

М.Й. Бурбело

РОЗРАХУНКИ В СИСТЕМАХ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Міністерство освіти і науки України
Вінницький державний технічний університет

М.Й. Бурбело

РОЗРАХУНКИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Затверджено Ученою радою Вінницького державного технічного університету як навчальний посібник з дисципліни “Електропостачання” для студентів електротехнічних спеціальностей. Протокол №__ від ____
_____.

Вінниця ВДТУ 2002

Міністерство освіти і науки України
Вінницький державний технічний університет

М.Й. Бурбело

РОЗРАХУНКИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Усі цитати, цифровий, фактичний матеріал та бібліографічні відомості перевірені, написання фізичних одиниць відповідає стандартам. Зауваження рецензентів враховані.

Автор

М.Й. Бурбело

Вимогам, які висуваються до інструктивно-методичної літератури, відповідає. До друку і у світ дозволяю на підставі параграфу 2, п. 15 "Єдиних правил...". Проректор з навчальної та науково-методичної роботи

В.О. Леонтєв

ЗАТВЕРДЖЕНО

на засіданні кафедри ЕСЕМ протокол

№__ від __ 2002р.

Зав.кафедри ЕСЕМ

Б.С.Рогальський

УДК 621.311
Б 12

Рецензенти:

В. В. Зорін, доктор технічних наук, професор
Б. С. Рогальський, доктор технічних наук, професор

Рекомендовано до видання Ученою радою Вінницького державного технічного університету Міністерства освіти і науки України

Б 91 **Бурбело М.Й.**
Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник з дисципліни “Електропостачання”. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 125 с.

В навчальному посібнику висвітлено теоретичні й практичні аспекти розрахунків систем електропостачання промислових підприємств, що стосуються розрахунку електричних навантажень, вибору і розміщення підстанцій, розрахунку внутрішньозаводських та цехових мереж.

Для студентів електротехнічних спеціальностей вищих навчальних закладів.

УДК [621.311
© М. Бурбело, 2001

Навчальне видання

Михайло Йосипович Бурбело

РОЗРАХУНКИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
Навчальний посібник з дисципліни “Електропостачання”

Оригінал-макет підготовлено автором

Редактор В.О. Дружиніна
Коректор Ю.І. Франко

Підписано до друку

Формат 29.7×42^{1/4}

Гарнітура Times New Roman

Друк різнографічний

Ум. друк. арк.

Тираж прим.

Зам.№

Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі
Вінницького державного технічного університету
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВДТУ, ГНК, 9-й поверх
тел. (0432)44-01-59

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

- ГПП – головна понижувальна підстанція.
- ЕЕС – електроенергетична система.
- ЕП – електроприймач.
- КЗ – коротке замикання (електроустановки, трансформатора,...).
- КРП – комплектний розподільчий пристрій.
- КТП – комплектна розподільча підстанція.
- ПГВ – підстанція глибокого вводу.
- РП – розподільчий пункт 6,10 кВ або 0,4 кВ.
- ТП – трансформаторна підстанція.
- ХХ – холостий хід (трансформатора).
- ЦЕН – центр електричних навантажень.
- ШМ – шинопровід магістральний.
- ШР – шинопровід розподільчий.
- ЩСУ – щит станцій управління.

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	5
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	6
1.1 Розрахунок навантажень цехової мережі	7
1.2 Розрахунок освітлювальних навантажень	13
1.3 Розрахунок навантажень підприємства	15
1.4 Приклад розрахунку навантажень цехової мережі	17
2 ВИБІР І РОЗМІЩЕННЯ ПІДСТАНЦІЙ	21
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів ГПП	21
2.2 Вибір цехових ТП	26
2.3 Вибір місць для розміщення підстанцій	28
2.4 Приклади вибору та розміщення підстанцій	30
3 РОЗРАХУНОК ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	38
3.1 Вибір варіантів схем зовнішнього електропостачання	38
3.2 Аналіз надійності зовнішнього електропостачання	42
3.3 Техніко-економічний аналіз зовнішнього електропостачання	44
3.4 Приклади розрахунку схем зовнішнього електропостачання	51
4 РОЗРАХУНОК ВНУТРІШНЬОЗАВОДСЬКОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	56
4.1 Вибір схеми та основних елементів заводської мережі	56
4.2 Розрахунок струмів КЗ	61
4.3 Перевірка вибраних вимикачів	62
4.4 Приклади розрахунку заводської мережі	64
5 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЦЕХУ	72
5.1 Вибір схеми, комутаційно-захисної апаратури та провідників цехової мережі	72
5.2 Розрахунок струмів КЗ у мережах напругою до 1000 В	79
5.3 Перевірка чутливості та селективності захисту цехових мереж	82
5.4 Приклади розрахунку цехових мереж	84

6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ ПРИ ВИБОРІ ПРИСТРОЇВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	93
6.1 Порядок сплати за реактивну електроенергію	93
6.2 Вибір компенсуючих пристроїв.....	97
6.3 Приклади розрахунку при виборі компенсуючих пристроїв	101
7 РОЗРАХУНКИ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	107
7.1 Методики розрахунків показників якості електроенергії.....	107
7.2 Приклади розрахунку показників якості електроенергії	112
ЛІТЕРАТУРА.....	117
ДОДАТОК А	120
ДОДАТОК Б	124
ДОДАТОК В	130
ДОДАТОК Г	135
ДОДАТОК Д.....	138

ПЕРЕДМОВА

Навчальний посібник призначений для студентів вищих навчальних закладів, що навчаються за спеціальністю “Електротехнічні системи електроспоживання та енергозбереження”. Він також може бути використаний і для студентів інших спеціальностей, які вивчають дисципліну “Електропостачання промислових підприємств”.

В першому розділі викладена методика розрахунку електричних навантажень. Використовується поділ системи на рівні і виконання розрахунків знизу вгору із застосуванням методів упорядкованих діаграм та коефіцієнта попиту.

В другому розділі розглядаються питання вибору трансформаторів ГПП і цехових ТП, а також вибору місць для їх розміщення.

В третьому розділі розглянуто техніко-економічне порівняння варіантів зовнішнього електропостачання. Аналізується вплив надійності на техніко-економічні показники.

В четвертому розділі приведена методика розрахунку заводських розподільчих мереж. Тут детально аналізуються питання розрахунку струмів короткого замикання, вибору кабелів та високовольтних вимикачів.

П'ятий розділ присвячений цеховим мережам. В ньому даються рекомендації стосовно вибору конструктивного виконання і електричних схем цехових мереж, провідників і комутаційних захисних апаратів, розрахунку струмів короткого замикання, перевірки чутливості та селективності захисту.

В шостому розділі аналізуються техніко-економічні показники при виборі та розміщенні компенсуючих пристроїв.

В сьомому розділі наведені приклади розрахунку показників якості електричної енергії.

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Розраховуючи електричні навантаження в системі електропостачання, виділяють чотири характерних рівні (рис. 1.1), які відрізняються за характером електроспоживання і, відповідно, способом розрахунку.

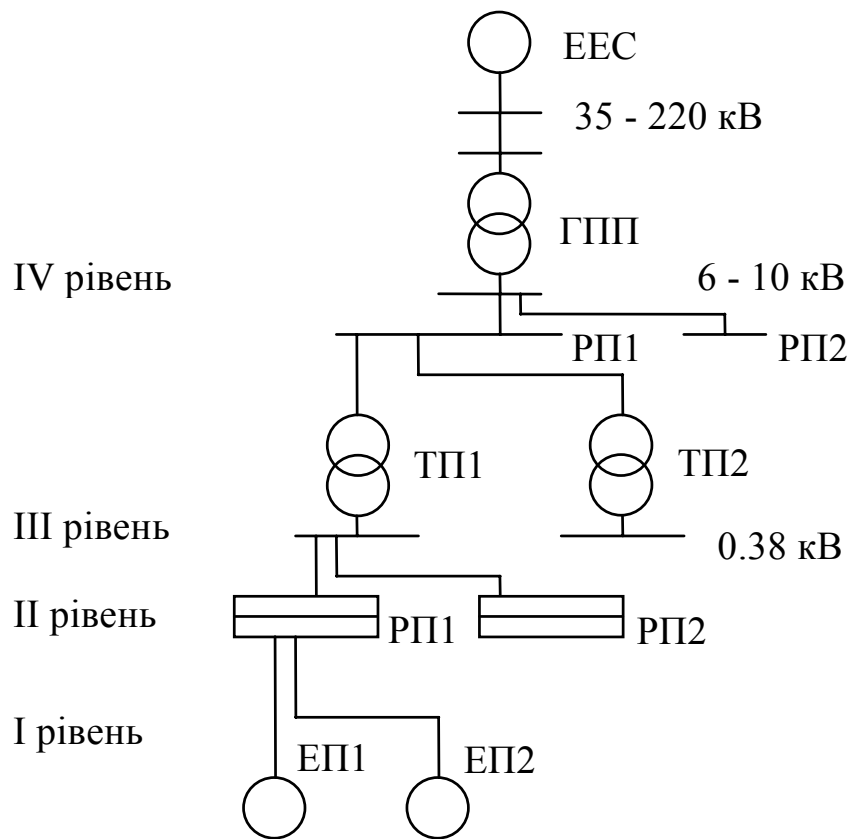


Рисунок 1.1 – Рівні електропостачання

IV – шини РП, ГПП 10(6) кВ;

III – шини 0.38 кВ ТП;

II – розподільні щити, пункти, шинопроводи;

I – окремі електроприймачі.

Розрахунок електричних навантажень виконується знизу вгору в два етапи [1]: спочатку визначають навантаження цехів і підприємства в цілому, потім вибирають схеми електропостачання і визначають

розрахункові навантаження для кожної конкретної лінії електропередач. Пропонується спочатку скласти схему цехової мережі і на її основі виконати розрахунок електричних навантажень.

1.1 Розрахунок навантажень цехової мережі

Розрахункові навантаження окремих електроприймачів (ЕП) або ліній, від яких живляться два чи три ЕП (І рівень), приймаються рівними номінальним

$$P_m = P_n, \quad Q_m = P_m \operatorname{tg} \varphi_n,$$

де P_n – номінальна активна потужність ЕП;

$\operatorname{tg} \varphi_n$ – номінальний коефіцієнт реактивної потужності.

Номінальні величини визначають за паспортними даними ЕП. В разі відсутності паспортних даних, приймають $\operatorname{tg} \varphi_n = 0,75$ – для ЕП тривалого режиму роботи і $\operatorname{tg} \varphi_n = 0,87$ – для ЕП повторно-короткочасного.

Для ЕП повторно-короткочасного режиму номінальна потужність приводиться до тривалого режиму роботи

$$P_n = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{T_{\text{пов.пасп}}},$$

де $P_{\text{пасп}}$, $T_{\text{пов.пасп}}$ – паспортні номінальна потужність і відносна тривалість повторного ввімкнення.

