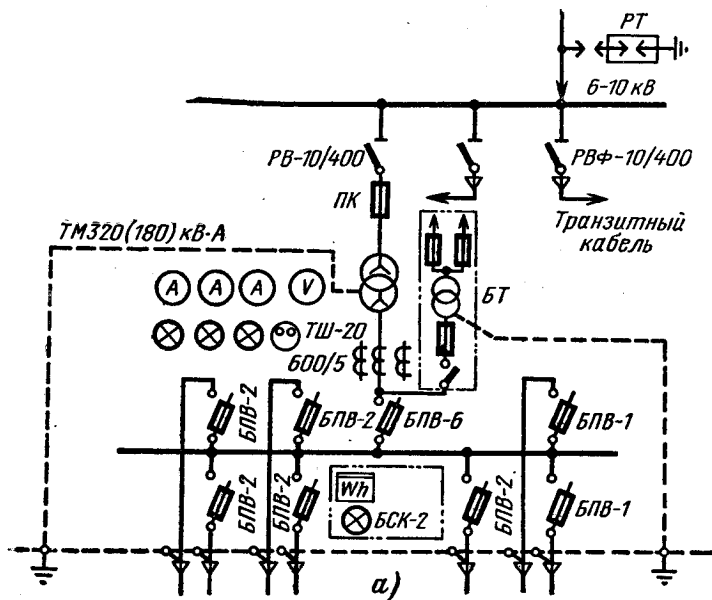


Рис. 23-16. Комплектная трансформаторная подстанция для наружной установки мощностью 180—320 кВ·А типа КТПН-62-320/180у, напряжением 6—10/0,4 кВ, универсальная для воздушных и кабельных вводов.

а — схема; б — разрезы.

рекомендуется предусматривать возможность их двустороннего обслуживания, допускающая одностороннее обслуживание лишь при ограниченных размерах помещения или же по условиям общей компоновки с другим электротехническим или технологическим оборудованием. КТП почти всегда устанавливаются с двусторонним обслуживанием.

При определении размеров проходов в помещениях КРУ и КТП должны соблюдаться требования удобства их обслуживания, перемещения, разворота, ревизии и ремонта. При установке в отдельном помещении минимальная ширина проходов определяется, исходя из длины выкатной тележки КРУ или инвентарной тележки для транспортировки автоматов напряжением до 1000 В. К этой длине добавляется не менее 0,8 м при одностороннем расположении КРУ и КТП и не менее 1 м при двухрядном расположении. Проход с задней стороны КРУ и КТП принимается не менее 0,8 м. Допускаются отдельные местные сужения не более чем на 0,2 м.

При установке КРУ и КТП в цехах ограждения обязательны на тех участках, где производится частое передвижение внутризаводского транспорта или площадь сильно насыщена оборудованием, материалами и готовыми изделиями. Во всех прочих случаях ограждения не обязательны, но требуются свободные проходы вокруг КТП, ширина которых определяется расположением производственного оборудования, но должна обеспечивать транспортировку наиболее крупных частей КТП и КРУ. Минимальный размер прохода 1 м. Это учитывается при планировке размещения технологического оборудования в цехе.

Чтобы сэкономить площадь в цехе и расход металла, можно делать съемные ограждения только перед шкафами КРУ без проходов внутри ограждения и расстояние от шкафов до ограждений брать минимальное (до 200 мм).

Высота помещения КРУ и КТП выбирается, исходя из возможности производства ремонта и ревизии сборных шин и релейно-приборного отсека. Минимальное расстояние от наиболее выступающих верхних частей КРУ и КТП принимается 1 м до потолка и 0,5 м до балки. Соединительные шинные коробки между двумя рядами КРУ могут располагаться на меньшем расстоянии от потолка или балки.

Наружная установка комплектных подстанций и распределительных устройств производится на спланированной площадке на высоте от уровня планировки не менее чем 0,2 м.

Под трансформаторами КТП предусматривается гравийная засыпка согласно ПУЭ. Предусматриваются необходимые пожарные проезды или подъезды, возможность удобной выкатки и транспортировки трансформаторов, свободный приток и отвод воздуха для охлаждения электрооборудования.

При установке на закрытых внутри-

цеховых подстанциях масляных трансформаторов их число согласно ПУЭ не должно быть более трех, а общее количество масла в них не более 3000 кг. Мощность масляного трансформатора, размещенного на втором этаже, не должна быть более 630—750 кВт·А. Минимальное расстояние между соседними камерами разных подстанций допускается 10 м. Отступления от этих условий нужно согласовать с органами Государственного пожарного надзора. На трансформаторы, сухие или заполненные негорючей жидкостью, указанные ограничения не распространяются.

Особо стоит вопрос о печных внутрицеховых подстанциях, непосредственно связанных с технологическим процессом производства, для которого они предназначены. Мощность трансформаторов на таких подстанциях определяется мощностью печи, и вышеупомянутые ограничения на них не распространяются.

Внутренние подстанции располагаются преимущественно у колонн или около каких-нибудь постоянных внутрицеховых строений с таким расчетом, чтобы не занимать подкрановых площадей, или же в пролете под подкрановыми балками.

При большой плотности нагрузок и равномерном их распределении и при загруженности цеха технологическим оборудованием, например на обогатительных фабриках, практикуется выделение специального пролета для размещения трансформаторных подстанций; при большой высоте цеха вместо выделения специального пролета может оказаться целесообразным расположение подстанций на балконе на отметке до 4 м над полом цеха.

Транспортировка трансформаторов внутренних подстанций обеспечивается по возможности общезаводскими кранами или другими общезаводскими транспортными приспособлениями. При размещении подстанций на верхних этажах или крыше цехов необходимо предусматривать подъемные средства.

В деревянных зданиях внутрицеховые подстанции размещать нельзя. При деревянных перекрытиях над подстанциями предусматриваются несгораемые зоны, выступающие за контуры подстанции по 2 м в каждую сторону, или стены подстанции выводятся до перекрытия цеха, которое в пределах подстанции делается несгораемым.

При размещении внутренних подстанций с масломполненным оборудованием в многоэтажных зданиях их стены, опоры и перекрытия в месте установки подстанции выполняются несгораемыми. При размещении внутрицеховых подстанций должна быть учтена возможность доступа к ним. Поэтому со стороны дверей и вентиляционных отверстий предусматривается проход не менее 1 м. Для предохранения от повреждений на подстанциях при близости проходящего внутрицехового транспорта или крановых путей на них предусматриваются выносные опознавательные знаки.

Таблица 23-8

Подстанции трансформаторные комплектные внутренней установки

1. КТП-400/6-10

Мощность 400 кВ·А. Напряжение ВН 6 или 10 кВ и НН 0,4 кВ. Комплектация КТП состоит из одного или двух трехфазных силовых трансформаторов, вводного устройства высокого напряжения и распределительного устройства низкого напряжения.

Шкафы, входящие в состав КТП 400/6-10

Тип	Назначение	Масса, кг
КБ-1	Блок распределительного устройства	390
КБ-2	Шкаф вводной (левый)	120
КБ-3	Шкаф вводной (правый)	120
КБ-4	Шкаф секционный	320
КБ-5	Шкаф отходящих линий	130
ВВ-2	Вводное устройство высокого напряжения	400

2. КТП-180-560/6-10

Мощность 180, 320 и 560 кВ·А. Напряжение ВН 6—10 кВ и НН 0,4 кВ. Комплектация КТП состоит из одного или двух трехфазных силовых трансформаторов мощностью от 180 до 560 кВ·А, вводного устройства высокого напряжения и распределительного устройства низкого напряжения.