На II і III рівнях електропостачання використовують метод упорядкованих діаграм, розроблений Г.М. Каяловим [1,2].

ЕП кожного розподільного пункту або шинопровода поділяють на дві групи: ЕП зі змінним графіком навантаження (група А) і ЕП з, практично, постійним графіком навантаження (група Б).

Розрахункові навантаження визначають за формулами:

для групи А:

$$P_{\text{м}} = K_{\text{м}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{вi}} \cdot P_{\text{нi}}, \quad Q_{\text{м}} = \begin{cases} 1,1 \sum_{i=1}^n k_{\text{вi}} \cdot P_{\text{нi}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{с.і}} & \text{при } n_e \leq 10, \\ \sum_{i=1}^n k_{\text{вi}} \cdot P_{\text{нi}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{с.і}} & \text{при } n_e > 10; \end{cases}$$

для групи Б:

$$P_{\text{м}} = K_{\text{м}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{вi}} \cdot P_{\text{нi}}, \quad Q_{\text{м}} = K_{\text{м}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{вi}} \cdot P_{\text{нi}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{с.і}},$$

де $K_{\text{м}}$ – коефіцієнт розрахункового максимуму активної потужності;

n_e – ефективне число ЕП.

В табл. 1.1 та 1.2 [3] наведені значення коефіцієнтів максимуму відповідно для цехових мереж, що відповідають постійній часу нагрівання провідників $T_0 = 10$ хв., (півгодинний максимум) та для цехових трансформаторів і магістральних шинопроводів, що відповідають постійній часу нагрівання провідників $T_0 = 2,5$ год. Для кабельних ліній розподільних мереж напругою 10 (6) кВ, постійна часу нагрівання яких дорівнює 30 хв., коефіцієнт розрахункового максимуму приймається рівним одиниці.

Таблиця 1.1 – Значення коефіцієнтів розрахункового максимуму навантаження K_m для мереж живлення напругою до 1000 В ($T_0 = 10$ хв.)

N_e	Коефіцієнт використання								
	0.1	0.15	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
1	8.00	5.33	4.00	2.67	2.00	1.60	1.33	1.14	1
2	6.22	4.33	3.39	2.45	1.98	1.60	1.33	1.14	1
3	4.06	2.89	2.31	1.74	1.45	1.34	1.22	1.14	1
4	3.24	2.35	1.91	1.47	1.25	1.21	1.12	1.06	1
5	2.84	2.09	1.72	1.35	1.16	1.16	1.08	1.03	1
6	2.64	1.96	1.62	1.28	1.14	1.13	1.06	1.01	1
7	2.49	1.86	1.54	1.23	1.2	1.10	1.04	1	
8	2.37	1.78	1.48	1.19	1.10	1.08	1.02	1	
9	2.27	1.71	1.43	1.16	1.09	1.07	1.01	1	
10	2.18	1.65	1.39	1.13	1.07	1.05	1		
12	2.04	1.56	1.32	1.08	1.05	1.03	1		
14	1.94	1.49	1.27	1.05	1.02	1			
16	1.85	1.43	1.23	1.02	1				
18	1.78	1.39	1.19	1					
20	1.72	1.35	1.16	1					
25	1.6	1.27	1.1	1					
30	1.51	1.21	1.05	1					
35	1.44	1.16	1						
40	1.4	1.13	1						
50	1.3	1.07	1						
60	1.25	1.03	1						
80	1.16	1							
100	1								

Таблиця 1.2 – Значення коефіцієнтів розрахункового максимуму навантаження K_p на шинах НН цехових трансформаторів і магістральних шинопроводів напругою до 1000 В ($T_0 = 2,5$ год.)

n_e	Коефіцієнт використання							
	0.1	0.15	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	≥ 0.7
1	8.00	5.33	4.00	2.67	2.00	1.60	1.33	1.14
2	5.01	3.44	2.69	1.9	1.52	1.24	1.11	1
3	2.4	2.17	1.8	1.42	1.23	1.14	1.08	1
4	2.28	1.73	1.46	1.19	1.06	1.04	1	0.97
5	1.31	1.12	1.02	1.0	0.98	0.96	0.94	0.93
6-8	1.2	1.0	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91
9-10	1.1	0.97	0.91	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
10-25	0.8	0.8	0.8	0.85	0.85	0.85	0.9	0.9
25-50	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.8	0.85	0.85
>50	0.65	0.65	0.65	0.7	0.7	0.75	0.8	0.8

Розрахунок виконується в таблиці форми Ф636-92 (табл. 1.3)

Таблиця 1.3 – Розрахунок електричних навантажень (Форма Ф 636 - 92)

Груповий коефіцієнт використання

$$K_{\epsilon} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\epsilon i} \cdot p_{ni}}{\sum_{i=1}^n p_{ni}}.$$

Точний вираз для визначення ефективного числа ЕП:

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{ni} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{ni}^2}.$$

Розраховане значення n_e округляється до найближчого меншого цілого числа.

Ефективне число ЕП можна визначити за наближеними формулами:

$$n_e \approx \begin{cases} n & \text{при } m \leq 3, \text{ або при } n_e > n; \\ \frac{2P_n}{P_{n.\text{найб}}} & \text{при } m > 3 \text{ і } K_{\epsilon} \geq 0,2, \end{cases}$$

де P_n – номінальна потужність всіх ЕП;

m – відношення номінальних потужностей найбільшого і найменшого за потужністю ЕП.

Піковий (пусковий) струм:

$$I_n = I_m - k_{\epsilon} i_{n.\text{макс}} + i_{n.\text{макс}},$$

Де $i_{n.\text{макс}}$, $i_{n.\text{макс}}$ – номінальний і піковий струми ЕП, з максимальним піковим струмом. У разі відсутності заводських даних пусковий струм асинхронного електродвигуна з короткозамкнутим ротором або синхронного двигуна може бути прийнятий рівним п'ятикратному номінальному; пусковий струм двигуна постійного струму або асинхронного з фазним

ротором повинен прийматися не нижчим від 2,5-кратного номінального струму; піковий струм пічних і електрозварювальних трансформаторів – не меншим від 3-кратного номінального (без приведення до $T_{пв} = 100\%$).

1.2 Розрахунок освітлювальних навантажень

Визначення освітлювальних навантажень виконується після повного світлотехнічного розрахунку, вибору типу та числа світильників. Це предмет спеціального розгляду.

Разом з тим, з метою спрощення на всіх етапах проектування дозволяється замість повного розрахунку користуватися таблицями питомої потужності. При цьому враховується площа приміщення, його висота, точність виконуваної роботи, характер відбивання поверхонь.

Послідовність визначення розрахункового навантаження освітлення за питомою потужністю така:

- 1) визначають розряд роботи за точністю; вибирають систему освітлення; вибирають тип джерела світла; вибирають освітлювальну арматуру; визначають необхідну освітленість [4];
- 2) визначають питому потужність освітлення [5];

Визначають розрахункову потужність за методом коефіцієнта попиту з урахуванням втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі.

Примітки:

- 1) розряд роботи за точністю залежить від мінімального розміру об'єкта, який необхідно розрізняти. Роботи найвищої точності (коли необхідно розрізняти об'єкти розміром до 0,15 мм) відносять до I розряду і т. д.;
- 2) при проектуванні електричного освітлення приміщень використовують: систему загального освітлення з рівномірним або локалізованим розміщенням світильників; систему комбінованого освітлення, яка складається з загального і

місцевого освітлення. Вибір системи освітлення залежить від характеру виробництва;

- 3) при виборі джерела світла перевагу краще віддавати люмінісцентним лампам або газорозрядним лампам високого тиску ДРЛ, НЛВД, ДРИ, які мають високу світлову віддачу, більш правильну кольоропередачу, великий термін служіння. Недоліки люмінісцентних ламп: працюють при плюсовій температурі; пульсації світлового потоку, стробоскопічний ефект, підвищена зона зорового комфорту (150-200 лк - для ЛБ і 300 – 500 лк – для ЛД), тоді як для ламп розжарювання - 30–50 лк. Лампи високого тиску доцільно застосовувати у виробничих приміщеннях VI, VIII і IX розрядів, в приміщеннях з високою стелею для зовнішнього освітлення;
- 4) при виборі освітлювальної арматури треба враховувати характер середовища (вологість, запиленість і т. п.);
- 5) необхідну освітленість визначають за розрядом роботи, в залежності від вибраної системи освітлення і типу світильників з таблиць і з врахуванням коефіцієнта запасу для випадку заплених, задимлених та ін приміщень. Аварійне освітлення нормується 0,5 лк;
- 6) після цього, за таблицями знаходять питому потужність освітлення, p_0 ;
- 7) розрахункову потужність освітлення визначають з формули

$$P_{м.о} = K_{н.о} \cdot K_{пра} \cdot P_o \cdot F ,$$

де $K_{н.о}$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

$K_{пра}$ – коефіцієнт втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі;

F – площа приміщення.

Коефіцієнти:

$$K_{пра} = \begin{cases} 1,1 & - \text{ДРЛ}; \\ 1,2 & - \text{люмісцентні стартерні}; \\ 1,3-1,35 & - \text{люмінісцентні безстартерні}; \end{cases}$$

$$K_n = \begin{cases} 0,95 & - \text{великі виробничі приміщення}; \\ 0,8 & - \text{порівняно невеликі виробничі приміщення}; \\ 0,6 & - \text{склади, підстанції}; \\ 1,0 & - \text{аварійне освітлення}. \end{cases}$$

1.3 Розрахунок навантаження підприємства

Розрахункові активна та реактивна потужності силового обладнання цеху можуть бути визначені за методом коефіцієнта попиту

$$P_{м.с} = K_n P_{н}, \quad Q_{м.с} = P_{м.с} \operatorname{tg} \varphi_c,$$

Можуть також використовуватися методи питомого електроспоживання, питомої електроємності продукції та інші.

Розрахункові потужності k -го цеху дорівнюють сумі розрахункових потужностей силового та освітлювального навантажень

$$P_{м.к} = P_{м.с} + P_{м.о}, \quad Q_{м.к} = Q_{м.с} + Q_{м.о}.$$

Розрахункові максимальні навантаження підприємства визначають з виразів

$$P_M = K\alpha(\sum_{k=1}^N P_{mk} + P_{mц} + P_{мз}); \quad Q_M = K\alpha(\sum_{k=1}^N Q_{mk} + Q_{мц} + Q_{мз})$$

де P_{mk} , Q_{mk} – розрахункові максимальні навантаження ТП або цехів;

N – число ТП або цехів;

$P_{м.ц}$, $Q_{м.ц}$ – розрахункове максимальне навантаження загальноцехових ЕП високої напруги 10(6) кВ, які приєднані безпосередньо до РП 10(6) кВ.