Шкафы, входящие в состав КТП-180-560/6-10

Тип	Назначение	Масса, кг
КРН-1	Шкаф распределительный	340
КРН-2	То же	340
КРН-3	» »	170
КРН-4	» »	170
КРН-5	Шкаф фидерный распределительный	170
КРН-6	Шкаф фидерный	170
КРН-8	Шкаф секционный	345
ВВ-1	Коробка выводов	15,5
ВВ-3	Блок высоковольтный	125
ВВ-4	То же	133

3. КТП-630/6-10 и 1000/6-10

Мощность 630 и 1 000 кВ·А. Напряжение ВН 6—10 кВ и НН 0,4 кВ. Комплектация КТП состоит из одного или двух трехфазных силовых трансформаторов мощностью 630 или 1 000 кВ·А, вводного устройства низкого напряжения.

Тип	Назначение	Масса, кг
КН-1	Шкаф вводной с автоматическими воздушными выключателями АВ-20, СВ — 1 шт., АВ-10, СВ — 2 шт., с электроприводами и трансформаторами тока ТНШЛ-0,5 — 3 шт.	865
КН-2	Шкаф вводной с автоматическими воздушными выключателями АВ-20, СВ — 1 шт., АВ-10, СВ — 2 шт., с электроприводами, трансформаторами тока ТНШЛ-0,5 — 3 шт., ТШ-20 — 3 шт.	847
КН-3	Шкаф секционный с автоматическими воздушными выключателями АВ-20, СВ — 1 шт., АВ-10, СВ — 2 шт., с электроприводами и трансформаторами тока ТШ-20 — 2 шт.	820

Продолжение табл. 23-8

Тип	Назначение	Масса, кг
КН-4	Шкаф отходящих линий с автоматическими воздушными выключателями АВ-10, СВ — 3 шт., с электроприводами и трансформаторами тока ТШ-20 — 3 шт.	500
КН-5	Шкаф отходящих линий с автоматическими воздушными выключателями АВ-20, СВ — 1 шт., АВ-10, СВ — 2 шт., с электроприводами и трансформаторами тока ТНШЛ-0,5 — 3 шт., ТШ-20 — 3 шт.	870
КН-6	Шкаф вводной с автоматическими воздушными выключателями АВ-20, СВ — 1 шт., АВ-10, СВ — 2 шт., с электроприводами и трансформаторами тока ТНШЛ-0,5 — 3 шт., ТШ-20 — 3 шт.	870
Тележка	Тележка для подъема и опускания выключателей АВ-10, СВ, шкафов низковольтного распределительного устройства	105
ВВ-2	Вводное устройство высокого напряжения с выключателем нагрузки ВВП-17, предохранителем НПК	450

4. КНТП-630/6-10 и 1000/6-10

Мощность 630 или 1000 кВ·А. Напряжение ВН 6—10 и НН 0,4 кВ. Комплектация КНТП состоит из одного или двух трехфазных силовых трансформаторов мощностью 630 или 1000 кВ·А, вводного устройства высокого напряжения и распределительного устройства низкого напряжения.

Шкафы, входящие в состав КНТП-630/6-10 и 1000/6-10

Тип	Назначение	Масса, кг
ВВН-1	Шкаф вводной высокого напряжения с выключателем нагрузки ВВП-17 с приводом ПРА-17	500
ВВН-2	Шкаф вводной высокого напряжения с выключателем нагрузки ВН-16 с приводом ПР-17 Габаритные размеры, мм: 2300×1200×790	460
ШН-1	Шкаф фидерный	758
ШН-2	То же	466
ШН-4	» »	427
ШН-5	» »	455
ШН-8	Шкаф вводной	758
ШН-10	Шкаф секционный	730

Таблица 23-9

Подстанции трансформаторные комплектные наружной установки

1. СКТП-630-2500/35

Предназначены для электрификации сельского хозяйства. Мощность 630—2500 кВ·А. Напряжение ВН 35 и НН 6—10 кВ. Комплектация СКТП состоит из открытого распределительного устройства (ОРУ-35), шкафов низковольтного распределительного устройства и других вспомогательных устройств.

Узлы, входящие в состав СКТП-630-2500/35

Тип	Назначение	Масса, кг
ОРУ-35	Открытое распределительное устройство	795
ШО-01	Шкаф фидерный или вводной	—
ШО-06	Шкаф трансформатора напряжения	—
ШО-07	Шкаф трансформатора собственных нужд	—
ШП	Шкаф противопожарного инвентаря	115
ШИ	Шкаф инвентарный	150
ЩС	Щиток сигнализации	5
ЭО	Элемент ошиновки	684

Продолжение табл. 23-9

2. КТПН-630/6-10 и 1000/6-10

Мощность 630 и 1000 кВ·А. Напряжение ВН 6—10 и НН 0,4 кВ. Комплектация КТПН состоит из одного или двух силовых трансформаторов, вводного устройства высокого напряжения и распределительного устройства низкого напряжения.

Шкафы, входящие в состав КТПН-630/6-10 и 1000/6-10

Тип	Назначение	Масса, кг
КНН-1	Шкаф вводной с автоматическими воздушными выключателями АВ-20, СВ — 1 шт., АВ-10, СВ — 2 шт., с электроприводами и трансформаторами тока ТНШЛ-0,5 — 3 шт., ТШ-20 — 2 шт.	1 110
КНН-2	Шкаф вводной с автоматическими воздушными выключателями АВ-20, СВ — 1 шт., АВ-10, СВ — 2 шт., с электроприводами и трансформаторами тока ТНШЛ-0,5 — 3 шт., ТШ-20 — 2 шт.	1 110
КНН-3	Шкаф секционный с автоматическими воздушными выключателями АВ-20, СВ — 1 шт., АВ-10 или АВ-4, СВ — 2 шт., с электроприводами и трансформаторами тока ТШ-20 — 2 шт. и аппаратурой автоматического ввода резерва	970
КНН-4	Шкаф отходящих линий с автоматическими воздушными выключателями АВ-10, СВ или АВ-4, СВ — 3 шт., с электроприводами и трансформаторами тока ТШ-20 — 3 шт.	580
КНН-5	Шкаф отходящих линий с автоматическими воздушными выключателями АВ-20, СВ — 1 шт., АВ-10, СВ или АВ-4, СВ — 2 шт., с электроприводами и трансформаторами тока ТНШЛ-0,5 — 1 шт., ТШ-20 — 2 шт.	1 080
ВВН-1	Вводное устройство высокого напряжения с выключателем нагрузки ВВП-17 — 1 шт., приводом ПРА-17 — 1 шт., разъединителем для трансформатора и приводом ПР-2 — 1 шт.	450

Таблица 23-10

Основные технические данные комплектных трансформаторных подстанций

Тип	Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ		Габаритные размеры, мм	Масса, кг
		ВН	НН		
КТПН-62-320/180к (с кабельным вводом)	180—320	6—10	0,4—0,23	4940×3370×2270	2 300
КТПН-62-320/180у (с универсальным вводом)	180—320	6—10	0,4—0,23	4940×3370×2270	2 000
КТПН-62-320/180в (с воздушным вводом)	180—320	6—10	0,4—0,23	4940×3370×2270	2 400
КТПН-62-560в (с воздушным вводом)	560	6—10	0,4—0,23	3695×2520×5120	2 700
КТПН-62-560к (с кабельным вводом)	560	6—10	0,4—0,23	3695×2250×2740	2 400
КТПН-62-560у (с универсальным вводом)	560	6—10	0,4—0,23	3695×2520×5120	2 800
КТП-25/6-10	25	6—10	0,4—0,23	2700×1300×1150	350
КТП-40/6-10	40	6—10	0,4—0,23	2700×1300×1150	350
КТП-63/6-10	63	6—10	0,4—0,23	2700×1300×1150	350
КТП-100/6-10	100	6—10	0,4—0,23	2710×1300×1150	350
КТП-160/6-10	160	6—10	0,4—0,23	2720×1460×1173	350