K_o – коефіцієнт одночасності максимумів навантаження;

$P_{м.з}$, $Q_{м.з}$ – розрахункові максимальні навантаження загальнозаводських ЕП і цехових трансформаторних підстанцій, приєднаних безпосередньо до ГПП, ПГВ.

В табл. 1.4 наведені дані коефіцієнта одночасності електричних навантажень.

Таблиця 1.4 – Значення коефіцієнта одночасності K_o для визначення розрахункового навантаження на шинах 6 (10) кВ РП і ГПП

Середньозважений коефіцієнт використання	Кількість приєднань 6 (10) кВ на збірних шинах 6 (10) кВ РП і ГПП			
	2 – 4	5 – 8	9 – 25	> 25
$K_b < 0.3$	0.9	0.8	0.75	0.7
$0.3 \leq K_b < 0.5$	0.95	0.9	0.85	0.8
$0.5 \leq K_b \leq 0.8$	1.0	0.95	0.9	0.85
$K_b > 0.8$	1.0	1.0	0.95	0.9

Для загальноцехових ЕП, з практично незмінним графіком навантаження (компресори, насоси і т.д.), максимальні навантаження $P_{м.ц}$, $Q_{м.ц}$ приймаються рівними середнім навантаженням, а для ЕП зі змінним графіком навантаження розрахунок $P_{м.ц}$, $Q_{м.ц}$ виконується з використанням графіків роботи технологічного обладнання.

Реактивна потужність, яка може бути спожита з енергосистеми в години великих навантажень (на шинах 6, 10 кВ ГПП, ПГВ),

$$Q_{1e} = a \cdot P_M,$$

де $a = \{0,15; 0,25; 0,30; 0,40\}$ – для підстанцій з напругою відповідно 10, 35, 110 і 220(330) кВ.

Необхідна потужність компенсуючих пристроїв визначається з нерівності

$$Q_{KV} \geq Q_M - Q_{1e}$$

Втрати реактивної потужності для двох трансформаторів ГПП оцінюються наближено

$$\Delta Q_T \approx 0,14 \sqrt{P_M^2 + Q_{1e}^2}.$$

1.4 Приклад розрахунку електричних навантажень цехової мережі

В табл. 1.5 наведений приклад заповнення розрахункової таблиці за формою Ф636-92, при визначенні навантажень цехової мережі.

Розрахункові струми на 1 рівні електропостачання, наприклад ЕП1, визначаються за формулою:

$$I_M = \frac{P_H}{\sqrt{3} U_H \cos \varphi_H \cdot \eta_n} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,92} = 36,7 A;$$

де η_n – ККД ЕП.

Значення розрахункових струмів всіх ЕП визначаються в п.5.1 і в табл.1.5 не заносяться.

Розрахункові навантаження РП або ШР визначаються в такій послідовності: Для ЕП групи А, наприклад, ШР1

$$K_B = \frac{\sum k_B P_H}{\sum n P_H} = \frac{158.8}{436} = 0.364;$$

$$n_e = \frac{(\sum k_B P_H)^2}{\sum n P_H^2} = \frac{536^2}{14332} = 13.$$

В таблиці 1.1 знаходять $K_M = 1.05$ і обчислюють

$$P_M = K_M (K_B P_H) = 1,05 \cdot 159 = 167 \text{ кВт};$$

$$Q_M = 1,0 (K_B P_H \tan \varphi) = 1 \cdot 199 = 199 \text{ квар};$$

Знаходять розрахункові навантаження P_M , Q_M ЕП групи Б, підсумовують отримані значення і визначають S_M та I_M в цілому для РП або ШР.

Такої ж послідовності дотримуються і при визначенні розрахункових навантажень P_M , Q_M , S_M , I_M і в цілому по цеху.

Розрахункові навантаження цеху, що відповідають постійній часу $T_0 = 2,5$ год. і використовуються для вибору цехових трансформаторів та магістральних шинопроводів, визначаються в такій послідовності:

1) розраховують по цеху в цілому

$$K_B = \frac{P_{CM}}{P_H} = \frac{526.4}{1330} = 0.396;$$

$$n_e = \frac{P_H^2}{\sum n \cdot P_H^2} = \frac{1330^2}{76388} = 23;$$

2) з таблиці 1.2 знаходять значення $K_p = 0,85$. Розрахункові навантаження на шинах 0,38 кВ ТП

$$P_P = K_P K_B P_H = 0,85 \cdot 526,4 = 447 \text{ (кВт)};$$

$$Q_P = K_P K_B P_H \tan \varphi = 0,85 \cdot 447 = 380 \text{ (квар)};$$

$$S_P = \sqrt{(P_P^2 + Q_P^2)} = \sqrt{447^2 + 380^2} = 587 \text{ (кВА)}.$$

В табл. 1.6 наведений приклад розрахунку навантажень підприємства.

Таблиця 1.5 – Розрахунок силового навантаження цехової мережі

Назва РП,	п, шт	1 РП	всіх	М	кв	tgφ	Рсм, кВт	Qсм, квар	ne	КМ	РМ	QM	SM	IM
ШР1														
Шліфувальний верстат (1-4)	4	20	80		0,45	1,33	36	48						
Свердлильний верстат (5-6)	2	14	28		0,2	1	5,6	5,6						
Фугувальний верстат (9-12)	4	42	168		0,45	1,33	75,6	101						
Циркулярна пила (13)	1	36	36		0,3	1,52	10,8	16						
Прес (16)	1	20	20		0,5	0,75	10	7,5						
Полірувальний верстат (24)	1	40	40		0,2	1	8	8						
Фрезерний верстат (26-27)	2	32	64		0,2	1	12,8	13						
Всього групи А	15		436	<3	0,364		158,8	199	15	1,02	161	218	272	413
Вентилятор (36)	1	20	20		0,65	0,75	13	9,8						
Всього групи Б	1		20				13	9,8			13	9,75		
Всього по ШР1	16		456				171,8	208			174	228	287	437,108
ШР2 (аналогічно)														
Всього по ШР2	17		434				122,6	118			139	128	189	287,982
Крупні ЕП, що живляться від ТП														
Зварюв. тр-тор 40% (30-31)	2	100	200		0,2	3	40	120						
Сушильна шафа (7-8)	2	120	240		0,8	0	192	0						
Всього групи А	31		1030	>3	0,284		292,4	422	17,2	1,03	301	421		
Всього групи Б	6		300				234	25			234	24,78		
Всього по цеху	37		1330				526,4	447			535	446	697	1059

Таблиця 1.6 – Розрахунок навантажень підприємства

Вузли живлення	Силові навантаження						Освітлювальне навантаження					Всього		
	Р _н , кВт	К _п , в.о.	cos	tg	Р _{зм} , кВт	Q _{зм} , кВАр	F, м2	Р _{пит.о}	Р _{но} , кВт	К _{по} о.е	Р _{мо} , кВт	Р _м , кВт	Q _м , кВАр	S _м , кВА
1.Прядильний	1460	0,4	0,83	0,67	584	392	22194	0,016	355	0,85	301	885	392	968
2.Ткацький	6000	0,2	0,78	0,8	1200	962	13420	0,016	214	0,85	182	1382	962	1684
3.Красильний	1360	0,4	0,76	0,86	544	465	15209	0,016	243	0,85	206	750	465	883
4.Швейна фабрика	1460	0,4	0,8	0,75	584	438	23975	0,016	383	0,85	326	910	438	1009
5.Ливарний	1300	0,6	0,9	0,48	780	377	2655	0,012	31	0,85	27	807	377	891
6.Котельня	600	0,6	0,85	0,62	360	223	116	0,015	1,74	0,85	1,48	361	223	424
7.Механічний	960	0,4	0,6	1,33	384	512	5925	0,012	71,1	0,95	67	451	512	682
8.Інструментальний	180	0,6	0,68	1,08	108	116	4004	0,012	48	0,95	45	153	116	192
9.Столярний	1330		0,72	0,96	526,4	446	6300	0,012	75,6	0,95	71	606	446	753
10.Заводоуправління	186	0,6	0,85	0,62	111	69	8496	0,016	135	0,9	122	233	69	243
11.Гараж	220	0,45	0,85	0,62	99	61	8784	0,015	131	1	131	230	61	238
12. Склад готових виробів	90	0,6	0,85	0,62	54	33	10920	0,011	120	0,6	72	126	33	130
Всього по підприємству	15146				5395	4098	121998		1812		1557	6900	4098	8105

2 ВИБІР І РОЗМІЩЕННЯ ПІДСТАНЦІЙ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів ГПП

На ГПП звичайно встановлюють два однакових трансформатори такої потужності, щоб у разі виходу з ладу одного з них, другий трансформатор забезпечив роботу основних споживачів на період відновлення пошкодженого. При цьому враховується, як перевантажувальна здатність трансформаторів, так і можливість обмеження споживачів без збитків для основної діяльності підприємства. Встановлення на підстанції одного трансформатора дозволяється у випадку, якщо буде забезпечена необхідна надійність електропостачання.

Споживачі I категорії повинні житися від двох незалежних джерел з автоматичним увімкненням резервного живлення. Тому для таких підприємств обов'язково передбачається встановлення двох трансформаторів.

Для споживачів II і III категорій установка одного трансформатора припустима, якщо можливим є забезпечення живлення основних споживачів від резервного джерела, наприклад, на напрузі 6, 10 кВ.

Потужність трансформаторів ГПП визначається на основі очікуваного навантаження на розрахунковий період тривалістю 5 років. Вибір трансформаторів виконується з урахуванням допустимого навантаження в нормальному режимі та при аварійних перевантаженнях.

Необхідну номінальну потужність трансформаторів визначають для однострансформаторних підстанцій за формулою [6]:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq S_{\text{СМ}} \approx (0,75 \div 0,8) S_{\text{М}},$$

де 0,75-0,8 – значення коефіцієнта заповнення графіка навантаження найбільш завантаженої зміни підприємств, отримані на основі

статистичного обстеження підстанцій різних підприємств. Вибраний трансформатор перевіряється на допустимість систематичних перевантажень в години максимальних навантажень.

Номінальну потужність трансформаторів двотрансформаторних підстанцій вибирають з умови

$$S_{\text{ном.т}} \geq (0,5 \div 0,7) S_{\text{м.}}$$

Вибрані трансформатори перевіряють на можливість роботи в умовах аварійних перевантажень при відключенні одного з них.

Навантажувальна здатність трансформаторів регламентується ГОСТ 14209 – 85, згідно з яким:

1) допускаються такі систематичні перевантаження трансформаторів, за яких температура масла не перевищить $\Theta_{\text{м.макс}} = 95^{\circ}\text{C}$, а температура найбільш нагрітої точки обмотки не перевищує $\Theta_{\text{ннт.макс}} = 140^{\circ}\text{C}$;

2) допускаються такі аварійні перевантаження трансформаторів, за яких температура масла перевищить $\Theta_{\text{м.макс}} = 115^{\circ}\text{C}$, а температура найбільш нагрітої точки обмотки не перевищує $\Theta_{\text{ннт.макс}} = 160^{\circ}\text{C}$;

3) допускаються такі навантаження, за яких знос виткової ізоляції не перевищить нормального зносу, який відповідає базовим температурам $\Theta_{\text{м.ном}} = 75^{\circ}\text{C}$; $\Theta_{\text{ннт.ном}} = 98^{\circ}\text{C}$ (для виткової ізоляції класу А за нагрівостійкістю) і при якому термін служби трансформатора становить 25 років.

Температуру масла в верхніх шарах, де вона найбільша, для усталеного навантаження можна розрахувати за формулою:

$$\Theta_{\text{м}} = \Theta_{\text{охл}} + \Theta_{\text{м.ном}} \left(\frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^x$$

де Θ_{OHL} – температура навколишнього середовища;

$\Theta_{M.HOM}$ – номінальне перегрівання масла ($U_{M.HOM} = 55^{\circ}\text{C}$);

K – коефіцієнт завантаження;

d, x – емпіричні коефіцієнти ($d = 5$; $x = 0,9$ – для трансформаторів з системами охолодження М та Д; та $x = 1$ – для трансформаторів з системами охолодження ДЦ та Ц).

Максимальне значення температури масла під час його перевантаження тривалістю h

$$\Theta_{M.h} = \Theta_{M.K1} e^{-\frac{h}{\tau}} + \Theta_{M.K2} \left(1 - e^{-\frac{h}{\tau}} \right),$$

де τ – постійна часу нагрівання масла ($\tau = 3$ год. – для трансформаторів з системами охолодження М та Д; $\tau = 2$ год. – для трансформаторів з системами охолодження ДЦ та Ц).

Температура найбільш нагрітої точки обмотки визначається за формулою:

$$\Theta_{HNT} = \Theta_M + \Theta_{HNT.HOM} \cdot K^y,$$

де $\Theta_{HNT.HOM}$ – номінальне перегрівання обмотки ($U_{HNT.HOM} = 23^{\circ}\text{C}$);

y – емпіричний коефіцієнт ($y = 1,6$ – для трансформаторів з системами охолодження М та Д; $y = 1,4$ – для трансформаторів з системами охолодження ДЦ та Ц).

В ГОСТ 14209-85 встановлені допустимі систематичні та аварійні перевантаження, значення і тривалість яких залежать від температури повітря, системи охолодження трансформатора і його попереднього навантаження (табл. 2.1 – 2.3).

Середні орієнтовні значення температури для різних міст наведені в ГОСТ 14209-85. Для Вінниці середня річна температура становить плюс $10,7$ градусів за Цельсієм, зимова – мінус $4,9$ градусів за Цельсієм, літня – плюс $17,8$ градусів за Цельсієм.

Таблиця 2.1 – Максимально допустимі систематичні перевантаження при температурі повітря плюс 10 градусів за Цельсієм

h, год	М та Д								ДЦ							
	при значеннях $K_1=0,25\div 1,0$								при значеннях $K_1=0,25\div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,84</u>	<u>1,74</u>	<u>1,69</u>	<u>1,67</u>	<u>1,64</u>	<u>1,61</u>	<u>1,57</u>	<u>1,52</u>	1,44
1,0	+	+	+	<u>2,00</u>	<u>1,94</u>	<u>1,86</u>	<u>1,76</u>	<u>1,60</u>	<u>1,57</u>	<u>1,55</u>	<u>1,54</u>	<u>1,52</u>	1,49	1,46	1,42	1,35
2,0	<u>1,76</u>	<u>1,73</u>	<u>1,70</u>	<u>1,67</u>	<u>1,63</u>	<u>1,58</u>	<u>1,51</u>	1,40	1,41	1,40	1,39	1,38	1,36	1,34	1,31	1,26
4,0	1,46	1,44	1,43	1,41	1,39	1,36	1,32	1,25	1,28	1,27	1,27	1,26	1,25	1,24	1,22	1,19
6,0	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27	1,24	1,20	1,21	1,21	1,21	1,20	1,20	1,19	1,18	1,15
8,0	1,26	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,20	1,17	1,18	1,18	1,17	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13
12,0	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,16	1,15	1,13	1,14	1,14	1,14	1,13	1,13	1,13	1,12	1,11
24,0	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

Примітка: підкреслені навантаження і навантаження позначені +(2,0) допустимі при погодженні з підприємствами – виготовлювачами трансформаторів.

Таблиця 2.2 – Допустимі аварійні перевантаження трансформаторів незалежно від K_1

h, год	М, Д °C								ДЦ °C							
	-20	-10	0	10	20	30	40	-20	-10	0	10	20	30	40	-20	-10
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,9	1,8
1,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,4	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,8	1,7
2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,7	1,6
4,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5
6,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5
12,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,5	1,5
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,5	1,5

Таблиця 2.3 – Допустимі аварійні перевантаження трансформаторів при $K_1=0,8$

h, год	М, Д °C							ДЦ °C						
	-20	-10	0	10	20	30	40	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4
2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
4,0	1,8	1,7	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3
6,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
12,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2

При визначенні припустимого аварійного перевантаження для трансформаторів з номінальною напругою 220 кВ і вище вводиться корекція температури охолоджувального середовища - додається 20 градусів за Цельсієм.

Якщо відсутній графік навантаження трансформатора, то час його аварійного перевантаження, незалежно від температури охолоджувального середовища, визначається за двоступеневим графіком з коефіцієнтом попереднього навантаження не вищим від 0,95 і коефіцієнтом перевантаження 1,4. В такому режимі трансформатор може працювати не більше п'яти діб з тривалістю перевантаження, що не перевищує 6 годин. При наявності графіка навантаження, його перетворення в еквівалентний двоступінчастий та визначення коефіцієнтів попереднього навантаження K_1 і перевантаження K_2 виконується в такій послідовності:

а) на графіку очікуваного навантаження проводять лінію номінальної потужності трансформатора $S_{\text{ном.т}}$;

б) за перетином лінії номінальної потужності з графіком навантаження виділяють ділянку перевантаження тривалістю h ;

в) розраховують коефіцієнти початкового навантаження і перевантаження за формулами

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном.т}} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad K_2' = \frac{1}{S_{ном.т}} \sqrt{\frac{\sum S_j^2 \cdot \Delta h_j}{\sum \Delta h_j}},$$

де S_i – потужність навантаження на i -й сходинці графіка ($S_i \leq S_{ном.т}$);

S_j – потужність навантаження на j -й сходинці графіка ($S_j > S_{ном.т}$);

$\sum \Delta h_j = h'$ – тривалість перевантаження;

г) отримане значення K_2' порівнюють з K_{max} графіка навантаження $K_{max} = S_m(S_{ном.т})$; якщо $K_2' \geq 0,9K_{max}$, то приймають $K_2 = K_2'$ і $h = h'$; якщо $K_2' < 0,9K_{max}$, то приймають $K_2 = 0,9K_{max}$, а тривалість перевантаження в цьому випадку корегують за формулою:

$$h = \frac{(K_2')^2 h'}{(0,9 K_{max})^2}.$$

2.2 Вибір цехових ТП

При визначенні числа і потужності трансформаторів цехових ТП враховують:

а) надійність електропостачання, зокрема для споживачів I категорії доцільно використовувати двотрансформаторні ТП;

б) економічність цехових і заводської мереж;

в) доцільність уніфікації підстанцій (однотипність підстанцій забезпечує можливість використання меншого числа резервних трансформаторів).

Потужність трансформаторів одотрансформаторних ТП визначають з умов допустимості систематичних перевантажень

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{S_P}{N},$$

де S_P – розрахункова потужність на шинах 0,4 кВ ТП (рівень III);

N – число підстанцій.

Потужність трансформаторів двотрансформаторних ТП вибирають з умови припустимості післяаварійних перевантажень

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{S_P}{N \cdot 2 \cdot k_3},$$

де k_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів приймають рівним $0,7 \div 0,75$ – при переважанні споживачів I категорії і $0,8 \div 0,85$ – при переважанні споживачів II, III категорій.

Потужність і число цехових ТП істотно впливають на техніко-економічні показники як заводської, так і цехових мереж. Встановлено, що при виборі вирішальним є вплив цехових мереж.

На основі експериментальних досліджень обґрунтовано, що номінальну потужність цехових ТП доцільно вибирати за питомою густиною навантаження на 1 м² площі цеху ($S_{пит}$). При $S_{пит} < 0,4$ кВ•А/м² більш раціональним є використання однострансформаторних ТП. Інтервали економічних потужностей трансформаторів

$$S_{НОМ.т} = \begin{cases} 630, 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А} & \text{при } S_{num} < 0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2; \\ 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А} & \text{при } S_{num} = 0,2 \div 0,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2; \\ 2500 \text{ кВ}\cdot\text{А} & \text{при } S_{num} = 0,3 \div 0,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2. \end{cases}$$

При $S_{\text{пит}} > 0,4 \text{ кВ} \cdot \text{А/м}^2$ доцільно застосовувати двотрансформаторні підстанції незалежно від категорії надійності електропостачання.

Виходячи з цього, рекомендується така послідовність визначення числа і потужності ТП:

а) визначають економічний ступінь потужності трансформаторів $S_{\text{ном.т.}}$ в залежності від густини навантаження ($S_{\text{ном}} = S_{\Sigma}/F_{\Sigma}$, де S_{Σ} – сумарне навантаження цехів на напрузі 0,38 кВ ($S_{\Sigma} = \sum S_{p.k.}$));

б) визначають економічне число підстанцій з формул

$$N_{\text{ек}} \geq \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{ном.т.}}} \text{ або } N_{\text{ек}} \geq \frac{S_{\Sigma}}{2 \cdot S_{\text{ном.т.}} \cdot k_3};$$

в) розподіляють ТП між цехами і визначають їх фактичні коефіцієнти завантаження.

2.3 Вибір місць для розміщення підстанцій

Для вибору місць розташування підстанцій будується картограма і визначається центр електричних навантажень підприємства. Картограму навантажень будують на кресленні генерального плану підприємства. Навантаження кожного з цехів зображається кругом, площа якого пропорційна розрахунковій активності потужності

$$P_{Mk} = \pi \cdot r_k^2 \cdot m_p,$$

де r_k – радіус круга;

m_p – масштаб побудови.

При графічній побудові центр круга суміщують з геометричним центром зображеного на генплані контуру цеха. Масштаб вибирають

таким, щоб побудована картограма наглядно відображала співвідношення потужностей цехів.

Координати центра електричних навантажень (ЦЕН) знаходять за формулами

$$x_0 = \frac{\sum_{k=1}^N P_k x_k}{\sum_{k=1}^N P_k}, \quad y_0 = \frac{\sum_{k=1}^N P_k y_k}{\sum_{k=1}^N P_k},$$

де x_k, y_k – координати геометричних центрів об'єктів на генплані підприємства;

N – число об'єктів (цехів).