Продолжение табл. 23-10

Тип	Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ		Габаритные размеры, мм	Масса, кг
		ВН	НН		
КТП-63/35	163	35	0,4—0,23	11980×5800×5050	1156
КТП-100/35	100	35	0,4—0,23	11980×5800×5050	1156
КТПМ-63/10	63	10	0,4—0,23	—	240
КТПМ-100/10	100	10	0,4—0,23	—	285
КТПМ-160/10	160	10	0,4—0,23	—	300
КТПМ-250/10	250	10	0,4—0,23	—	350
КТП-К-А400/6-10	до 400	6—10	0,4—0,23	4710×2050×3500	Не более 3000
КТП-К-РА400/6-10	до 400	6—10	0,4—0,23	4710×2050×3500	То же 3000
КТП-К-РА400/6-10	до 400	6—10	0,4—0,23	4710×2050×3500	То же 3000
КТПН-У-А-1-400/6-10	до 400	6—10	0,4—0,23	3960×2050×4550	Не более 2600
КТПН-У-КА-1-400/6-10	до 400	6—10	0,4—0,23	3960×2050×4550	То же 2600
КТПН-У-РА-1-400/6-10	до 400	6—10	0,4—0,23	3960×2050×4550	То же 2600
КТПН-У-А-II-400/6-10	до 400	6—10	0,4—0,23	3960×2050×4550	То же 2600
КТПН-У-КА-II-400/6-10	до 400	6—10	0,4—0,23	3960×2050×2550	То же 2600
КТПН-У-РА-II-400/6-10	до 400	6—10	0,4—0,23	3960×2050×4500	То же 2600
СКТП-100/6-10	100	6—10	0,4—0,23	2300×1700×2400	718
СКТП-180/6-10	180	6—10	0,4—0,23	2760×1900×2630	935
СКТП-250/6-10	320	6—10	0,4—0,23	2760×1900×2630	935
СКТП-630/6-10	630	6—10	0,4—0,23	2690×3400×1800	1075
СКТП-750/6-10	750	6—10	0,4—0,23	2960×3450×1808	1450
СКТП-1000/6-10	1000	6—10	0,4—0,23	2960×3460×1808	1500
КТП-66-320	320	10	0,4—0,23	2375×2400×2675	1400
КТП-66-560	560	10	0,4—0,23	2700×2550×3900	2500
КТПН-400/6-10	400	6—10	0,4	3020×2200×1190	2500
КТПН-160-400/6-10	160, 250, 560	6—10	0,4—0,23	2675×2580×2230	12 500
КТПБ-1-Х (тупиковая)	180, 320, 560	6—10	0,4—0,23	2675×2580×2230	1250
КТПБ-3-Х (тупиковая)	180, 320, 560	6—10	0,4—0,23	3010×2885×2470	1600
МКТПН-160/35	160	35	0,4	11 980×5800×4400	780

Масляные трансформаторы внутрицеховых подстанций снабжаются газовой защитой, начиная с мощности 630 кВ·А. Выключатели, как правило, не применяются; в исключительных случаях рекомендуются безмасляные или с малым объемом масла.

23-8. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА И ПОДСТАНЦИИ 35—110 кВ

Распределительные устройства 35—110 кВ выполняют закрытыми только тогда, когда в воздухе содержатся вещества, вредно действующие на электрооборудование. Стоимость закрытого РУ 35—110 кВ значительно отличается от стоимости открытого РУ вследствие меньшей стоимости электротехнического оборудования, чем для ЗРУ, но несколько большей стоимости строительной части, чем для ОРУ. Однако существенным недостатком закрытого РУ являются сложность выполнения строительных работ и большой их объем, особенно 32*

при сооружении РУ в несколько очередей. Вместе с тем закрытое РУ обеспечивает лучшие условия для работы и эксплуатации оборудования. Конструкции ОРУ и здания ЗРУ выполняются, как правило, из сборных железобетонных конструкций. Ошиновка ОРУ и ЗРУ выполняется, как правило, из алюминия или сталеалюминия, а в случае опасения интенсивного разъедания алюминия загрязненным воздухом — из меди.

Для ОРУ 35 и 110 кВ часто применяется жесткая алюминиевая или стальная или гибкая сталеалюминиевая ошиновка. Для ЗРУ применяется жесткая алюминиевая ошиновка.

Закрытые РУ выполняются неотопляемыми. В ЗРУ должна предусматриваться аварийная вентиляция для удаления копоти и газа, которые могут быть в случае загорания в ЗРУ масла, содержащегося в аппаратах. В ЗРУ предусматриваются устройства, предупреждающие разливание масла по всему РУ (пороги в камерах, маслоотводящие трубы с пряжками и т. п.), и противопожарные мероприятия.

23-9. КОНСТРУКЦИИ И КОМПОНОВКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 35—110 кВ

Конструкции и компоновки РУ определяются схемой соединений, типом отходящих линий (воздушные или кабельные) и видом коммутационного оборудования (выключатели баковые, малообъемные масляные, воздушные, разъединители рубящие, поворотные и т. д.).

Компоновки закрытых распределительных устройств 35 кВ обычной конструкции мало отличаются в принципиальной части от компоновок закрытых распределительных устройств 6—10 кВ при одинаковой схеме соединений. Естественно, что в связи с более высоким напряжением габариты оборудования и расстояния между проводами разных фаз в распределительных устройствах 35 кВ больше таковых в распределительных устройствах 6—10 кВ.

Наиболее распространенные компоновки закрытых распределительных устройств 35 кВ имеют две системы сборных шин с одним выключателем на цепь без реакторов на линиях. Выключатели имеют предельно отключаемую мощность 400—1 500 МВ·А. При выполнении ЗРУ двух систем шин его

выключатели устанавливаются в один или два ряда. На подстанциях с относительно небольшим числом отходящих линий (5—6) наибольшее распространение получила компоновка с однорядным расположением выключателей. На подстанциях с большим числом линий, отходящих от ЗРУ в противоположные стороны, применяется также двухрядное расположение выключателей. Последняя компоновка обеспечивает меньшую длину здания РУ и меньший объем на одну ячейку при большей ширине здания.

На рис. 23-17 приведена компоновка ЗРУ 35 кВ с двумя системами шин с двухрядным расположением ячеек. Сборные шины в устройствах рассматриваемого типа располагаются по горизонтали или треугольнику. Расстояние между фазами принимается обычно 450—500 мм с установкой опорных изоляторов через 2,5—3 м. Указанного расстояния достаточно при величине ударного тока короткого замыкания до 50 кА. Шинные разъединители устанавливаются под сборными шинами под полкой с проходными изоляторами, отделяющей эти разъединители от сборных шин.

Типовая компоновка однорядного закрытого распределительного устройства приведена на рис. 23-18. Баковые масля-

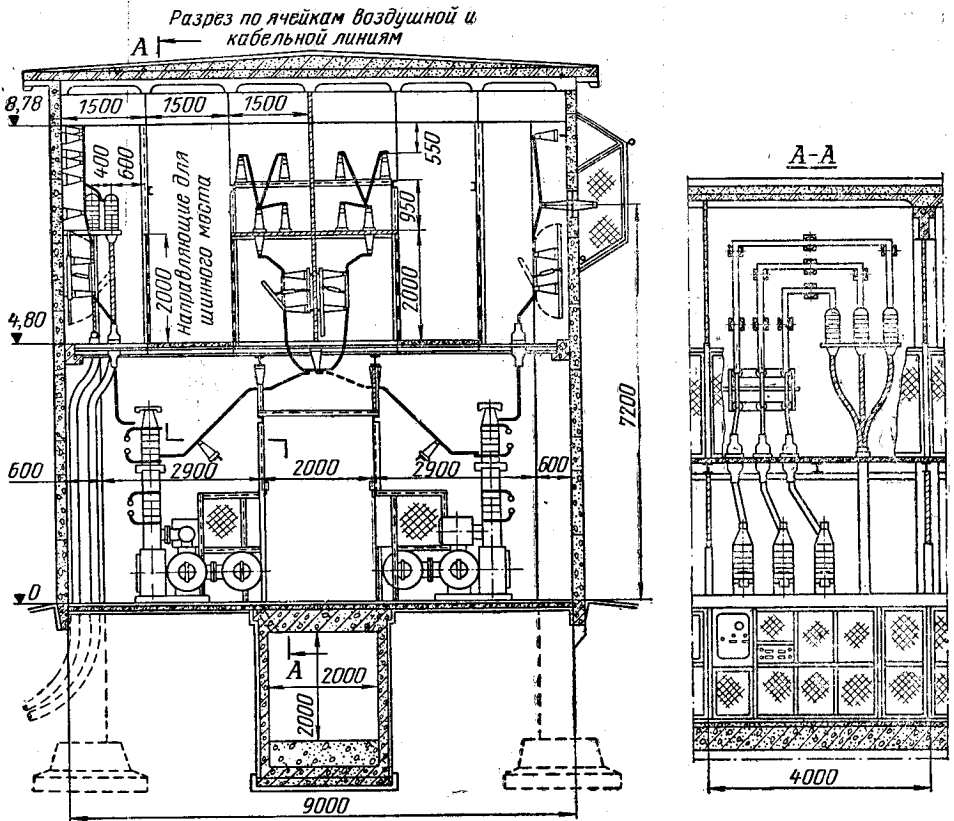


Рис. 23-17. Разрезы по ЗРУ 35 кВ с двумя системами шин с двухрядным расположением ячеек.