У випадку рівномірного розподілу навантажень при розміщенні головної понижувальної підстанції в ЦЕН, витрати на спорудження заводської мережі будуть мінімальними.

При розміщенні ГПП необхідно мати на увазі, що для повітряної лінії 110 кВ потрібний коридор шириною 30 м, а також вільна площа для спорудження самої підстанції. Ширина коридору може бути зменшена, якщо для передавання електроенергії по території підприємства застосовувати маслонаповнені кабельні лінії високої напруги [7]. Для прокладання кабельних ліній 110 кВ потрібен коридор шириною 5 м.

В деяких випадках економічно доцільним є використання принципу розукрупнення (подрібнення), згідно з яким споруджуються дві ГПП, або використовують підстанції глибоких введів ПГВ, які розміщують в ЦЕН окремих виробництв підприємства.

Підприємства невеликої потужності живляться напругою 10 (6) кВ. Оскільки напруга зовнішньої і внутрішньої заводських мереж однакова, то для приймання і розподілення електроенергії споруджують центральну

розподільну підстанцію (ЦРП) напругою 10 (6) кВ. ЦРП розміщують таким чином, щоб не було зворотних перетоків енергії.

2.4 Приклади вибору та розміщення підстанцій

Приклад 2.1 Для трансформатора ТМН – 6300/110 розрахувати температуру масла і найбільш нагрітої точки обмотки під час навантаження $K_2 = 1,42$, якщо коефіцієнт попереднього навантаження $K_1 = 0,8$, тривалість навантаження $h = 6$ год., температура навколишнього середовища $\Theta_{OXЛ} = 20^\circ\text{C}$.

Розв’язання. Температура масла в усталених режимах навантаження:

$$\Theta_{M.K1} = \Theta_{OXЛ} + \Theta_{M.HOM} \left(\frac{1 + dK_1^2}{1 + d} \right)^X = 20 + 55 \left(\frac{1 + 5 \cdot 0,8^2}{1 + 5} \right)^{0,9} = 59,9^\circ\text{C};$$

$$\Theta_{M.K2} = \Theta_{OXЛ} + \Theta_{M.HOM} \left(\frac{1 + dK_2^2}{1 + d} \right)^X = 20 + 55 \left(\frac{1 + 5 \cdot 1,42^2}{1 + 5} \right)^{0,9} = 115,5^\circ\text{C}.$$

Максимальне значення температури масла за тривалістю перевантаження $h = 6$ год. становить:

$$\Theta_{M.h} = \Theta_{M.K1} e^{-\frac{h}{\tau}} + \Theta_{M.K2} \left(1 - e^{-\frac{h}{\tau}} \right) = 59,9 e^{-\frac{6}{3}} + 115,5 \left(1 - e^{-\frac{6}{3}} \right) = 108,0^\circ\text{C}.$$

Температура найбільш нагрітої точки обмотки:

$$\Theta_{HHT.h} = \Theta_{M.h} + \Theta_{HHT.HOM} \cdot K_2^y = 108,0 + 23 \cdot 1,42^{1,6} = 148,3^\circ\text{C}.$$

Згідно з ГОСТ 14209 – 85 для післяаварійних режимів такі температури допустимі.

Приклад 2.2 Вибрати трансформатори ГПП 35/6 кВ підприємства.
Розрахункове максимальне навантаження $S_M = 5,26$ МВ·А.

Розв’язання. Номінальна потужність трансформаторів двотрансформаторної ГПП:

$$S_{ном.т} \geq (0,5 \div 0,7)S_M = (0,5 \div 0,7)5,26 = 2,63 \div 3,68 \text{ МВ·А.}$$

Вибираємо трансформатори ТМН-4000/35 - 2 шт [1].

Перевіримо допустимість аварійного перевантаження під час виходу з ладу одного трансформатора. Для цього використаємо типовий графік навантаження, який зображено на рис. 2.1.

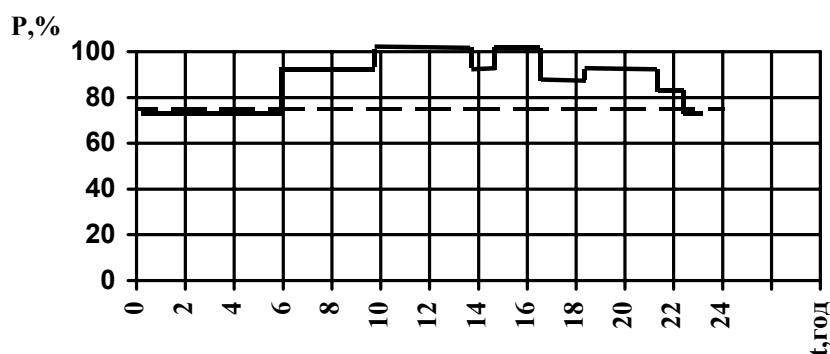


Рисунок 2.1 – Добовий графік навантаження для робочого дня

Проведемо лінію номінального навантаження

$$S_{ном.т\%} = \frac{S_{ном.т}}{S_M} \cdot 100 = \frac{4}{5,26} \cdot 100 = 76\% .$$

З графіка випливає, що тривалість перевантаження $h' = 17$ год.
Визначимо коефіцієнт початкового навантаження

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном.т}} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \frac{1}{76} \sqrt{\frac{70^2 \cdot 7}{7}} = 0,92.$$

Коефіцієнт перевантаження (середньоквадратичне значення)

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном.т}} \sqrt{\frac{\sum S_j^2 \cdot \Delta h_j}{\sum \Delta h_j}} = \frac{1}{76} \sqrt{\frac{100^2 \cdot 6 + 90^2 \cdot 8 + 85^2 \cdot 2 + 80^2 \cdot 1}{17}} = 1,22.$$

Максимальне навантаження

$$K_{\max} = \frac{S_M}{S_{ном.т}} = \frac{5,26}{4,0} = 1,315.$$

Оскільки $K'_2 > 0,9$ $K_{\max} = 0,9 \cdot 1,315 = 1,18$, то приймаємо $K_2 = K'_2 = 1,22$ і $h = h' = 17$ год.

Порівнюючи значення K_2 з допустимими перевантаженнями, наведеними в табл. 2.2, можна зробити висновок про допустимість аварійних перевантажень вибраних трансформаторів.

Номінальна потужність трансформатора однострансформаторної ГПП вибирається з умови

$$S_{ном.т} \geq (0,75 \div 0,8) S_M = (0,75 \div 0,88) 5,26 = 3,95 \div 4,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Перевіримо можливість застосування одного трансформатора ТМН-4000/35. Максимальний коефіцієнт навантаження $K_{\max} = 1,315$ менший від $K_{2с.доп} = 1,5$. Коефіцієнти K'_2 і K_1 розраховуються так само, як і у випадку двох трансформаторів. Тому $K_2 = 1,22$ і $h = 17$ год. З табл. 2.1 видно, що такі систематичні навантаження недопустимі. Тому в цьому випадку необхідно вибрати трансформатор ТМН-6300/35.

Приклад 2.3 Вибрати число і потужність цехових ТП підприємства. Підприємство належить до III категорії за надійністю електропостачання. Вихідні дані наведені в табл. 2.4.

Розв'язання. Визначимо загальне значення максимальної потужності цехів і їх загальну площу

$$S_{\Sigma} = \sum_{i=1}^3 S_{MI} = 557 + 1708 + 1745 = 4010 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

$$F_{\Sigma} = \sum_{i=1}^3 F_I = 3780 + 15120 + 15120 = 34020 \text{ м}^2.$$

Середнє питоме навантаження на 1 м² площі

$$S_{\text{пит}} = \frac{S_{\Sigma}}{F_{\Sigma}} = \frac{4010}{34020} \approx 0,12 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2.$$

Отже, можна вибрати однострансформаторні підстанції з $S_{\text{ном.т}} = 630$ або 1000 кВ·А. Розглянемо два варіанти.

1. При $S_{\text{ек}} = S_{\text{ном.т}} = 630$ кВ·А число ТП

$$N_{\text{ек}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{ек}} \cdot k_3} = \frac{4010}{630(0,9 \div 0,95)} = 6,7 \div 7,1 \text{ шт.}$$

Отже, необхідно встановити сім ТП-630 кВ·А. Коефіцієнти завантаження трансформаторів наведені в табл. 2.4.

2. При $S_{\text{ек}} = S_{\text{ном.т}} = 1000$ кВ·А число ТП

$$N_{\text{ек}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{ек}} \cdot k_3} = \frac{4010}{1000(0,9 \div 0,95)} = 4,2 \div 4,5 \text{ шт.}$$

В цьому випадку треба встановити п'ять ТП. Коефіцієнти завантаження трансформаторів наведені в табл. 2.4.

Оскільки ТП в цеху №1 завантажено лише на 55 відсотків, то в ньому можна встановити ТП 630 кВ·А, залишивши решту підстанцій потужністю 1000 кВ·А.

Таблиця 2.4 – Вибір цехових ТП

Цех	$S_m, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$F, \text{м}^2$	$S_{\text{ном.т}} = 630 \text{кВ}\cdot\text{А}$		$S_{\text{ном.т}} = 1000 \text{кВ}\cdot\text{А}$	
			$N, \text{шт}$	k_3	$N, \text{шт}$	k_3
Цех №1	557	3780	1	0,88	1	0,56
Цех №2	1708	15120	3	0,90	2	0,85
Цех №3	1745	15120	3	0,92	2	0,87
Всього	4010	34020	7		5	

Для остаточного вибору потрібно провести техніко-економічні розрахунки як цехових, так і заводських мереж.

Приклад 2.4 Вибрати місця для розміщення підстанцій. Генеральний план підприємства зображено на рис. 2.2. На підприємстві передбачається спорудження ГПП і п'яти цехових ТП.