ные выключатели 35 кВ установлены во взрывных камерах. На рис. 23-19 представлены поперечный и продольный разрезы ЗРУ 35 кВ с одной системой шин. РУ размещается в одноэтажном здании с пролетом 6 м. Вводы линий воздушные, выключатели типа МГ-35. Электрическое обо-

габаритов, что и при двух системах шин, поскольку каждая из двух систем шин может рассматриваться как одна из двух секций РУ с одной системой шин, а шинно-соединительный выключатель как секционный: отходящие линии или трансформаторы присоединяются к той или другой секции.

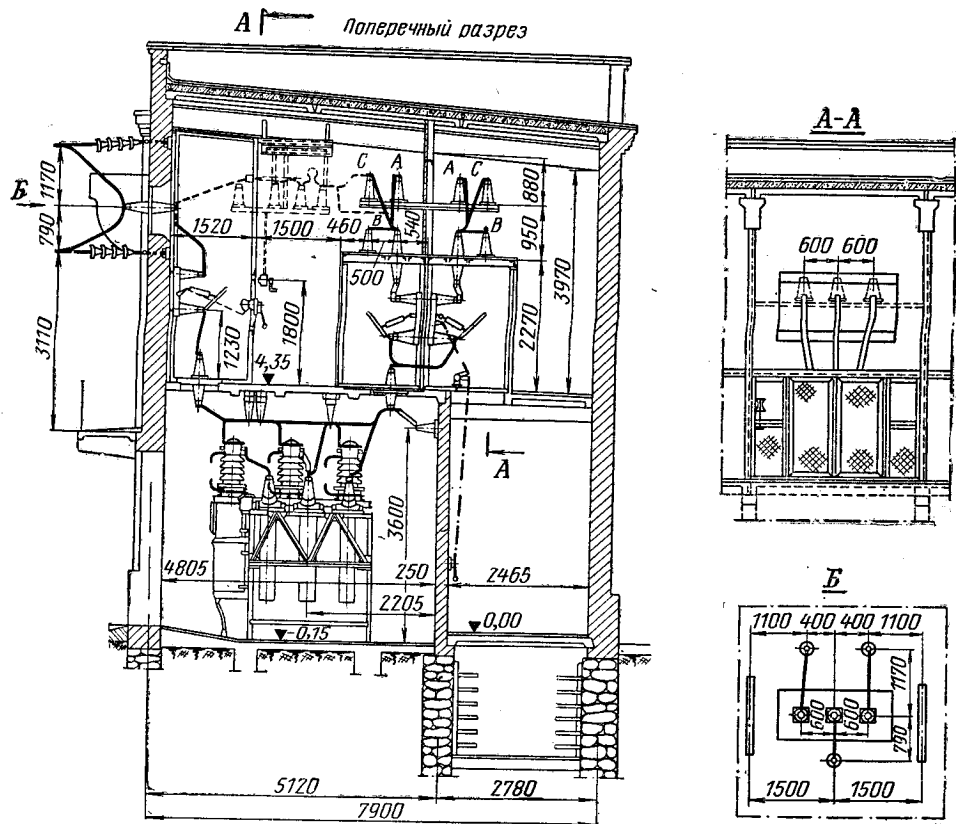


Рис. 23-18. ЗРУ 35 кВ со взрывными камерами.

рудование устанавливается в металлических шкафах каркасного типа со стенками из асбошифера. Шаг ячейки 2 м.

Закрытые РУ 110 кВ большей частью выполняются с двумя системами шин. В ЗРУ устанавливаются, как правило, воздушные или малообъемные масляные выключатели, поскольку установка в ЗРУ баковых выключателей приводит к резкому увеличению стоимости здания из-за необходимости выполнения последнего со взрывными камерами больших размеров.

Компоновка ЗРУ с двумя системами шин с установкой воздушных выключателей и одноколонковых разъединителей приведена на рис. 23-20; шаг ячейки 6 м; пролет здания в свету между стенами 9 м. Ошиновка РУ жесткая из стальных или алюминиевых труб. ЗРУ 110 кВ с одной системой шин размещается в здании тех же

Открытые РУ 35 кВ. Для распределительных устройств напряжением 35 кВ в настоящее время применяются главным образом простейшие схемы электрических соединений — блок трансформатор — линия без коммутационной аппаратуры или только с разъединителями. На рис. 23-21 показано ОРУ 35 кВ подстанции с одним трансформатором, питаемым ответвлением от одной линии. Для защиты трансформатора установлены плавкие предохранители. На рис. 23-22 приведено ОРУ 35 кВ также для одного трансформатора, питаемого от одной линии, но с установкой в цепи питания трансформатора разъединителя, отделителя и короткозамыкателя. Здесь линейный разъединитель установлен на траверсе линейного портала, а отделитель — на отдельном ступе, так же как и вентильный разрядник. Короткозамыкающие ножи установлены на

двух полюсах и совмещены с отделителем.

На рис. 23-23 приведено ОРУ 35 кВ для двух трансформаторов и двух линий без выключателей.

На рис. 23-24 приведена компоновка ОРУ 35 кВ с одной секционированной си-

Присоединение цепей к сборным шинам выполняется в шахматном порядке. Указанная компоновка ОРУ 35 кВ рекомендуется к применению при небольшом числе ячеек с ошиновкой сечением до АС-480 и мощностью короткого замыкания не больше 500 МВ·А.

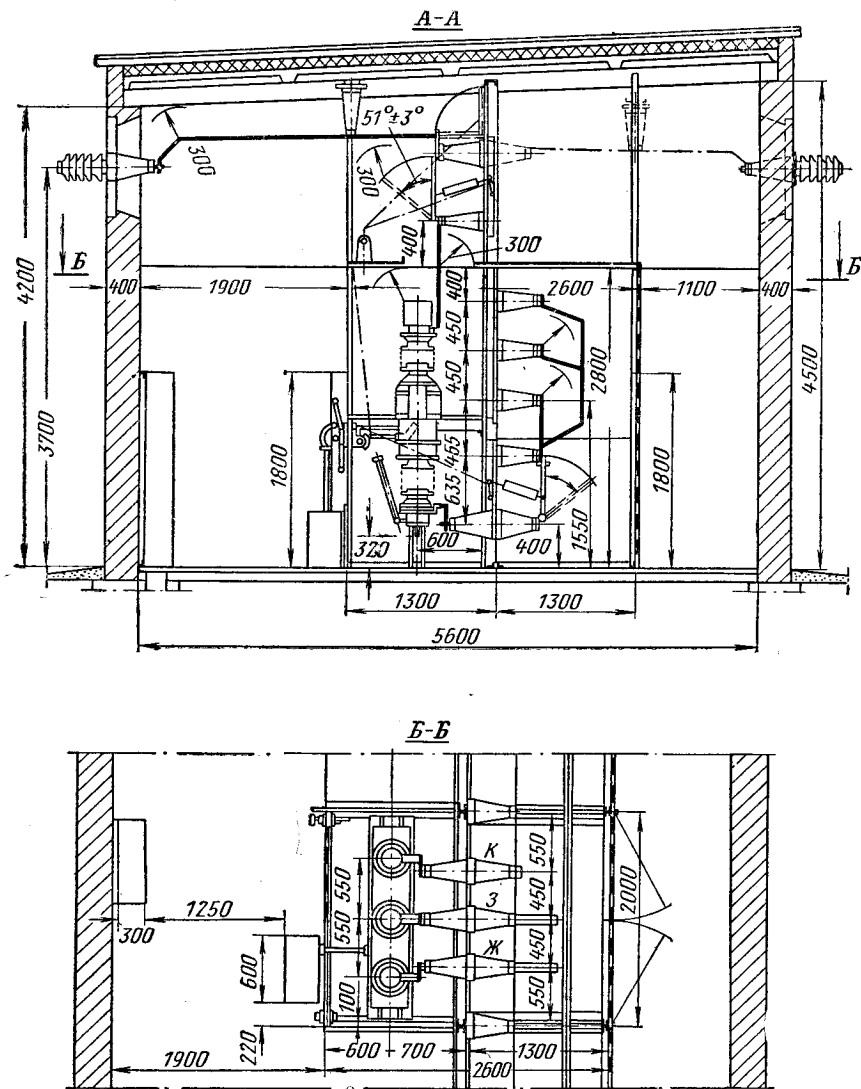


Рис. 23-19. ЗРУ 35 кВ с одной системой шин.

стемой шин, рассчитанная на установку баковых выключателей, с жесткой ошиновкой на опорных изоляторах и сборными железобетонными конструкциями. На рис. 23-25 дана компоновка ОРУ 35 кВ с одной системой шин и гибкой ошиновкой. На рис. 23-26 приведены разрезы и план по ОРУ 35 кВ с двумя системами шин со сборными железобетонными опорами и гибкой ошиновкой.

Компоновка ОРУ 110 кВ понизительной подстанции с одним трансформатором, питаемым по тупиковой линии, приведена на рис. 23-27. В цепи трансформатора установлены только разъединитель и короткозамыкатель.

На рис. 23-28 приведена типовая компоновка ОРУ 110 кВ со сборными железобетонными опорами и гибкой ошинов-

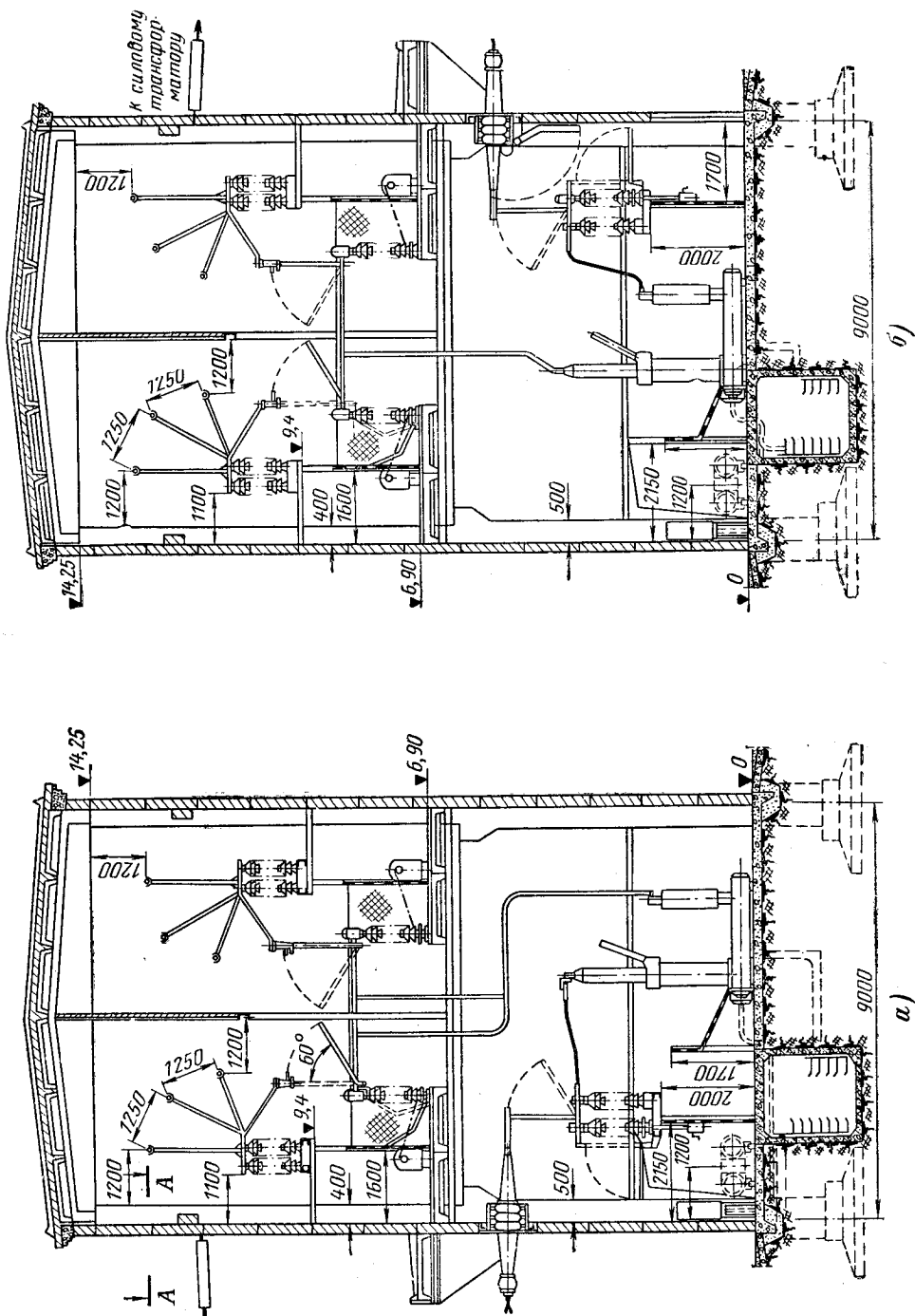


Рис. 23-20. ЗРУ 110 кВ с двумя системами шин и воздушными выключателями, а и б — разрезы по ячейкам линии и трансформатора.

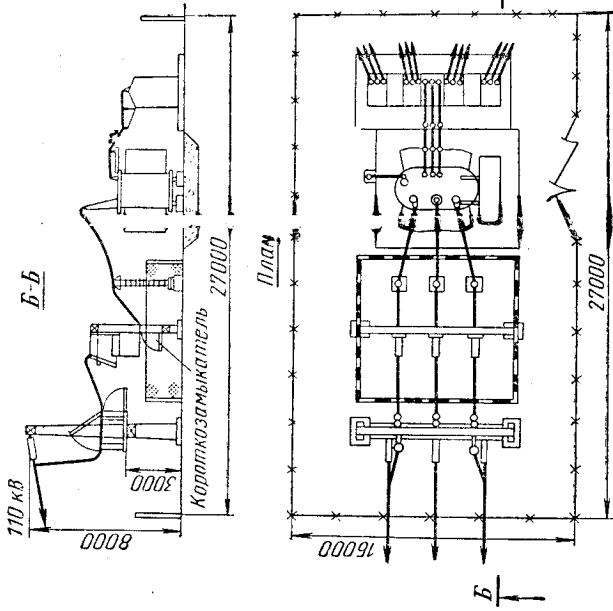
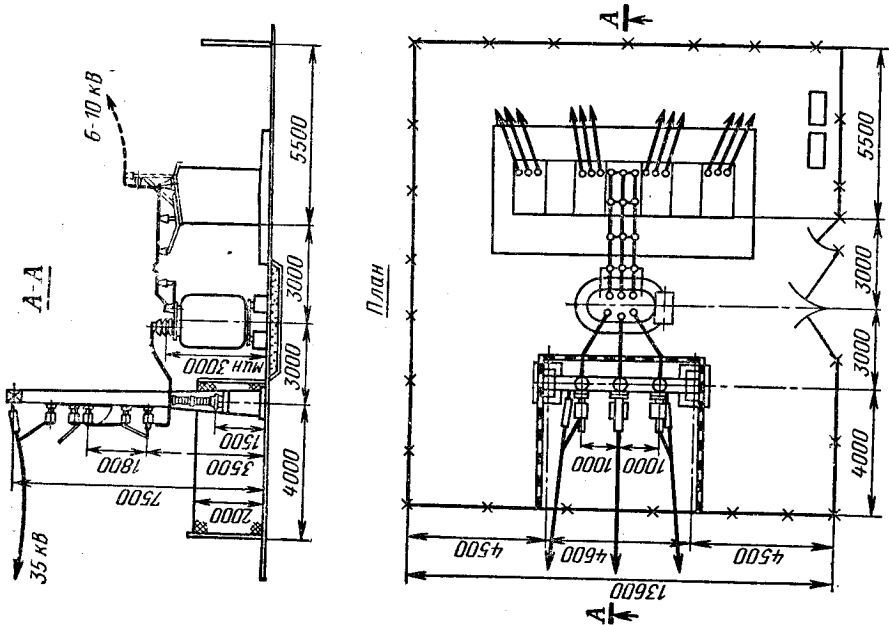