Вихідні дані наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахунок картограми навантажень

Цех	Координати цехів		P_m , кВт	$P_{m.0}$, кВт	r_k , м
	x_i , м	y_i , м			
Цех №1	350	100	453	45	54
Цех №2	600	200	1156	180	86
Цех №3	550	500	1452	180	96
Компресорна станція (№4)	150	100	2960	-	137
Всього	6021				

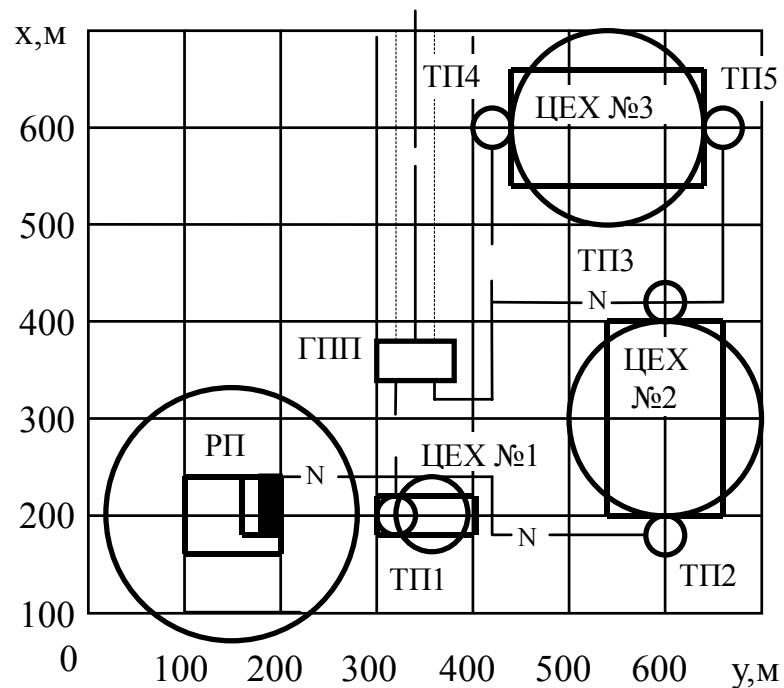


Рисунок 2.2 – План розміщення цехів підприємства

Розв’язання. Вибираємо масштаб побудови картограми навантажень. Прийmemo радіус круга навантажень цеху №2 $r_2 \approx 100$ м. Тоді

$$m_p = \frac{P_{m2}}{\pi r_2^2} = \frac{1156}{3,14 \cdot 100^2} = 0,037 \text{ кВт / м}^2.$$

Вибираємо $m_p = 0,05 \text{ кВт/м}^2$ (m_p звичайно вибирають кратним 1, 2, 5).

Визначаємо радіуси кругів при даному масштабі

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{M1}}{\pi m_p}} = \sqrt{\frac{453}{3,14 \cdot 0,05}} = 54 \text{ м.}$$

Аналогічно розраховані радіуси для інших об'єктів (табл. 2.6).

Будуємо картограму навантажень.

Координати центра електричних навантажень

$$x_0 = \frac{\sum_{k=1}^N P_{mk} x_k}{\sum_{k=1}^N P_{mk}} = \frac{453 \cdot 350 + 1156 \cdot 600 + 1452 \cdot 550 + 2960 \cdot 150}{453 + 1156 + 1452 + 2960} = 348 \text{ м,}$$

$$y_0 = \frac{\sum_{k=1}^N P_{mk} y_k}{\sum_{k=1}^N P_{mk}} = \frac{453 \cdot 100 + 1156 \cdot 200 + 1452 \cdot 500 + 2960 \cdot 100}{453 + 1156 + 1452 + 2960} = 216 \text{ м.}$$

Рішення питання про розміщення ГПП в центрі електричних навантажень повинно бути погоджено з технологами і будівельниками. На рис. 2.2 показані місце для розміщення ГПП і необхідний коридор для повітряної лінії.

У випадку, якщо питання про розміщення ГПП в ЦЕН не вдається погодити, можливі компромісні рішення щодо зміщення ГПП відносно ЦЕН. При цьому проводиться техніко-економічне обґрунтування найбільш економічно доцільного варіанта.

Для ТП №1 передбачаємо відкриту установку. Цехові ТП № 2-5

виконуємо прибудованими, оскільки приміщення технологічних цехів друкарських фабрик відносять до категорії В за пожежною безпекою. Місця для розміщення ТП вибираємо таким чином, щоб вони з корпусами цехів утворювали єдиний архітектурний ансамбль.

На рис. 2.2 показані також траси кабельних ліній від ГПП до ТП і РП, прокладання яких передбачається в траншеях.

3 РОЗРАХУНОК ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Вибір варіантів схем зовнішнього електропостачання

Техніко-економічні розрахунки, виконані в 80-х роках в економічних умовах СРСР, показали, що застосування номінальної напруги 110 кВ економічно вигідне в таких інтервалах потужності [7]

$$P_M = \begin{cases} 25 - 175 \text{ МВт при } l = 5 \text{ км;} \\ 9 - 95 \text{ МВт при } l = 25 \text{ км;} \\ 5 - 60 \text{ МВт при } l = 50 \text{ км.} \end{cases}$$

При менших потужностях або відстанях економічною є напруга 35кВ, а при більших - 220кВ.

Підприємства невеликої потужності $P_M \leq 5$ МВт можуть отримувати електроенергію на напрузі 10 кВ.

В будь-якому випадку обов'язковою умовою вибору тієї чи іншої напруги є наявність вільних потужностей на районних підстанціях енергосистеми на вказаній напрузі.

Для наближених розрахунків на стадії ескізного проектування застосовується така методика:

- 1) визначається орієнтовне економічно доцільне значення напруги з використанням економічних інтервалів або емпіричних формул, наприклад, формули Стілла (США)

$$U_{ек} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16P_M}$$

де l [км], P_M [МВт], $U^{ек}$ [кВ] – відстань, розрахункова потужність та економічне значення напруги;

- 2) проводяться техніко-економічні розрахунки декількох варіантів з вищою і нижчою номінальними напругами. Варіанти повинні бути зіставляваними за енергетичним ефектом.

За способом приєднання до мережі живлення понижувальні підстанції поділяють на: 1) тупикові; 2) відгалужувальні; 3) прохідні (транзитні).

На тупикових підстанціях використовуються схеми “два блоки лінія-трансформатор” (рис. 3.1). Схема “два блоки лінія-трансформатор” з роз'єднувачем (рис. 3.1, а) використовується при живленні від тупикових, переважно коротких (до 3 км) повітряних ліній напругою 35...220 кВ при потужності трансформаторів $S_{\text{ном.т}} < 6,3$ МВА. В цій схемі встановлюється тільки роз'єднувач на вводі, який в деяких випадках взагалі може бути відсутній. Відсутність комутуючої апаратури на високій стороні особливо зручна при розміщенні підстанцій на території із забрудненим навколишнім середовищем.

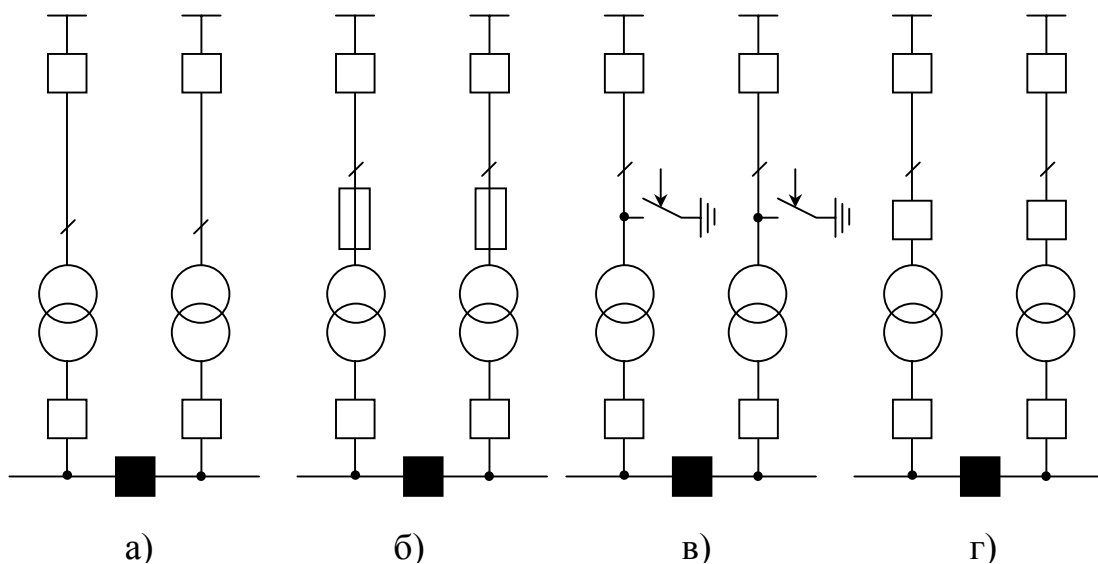


Рисунок 3.1 – Схеми тупикових підстанцій

Захист та відключення трансформаторів в даній схемі забезпечується лінійним захистом та вимикачами районної підстанції

енергосистеми. Лінійний захист повинен бути чутливим до внутрішніх пошкоджень в трансформаторі. При недостатній чутливості лінійного захисту потрібно використовувати:

- 1) передавання телевимикального імпульсу на районну підстанцію;
- 2) встановлювати запобіжники, короткозамикачі або вимикачі.

Запобіжники (схема, що зображена на рис.3.1,б) використовуються тільки на напрузі 35кВ (ПСН-35). Застосування короткозамикачів (рис. 3.1,в) обмежується кілометричним ефектом (їх не можна використовувати на відстані до 4км для ліній 110кВ і до 8 км для ліній 220 кВ). Передавання телевимикального імпульсу зв'язане із значними капітальними затратами на організацію каналу для його передавання. Організація каналу значно дорожча від установлення короткозамикачів і навіть вимикачів (рис. 3.3,г).

На відгалужувальних підстанціях 35-220кВ застосовують блочні схеми з відокремлювачами (рис.3.2). Вони використовуються при потужності трансформаторів до $S_{\text{ном.т}} \leq 25\text{MBA}$.

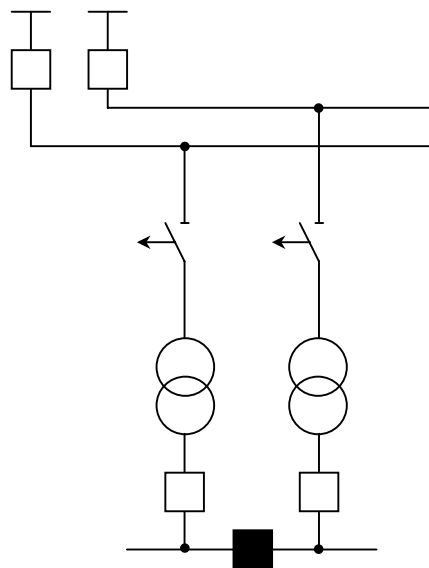


Рисунок 3.2 – Схема відгалужувальної підстанції

Відокремлювачі призначені для від'єднання пошкоджених трансформаторів від магістральної лінії і забезпечення безперервного

електропостачання решти споживачів. Вимкнення відокремлювачем відбувається під час безструмової паузи АПВ. Лінійний вимикач повинен вимкнути лінію при пошкодженні трансформатора і після його відокремлення знову увімкнути лінію під напругу. При недостатній чутливості захисту використовується:

- 1) передавання телевимикаючого імпульсу;
- 2) встановлення вимикачів, короткозамикачів або запобіжників.