Рис. 23-22. ОРУ 35 кВ с установкой разъединителя, отделителя и короткозамыкателя в цепи питания трансформатора.

Рис. 23-21. ОРУ 35 кВ понижающей подстанции с одним трансформатором с питанием ответвлением от линии.



кой с воздушными выключателями, установленными в два ряда. Шаг ячейки 9 м. Компоновка ОРУ 110 кВ с двумя системами шин с двухрядным расположением выключателей приведена на рис. 23-29, а с однорядным расположением выключателей — на рис. 23-30.

третьей обходной системами шин получили в СССР большое распространение для самых крупных установок напряжением 110 кВ.

Из сопоставления различных компоновок ОРУ 110 кВ с данной схемой следует, что наиболее рациональной является компо-

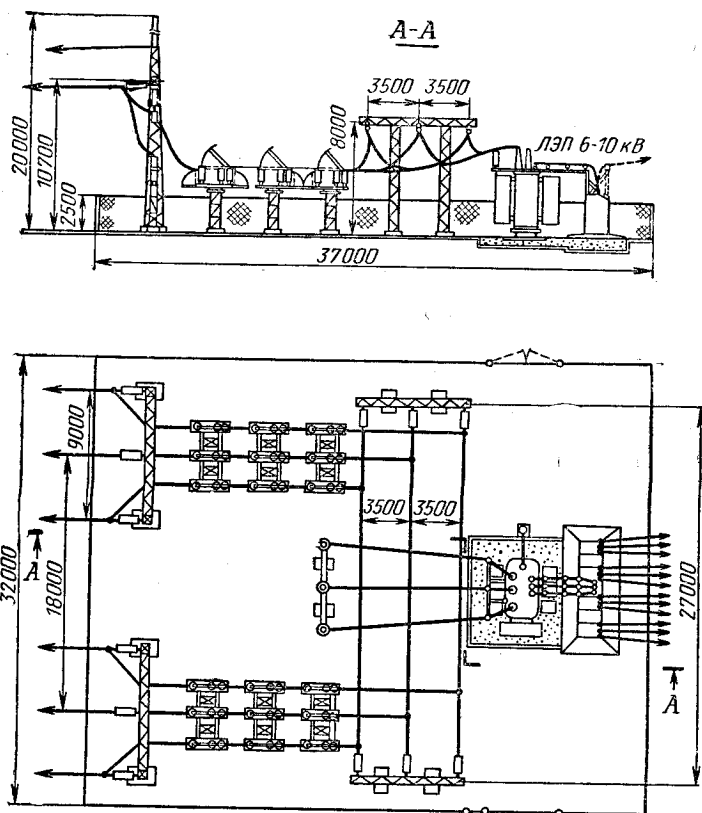


Рис. 23-23. ОРУ 35 кВ для схемы с питанием двух трансформаторов от двух линий.

Из сопоставления последних двух компоновок можно установить, что при однорядной установке выключателей ширина ОРУ может быть сокращена с 62,0 до 49,3 м (считая от оси железнодорожного пути вдоль трансформатора до ограждения со стороны линий).

Недостатком однорядной установки выключателей является необходимость выполнения в цепях трансформатора двухъярусной ошиновки с усложнением конструкции для ее подвески. Вместе с тем кроме сокращения ширины ОРУ однорядная установка выключателей делает компоновку ОРУ наглядной и упрощает канализацию контрольных кабелей. Особенно целесообразна однорядная установка выключателей при стесненных размерах площадки.

Открытые РУ с двумя основными и

новка с одноколонковым разъединителем, так как в ней количество колонок опорных изоляторов и натяжных гирлянд изоляторов наименьшее; кроме того, меньше металлоконструкций для подвески ошиновки и установки разъединителей; удельная площадь на один выключатель ОРУ примерно на 40% меньше, чем в установках с обычными разъединителями.

Подстанции глубоких вводов. На рис. 23-31 представлена одна из подстанций 35 кВ, присоединенная непосредственно к магистральной воздушной линии 35 кВ, введенной на территорию предприятия по схеме глубокого ввода. Подстанция открытого типа — компактная и простая по конструктивному выполнению, без сборных шин на напряжение 35 кВ. Понижительные трансформаторы подстанции устанавливаются