На прохідних (транзитних) підстанціях 35-220кВ використовується схема містка з вимикачем в перемичці і відокремлювачами в колах трансформаторів (рис. 3.3,а). Така схема застосовується при необхідності автоматичного секціонування магістральних одноколових ліній з двостороннім живленням.

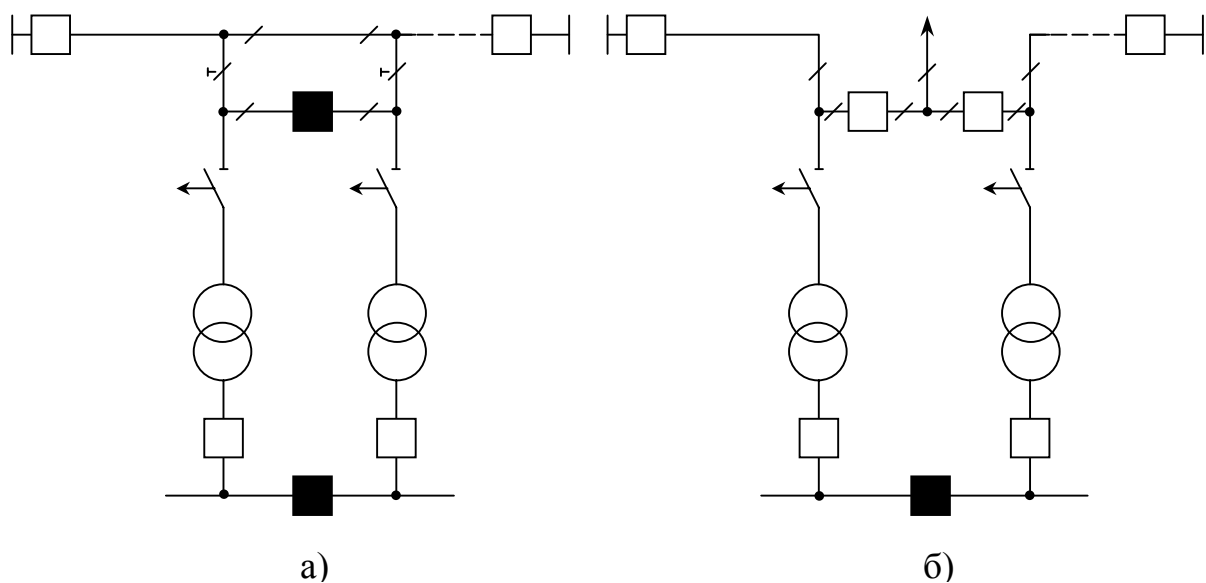


Рисунок 3.3 – Схема містка а) та подвійного містка б), що використовуються на транзитних підстанціях

При низькій чутливості лінійного захисту використовують короткозамикачі або вимикачі в колах трансформаторів. Використовується також схема містка з вимикачами в колах ліній.

Схема подвійного містка (рис. 3.3,б) використовується на напрузі 110кВ при необхідності приєднання додаткової тупикової або відгалужувальної підстанції з однією радіальною лінією.

3.2 Аналіз надійності зовнішнього електропостачання

Техніко-економічне порівняння варіантів передбачає однаковість технічних показників, таких, наприклад, як надійність електропостачання. У разі відмінності технічних показників необхідним є зведення варіантів до однакового технічного ефекту (правило тотожності ефекту).

Порівняння варіантів з різною надійністю за правилом тотожності ефекту здійснюється двома методами:

- 1) прямий метод – передбачає визначення додаткових витрат для досягнення значення технічного показника іншого варіанта і включення їх до капітальних або щорічних витрат базового варіанта ;
- 2) непрямий метод – визначення ймовірних збитків за рахунок недостатнього значення технічного показника.

При аналізі економічності систем електропостачання з різними показниками надійності використовують переважно другий підхід.

Математичне сподівання збитків від переривання електропостачання може бути визначене за формулою

$$Z_{nep} = \omega \cdot Z_{np}(0) + \omega \cdot t_e \cdot Z(t),$$

де $Z_{np}(0)$ – прямі збитки від самого факту переривання електропостачання;

$Z(t)$ – прямі і додаткові збитки, які залежать від тривалості перерви електропостачання ;

ω – частота відмов ;

$t_{\text{в}}$ – тривалість відновлення після відмови.

Збитки від переривання електропостачання можна оцінити за спрощеною формулою [1]

$$Z_{\text{пер}} = Z_{\text{пер.а}} W_a + Z_{\text{пер.п}} W_n,$$

де $Z_{\text{пер.а}}, Z_{\text{пер.п}}$ – питомі складові збитків від відповідно аварійного і планового недовідпусків електроенергії ;

W_a, W_n – середньорічні значення аварійного і планового недовідпусків електроенергії ;

Питомі показники збитків від переривання електропостачання промислових підприємств наведені в [1].

Аварійний і плановий недовідпуск електроенергії знаходять з формул:

$$W_a = k_a P_M T_M ; \quad W_n = k_n P_M T_M ,$$

де k_a, k_n – коефіцієнти аварійного і планового простоїв.

Для одноколової системи (без резервування) коефіцієнт аварійного простою

$$k_a = \omega_c \cdot t_{\text{в.с}},$$

де ω_c – частота відмов одноколової системи , рік⁻¹;

$t_{\text{в.с}}$ – середня тривалість її відновлення в роках (якщо тривалість відновлення задана в год., то її необхідно поділити на 8760 год.).

При послідовному з'єднанні декількох елементів частота відмов одноколової системи:

$$\omega_C = \sum_{i=1}^n \omega_i$$

середня тривалість відновлення:

$$t_{B.C.} = \frac{\sum_{i=1}^n t_{Bi} \cdot \omega_i}{\omega_C}$$

де ω_i, t_{Bi} – частота відмов і тривалість відновлення елементів (статистичні дані наведені в [1]).

Коефіцієнт планового простою одноколової системи [1]

$$t_n = 1,2 \cdot k_{ni. макс},$$

$$k_{ni} = \mu_i t_{ni},$$

де k_{ni} – значення коефіцієнта планового ремонту і – го елемента ;

μ_i – частота планових ремонтів елементів ;

t_{ni} – тривалість планового ремонту елементів в роках .

Для двоколової системи (з резервуванням) плановий недовідпуск електроенергії відсутній, а середньорічний аварійний недовідпуск електроенергії практично дорівнює нулю.

3.3 Техніко-економічний аналіз зовнішнього електропостачання

Оцінка ефективності довготермінових інвестицій здійснюється за такими показниками:

- 1) чистий зведений дохід;
- 2) внутрішня норма прибутковості;
- 3) рентабельність інвестиційного проекту;
- 4) термін окупності.

Для їх визначення використовується метод дисконтування (приведення) різночасових платежів до базової дати. За базову дату приймають початок капіталовкладень або початок виробництва.

Дисконтована величина платежу на базову дату визначається за формулою:

$$P = \frac{P_t}{(1+d)^t}$$

де d – дисконтна ставка або норма прибутковості, що визначається за ставкою позикового капіталу, за середньою нормою прибутковості інвестицій чи інакше;

$t = \dots, -2, -1, 0, 1, 2, \dots$ – рік поточних платежів відносно базової дати;

$P_t = -K_t$ – капіталовкладення;

$P_t = \Pi_t$ – доходи.

Чистий зведений дохід є різницею дисконтованих на один і той же момент часу показників доходу та капіталовкладень

$$ЧЗД = \sum_{t=1}^{T_e} \frac{\Pi_t}{(1+d)^t} - \sum_{t=1}^{T_6} \frac{K_t - \Pi_t}{(1+d)^t},$$

де T_e – період експлуатації обладнання системи електропостачання, який рекомендується приймати рівним 25 рокам;

T_6 – період будівництва об'єкта;

Π_t – чистий прибуток – це та сума реальних грошових фондів, на які може розраховувати підприємство, і які дозволяють здійснювати поточну діяльність;

K_t – капітальні вкладення;

L_t – ліквідаційна (залишкова) вартість демонтованого в розрахунковому періоді t обладнання, термін служби якого не вийшов при заміні основних фондів.

Чистий прибуток

$$\Pi = \Pi_{\delta} - \Pi_n - \Pi_{\kappa}$$

де Π_{δ} , Π_n , Π_{κ} – відповідно балансовий прибуток, податок на прибуток, проценти за кредити, що нараховані в поточному році.

Термін окупності інвестицій визначається періодом часу, протягом якого інвестиції будуть повернені за рахунок доходів. Рівняння для визначення терміну окупності:

$$K = \sum_{t=t_0}^{T_{ок}} \frac{\Pi_t}{(1+d)^t}$$

Проект вигідний, якщо $T_{ок} < 1/d$.

При $T_{\delta} = 1$ і $\Pi_t = \Pi = \text{const}$ для оцінки ефективності можна використовувати показники рентабельності та терміну окупності інвестицій у вигляді:

$$R = \frac{\Pi}{K - L} \geq d; \quad T_{ок} = \frac{1}{R} = \frac{K - L}{\Pi} \leq \frac{1}{d}.$$

При порівнянні варіантів, результат яких визначається як економія на витратах, наприклад, внаслідок скорочення втрат електроенергії, підвищення надійності електропостачання, зменшенням експлуатаційних витрат, може використовуватись тільки витратна частина ЧЗД. В цьому

випадку при $T_{\phi} = 1$ і $\Pi_t = \Pi = \text{const}$ критерій формується як мінімум сумарних зведених витрат

$$CЗВ = \frac{C}{d}(K - Л) \rightarrow \min ,$$

де C – щорічні поточні витрати (собівартість продукції).

Крім того, можна використовувати зведені річні витрати

$$ЗВ = d(K - Л) + C.$$

Капітальні вкладення K є одноразовими витратами на придбання основних і оборотних фондів. Капітальні вкладення порівнюваних варіантів, крім ціни обладнання в загальному випадку, повинні включати і інші витрати, наприклад, витрати на транспортування обладнання, будівельні роботи, монтажні і пусконаладжувальні роботи (див. додаток А).

Капітальні вкладення у випадку реконструкції визначаються за вартістю комірок РП і трансформаторних вузлів, наведених у додатку А із застосуванням коефіцієнта 1,1 [8].

Щорічні поточні витрати (собівартість продукції) в електроенергетиці, як правило, містять такі складові:

$$C = C_{\text{тор}} + C_e,$$

Де $C_{\text{тор}}$ – витрати на технічне обслуговування і поточні ремонти електрообладнання;

C_e – вартість річних втрат електричної енергії.

Витрати на технічне обслуговування і ремонт обладнання можна визначити різними методами. Найбільш точно ці витрати визначаються на основі системи ТОР ЕО. Згідно з цією системою $C_{\text{тор}}$ включають в себе витрати на заробітну плату ремонтного і обслуговуючого персоналу, витрати на комплектуючі вироби, запасні частини і матеріали, які використовуються при обслуговуванні та ремонтах.