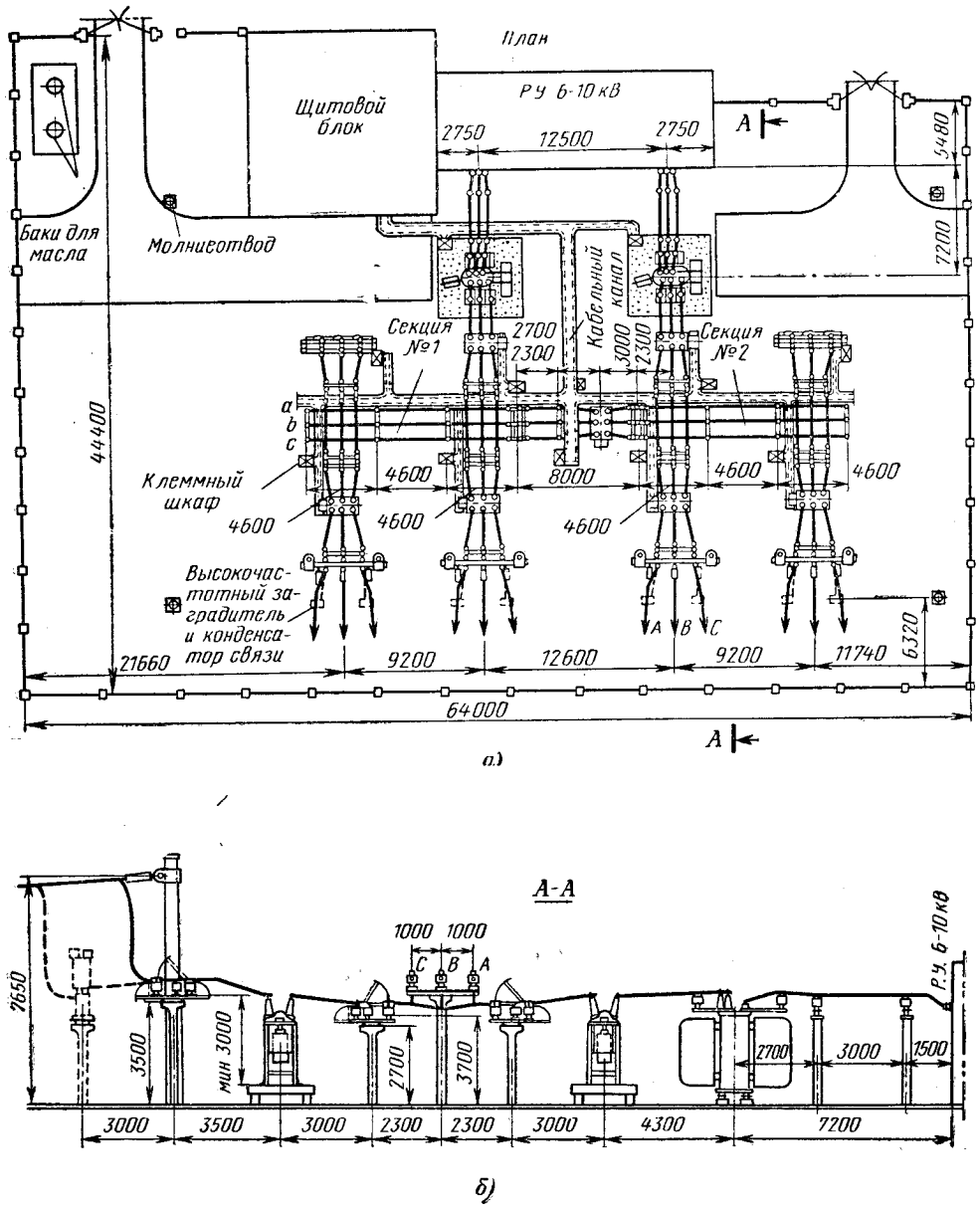


Рис. 23-24. ОРУ 35 кВ для схемы с одной секционированной системой шин с баковыми выключателями и жесткой ошиновкой.

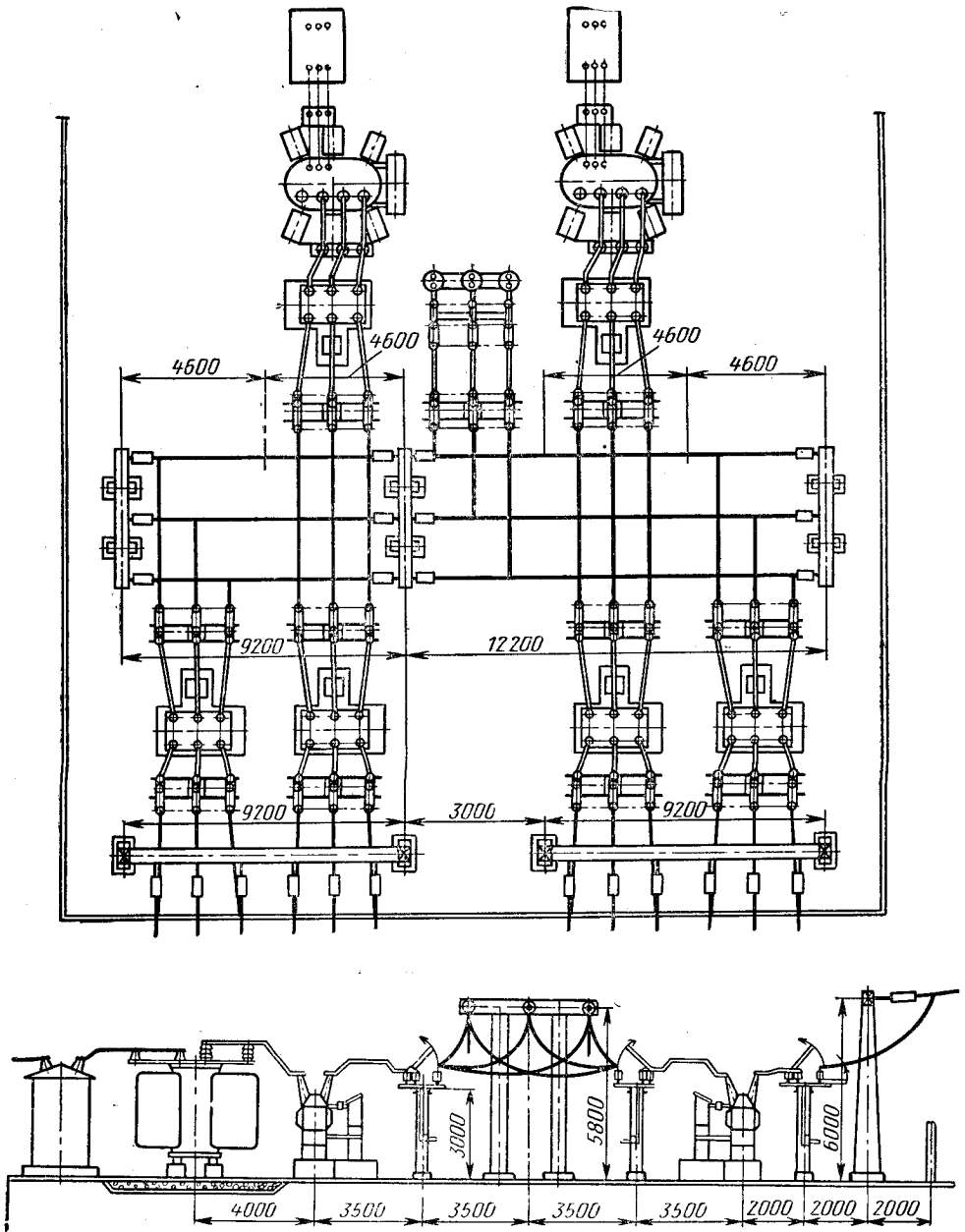


Рис. 23-25. ОРУ 35 кВ с одной системой шин и гибкой ошиновкой.

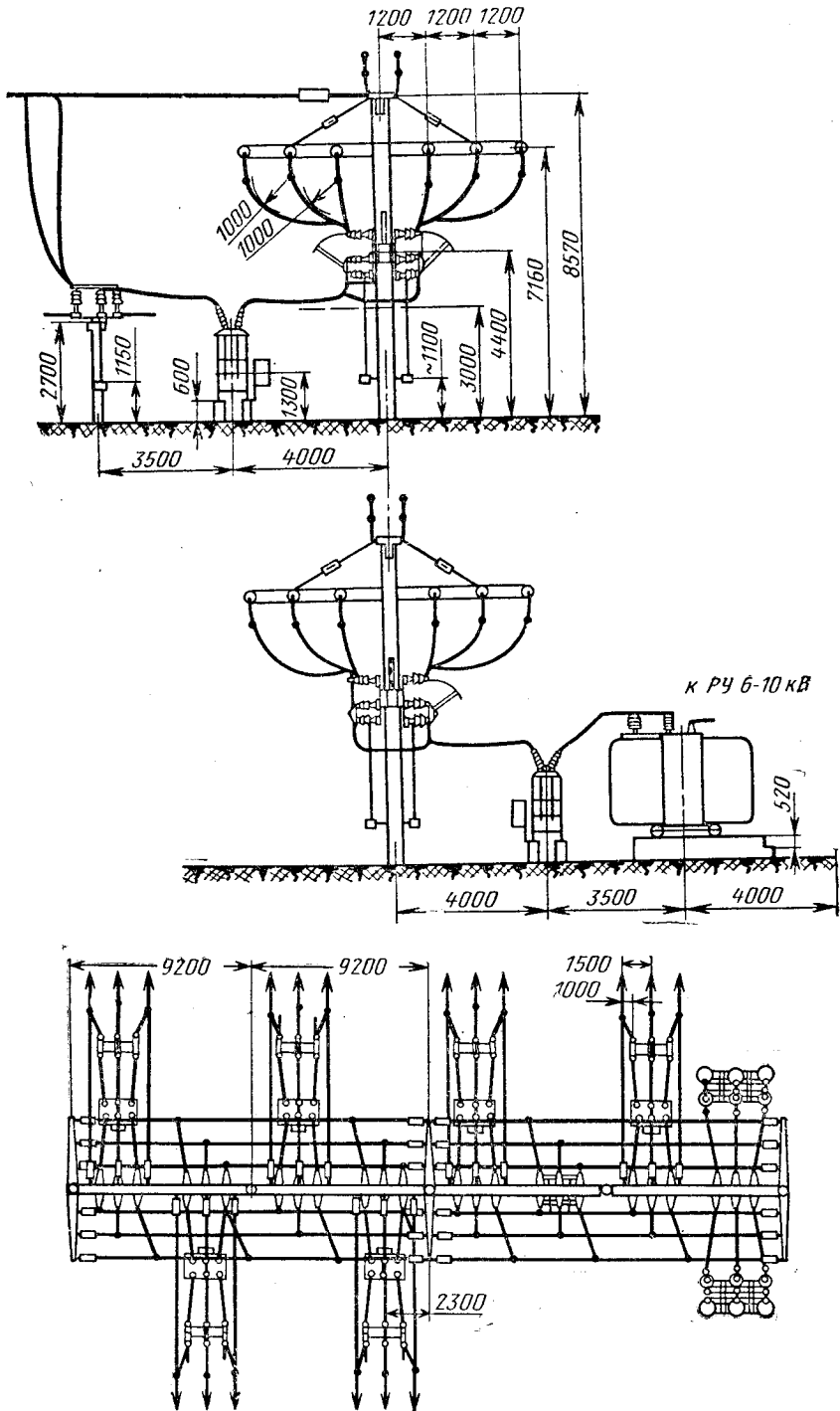


Рис. 23-26. ОРУ 35 кВ с двумя системами шин со сборными железобетонными опорами и гибкой ошиновкой. Вариант, рекомендуемый для сравнительно небольших величин токов к. з.

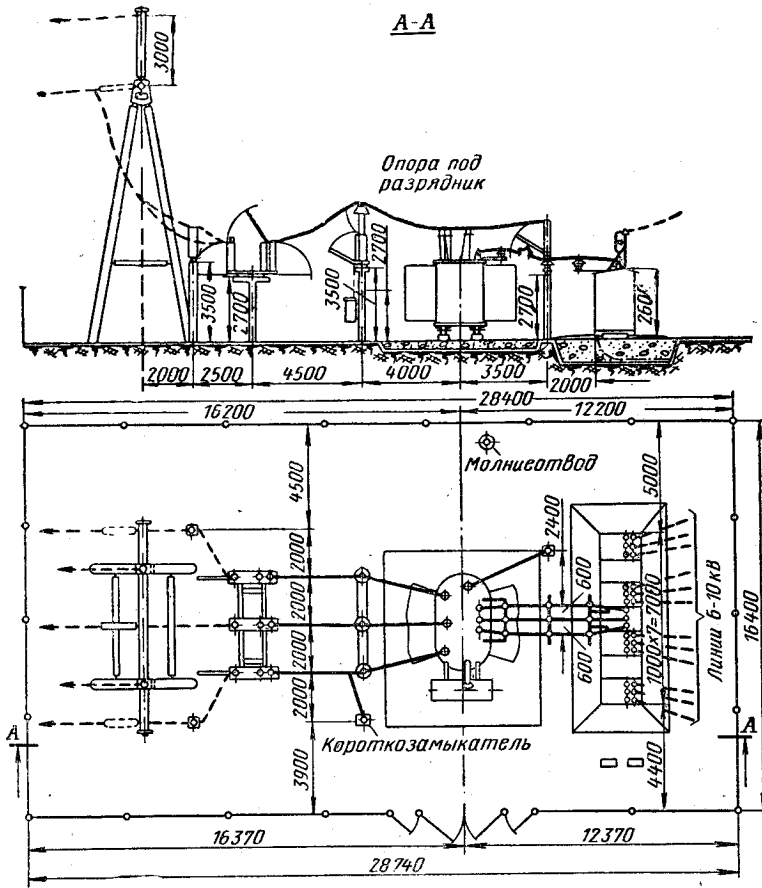


Рис. 23-27. ОРУ 110 кВ понизительной подстанции с одним трансформатором, питаемым по гупиковой линии.

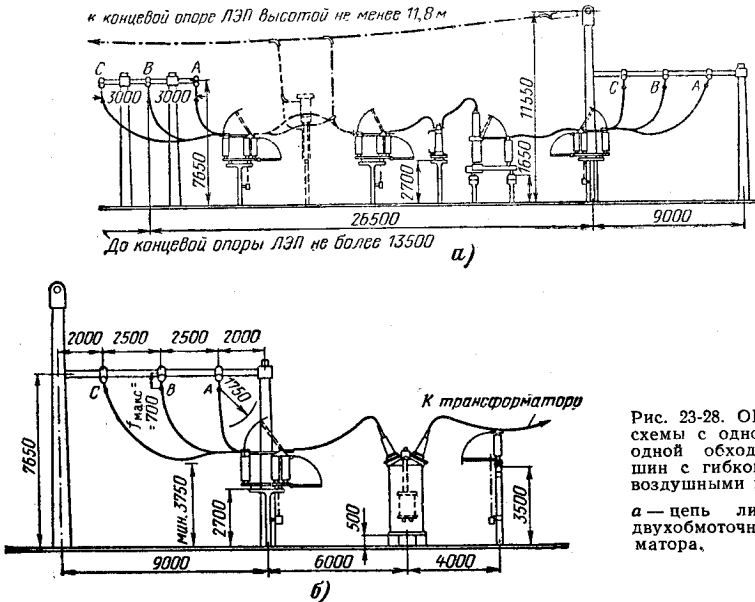


Рис. 23-28. ОРУ 110 кВ для схемы с одной основной и одной обходной системами шин с гибкой ошиновкой и воздушными выключателями.

а — цепь линии; б — цепь двухобмоточного трансформатора.

взле стены цеха (корпуса) и присоединяются через разъединитель и выключатель МГ-35 непосредственно к воздушной линии 35 кВ, проходящей рядом со зданием цеха параллельно его продольной оси и служащей как бы сборными шинами подстанций. Присоединение трансформатора к РУ вторичного напряжения, размещенному в цехе, выполнено голыми шинами.

Выключатель имеет сетчатое ограждение, позволяющее производить его осмотр под напряжением. Каждый трансформатор и его аппаратура скомпонованы в виде отдельных блоков, которые располагаются рядом, образуя подстанцию с одним, двумя и большим числом трансформаторов, или же размещаются рассредоточенно вдоль цеха в зависимости от требований схемы электроснабжения и размещения нагрузок данного предприятия, что является одним из преимуществ предложенной конструкции. При такой компоновке площадь, занимаемая подстанцией, сводится к минимуму. В качестве подстанций глубоких вводов могут быть использованы также комплектные под-

станции с применением стреляющих предохранителей типа ПСН-35.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

23-1. Справочник энергетика промышленных предприятий. Т. I. М., Госэнергоиздат, 1961.

23-2. Баптиданов Л. Н., Тарасов В. И. Электрические станции и подстанции, М., Госэнергоиздат, 1963.

23-3. Двоскин Л. И. Компоновки и конструкции распределительных устройств высокого напряжения. М., Госэнергоиздат, 1960.

23-4. Ермилов А. А. Основы электрообеспечения промышленных предприятий. М., «Энергия», 1969.

23-5. Васильев А. А. и др. Электрическая часть станций и подстанций. М., Госэнергоиздат, 1963.

23-6. Правила устройства электроустановок. М., «Энергия», 1966.

23-7. Каталоги ЦБТИ НИИ электропромышленности, 1962—1971.

**СПРАВОЧНИК ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ. Кн. 1**

●
Редактор издательства В. А. Озерский
Переплет художника Н. Т. Ярешко
Технический редактор Г. Г. Самсонова
Корректор В. С. Антипова

●
Сдано в набор 29/XI 1972 г. Подписано к печати 26/IX 1973 г. Т-08488.
Формат 70×108¹/₁₆ Бумага типографская № 1. Усл. печ. л. 45,5.
Уч.-изд. л. 57,42. Тираж 40 000 экз. доп. Зак. № 799. [REDACTED]

●
Цена 3 р. 39 к.

Издательство «Энергия». Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

●
Владимирская типография Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли
Гор. Владимир, ул. Победы, д. 18-б.