Витрати на заробітну плату визначаються виходячи з трудомісткості ремонтних робіт і тарифних ставок обслуговуючого та ремонтного персоналу.

Витрати на матеріали визначаються пропорційно витратам на заробітну плату персоналу. В системі ТОР ЕО регламентується періодичність, трудомісткість проведення ремонтів основних видів електрообладнання.

На етапі техніко-економічного обґрунтування варіантів припустимо визначати витрати на поточний ремонт і обслуговування пропорційно капітальним вкладенням, тобто

$$C_{\text{тор}} = E_{\text{тор}} \cdot K,$$

де $E_{\text{тор}}$ – норма витрат на поточний ремонт і обслуговування (табл.3.1).

Таблиця 3.1 – Щорічні витрати на технічне обслуговування та ремонт електричних мереж [8]

Напруга, кВ	Норма витрат в процентах від вартості основних фондів	
	ПЛ	ПС
10	3,8	4,3
35 – 110	1,2	2,4

Примітка. Норму витрат на технічне обслуговування та ремонт кабельних ліній напругою до 10 кВ приймають рівною 2,3 відсоткам.

Вартість втрат електричної енергії розраховують за формулою

$$C_e = m_0 \cdot \Delta W,$$

де m_0 – вартість 1 кВт · год. електроенергії;

ΔW – кількість втраченої електроенергії.

Об'єм втраченої електроенергії визначається за формулою:

$$\Delta W = \Delta P_m \cdot \tau_m = \Delta P_c T_p K_{\phi p}^2,$$

де $\Delta P_m, \Delta P_c$ – відповідно максимальні і середні втрати потужності ;

τ_m – час максимальних втрат. Час максимальних втрат і річний коефіцієнт форми можуть бути розраховані за формулами

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right) \cdot 8760; \quad K_{\phi p} = \frac{1090}{T_M} = 0,876,$$

де T_M – час використання максимального навантаження ($T_M = W/P_m$, тут W – кількість спожитої енергії).

Наближено τ_m і $K_{\phi p}^2$ визначаються в залежності від числа годин використання максимальної потужності T_M і $\operatorname{tg} \varphi$ з табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Значення розрахункових коефіцієнтів

Режим роботи	T_M	τ_M при $tg \varphi = 0,75$	τ_M при $tg \varphi = 0$	$K_{\phi p}^2$
1 зміна	1500 – 2000	650 – 920	500 – 700	1,6
2 зміни	2500 – 4000	1250 – 2400	950 – 2050	1,4
3 зміни	4500 – 6000	2900 – 4550	2500 – 4000	1,1
Неперервний	6500 – 8000	5200 – 7500	4500 – 7000	1,05

Валова виручка (балансовий прибуток) від транспортування електроенергії:

$$\Pi_{\phi} = W (m_{вих} - m_{вх}),$$

де $m_{вих}$, $m_{вх}$ – розрахункова ціна електроенергії на вході і виході системи електропостачання.

На даний час тарифи на електроенергію для всіх споживачів (крім населення) встановлені [8] в доларах США (табл. 3.3 – 3.5). Перерахування у національну валюту проводиться згідно з офіційним курсом Національного банку України на момент купівлі (продажу) електроенергії.

Таблиця 3.3 – Рекомендовані значення середнього тарифу та його складових [8]:

	ц/(кВт·год)	пит. вага %
Середній відпускний тариф для споживачів	5,0	100,0
В т.ч. відпуск в мережу з шин електростанцій	3,75	75,0
Складова мережі 220 – 750 кВ	0,3	6,0
Складова мережі 110 (150) кВ	0,25	5,0
Складова мережі 0,4 – 35 кВ	0,7	14,0

Таблиця 3.4 – Значення середнього тарифу на вході і виході в електричні мережі різних напруг, ц/(кВт.год)

	Вхід	Вихід
Мережі 220 – 750 кВ	3,75	4,05
Мережі 110 (150) кВ і нижче	4,05	5,00
в т.ч. мережі 110 (150) кВ	4,05	4,3

Таблиця 3.5 – Диференціювання тарифу за зонами доби:

	Ніч	День	Пік
Коефіцієнт диференціації	0,2	1,0	2,0
Середньозважена добова тривалість тарифної зони, годин	11	9	4

Коефіцієнт до середнього тарифу для визначення вартості втрат холостого ходу – 0,75 – 0,8 [8].

3.4 Приклади розрахунку схем зовнішнього електропостачання

Приклад 3.1 Порівняти техніко-економічну ефективність спорудження одностансформаторної ГПП з трансформатором ТМН – 6300/35 ($\Delta P_{xx} = 8,0$ кВт; $\Delta P_{\kappa z} = 46,5$ кВт; $u_{\kappa} = 7,5\%$; $i_x = 0,8\%$) і двотрансформаторної ГПП з трансформаторами ТМН – 4000/35 ($\Delta P_{xx} = 5,6$ кВт; $\Delta P_{\kappa z} = 33,5$ кВт; $u_{\kappa} = 7,5\%$; $i_x = 0,9\%$). Оплата за електроенергію здійснюється за одноставковим тарифом

$$m_o = 0,27 \text{ грн. (кВт}\cdot\text{год)}.$$

Розрахункове навантаження підприємства $P_m = 5,12$ МВт, $S_m = 5,26$ МВ·А,
 $\tau_m = 5444$ год. Збитки від перерв електропостачання
 $З_{пер.а} = 2,36$ грн./кВт·год., $З_{пер.п} = 1,76$ грн./кВт·год.

Розв'язання: Вартість річних втрат 1кВт потужності при $m_o = 0,27$ грн (кВт·год)

$$m = 0,27 \cdot 5444 = 1469,9 \text{ грн./кВт}\cdot\text{рік}.$$

Втрати потужності в трансформаторах складають:
 для одного трансформатора 6300 кВ·А:

$$\Delta P_I = \Delta P_{xx} + \Delta P_{\kappa 3} k_3^2 = 8,0 + 46,5 \left(\frac{5,26}{6,3} \right)^2 = 40,4 \text{ кВт},$$

для двох трансформаторів 4000 кВ·А

$$\Delta P_{II} = 2\Delta P_{xx} + 2\Delta P_{\kappa 3} k_3^2 = 2 \cdot 5,6 + 2 \cdot 33,5 \left(\frac{5,26}{2 \cdot 4,0} \right)^2 = 40,2 \text{ кВт}.$$

Вартість втрат потужності практично однакова

$$m\Delta P_I = 1469,9 \cdot 40,4 = 59400 \text{ грн},$$

$$m\Delta P_{II} = 1469,9 \cdot 40,2 = 59100 \text{ грн}.$$

Аварійний недовідпуск електроенергії становить

$$\Delta W_a = k_a P_M T_M = 0,45 \cdot 10^{-3} \cdot 5,12 \cdot 10^3 \cdot 6451 = 14900 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де $\omega = 0,01 \text{ рік}^{-1}$; $t_g = 45 \cdot 10^{-3} \text{ року}$ – частота відмов і середній час відновлення трансформатора напругою 35 кВ [1]

$$k_a = \omega t_g = 0,01 \cdot 45 \cdot 10^{-3} = 0,45 \cdot 10^{-3}.$$

Плановий недовідпуск електроенергії

$$\Delta W_n = k_n P_M T_M = 4 \cdot 10^{-3} \cdot 5,12 \cdot 10^3 \cdot 6451 = 132400 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де $k_n = 4 \cdot 10^{-3}$ – середній час планового простою трансформатора напругою 35кВ [1].

Збитки від переривання електропостачання

$$З_{пер} = З_{пер. а} \Delta W_a + З_{пер. н} \Delta W_n = 2,36 \cdot 14900 + 1,76 \cdot 132400 = 268200 \text{ грн.}$$

Вартість спорудження однотрансформаторної ГПП 6300 кВ·А ~ 487800 грн., вартість спорудження двотрансформаторної ГПП 2×4000 кВ·А ~ 871400 грн. [2]. Примітка: перехід від цін до 1990 року до цін в гривнях виконано з коефіцієнтом 5,5.

Зведені річні витрати при спорудженні однотрансформаторної підстанції

$$З_{ВІ} = (E_n + E_o) K_l + m \Delta P_l + З_{пер} = (0,1 + 0,024) 487800 + 59400 + 268200 = 388100 \text{ грн};$$

при спорудженні двотрансформаторної підстанції

$$ЗВ_{II} = (E_n + E_o)K_n + m\Delta P_{II} = (0,1 + 0,024)871400 + 59100 = 167200 \text{ грн.}$$

Таким чином, варіант II в даному випадку більш економічний.

Приклад 3.2 Оцінити ефективність схем зовнішнього електропостачання, порівнявши два варіанти:

- 1) напругою 35 кВ, шляхом спорудження нової ПС 35/10кВ;
- 2) напругою 10 кВ від існуючої ПС 35/10кВ.

Максимальне навантаження споживачів дорівнює 5,12 МВт, тривалість максимального навантаження $T_m = 6641$ год.

Середній тариф на вході в мережу 35 кВ $m_{вх} = 23$ коп./(кВт·год.).

Результати розрахунку капітальних вкладень для двох варіантів електропостачання приведені в табл. 3.6, а щорічних витрат – в табл. 3.7.

Сумарні зведені витрати складають:

$$CЗB_1 = \frac{C_1}{d} + K_1 = \frac{181}{0,1} + 3080 = 4890 \text{ грн.},$$

$$CЗB_2 = \frac{C_2}{d} + K_2 = \frac{441}{0,1} + 1770 = 6180 \text{ грн.}$$

Отже в даному випадку вигідним є варіант 35 кВ. Термін окупності додаткових капіталовкладень складає:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \frac{3080 - 1770}{441 - 181} = 6,7 \text{ року.}$$

Таблиця 3.6 – Розрахунок капітальних вкладень, тис.грн.

Перелік елементів схем	Вартість один. вимір.	Варіант 1		Варіант 2	
		Кількість	Вартість	Кількість	Вартість
Лінії електропередачі, км					
35 кВ, два кола	198	5	990	-	-
10 кВ, кабельна	275	-	-	5	1375
ВСЬОГО по лініях	-	-	990	-	1375
Підстанції					
ПС 35 кВ 2х6,3 МВ·А	2090	1	2090	-	-
Розширення РП 10 кВ	22	-	-	4	88
Спор-ня РП 10 кВ, ком.	22	-	-	14	308
ВСЬОГО по ПС	-	-	2090	-	396
ВСЬОГО	-	-	3080	-	1770

Таблиця 3.7 – Розрахунок щорічних витрат, тис.грн.

Перелік поточних витрат	Варіанти	
	1	3
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, в тому числі:		
ПЛ – 35 кВ, 1,2% від К	12	-
КЛ 10 кВ 3,8% від К	-	52
ПС 35 кВ, 2,4% від К	50	-
ПС 10 кВ, 4,3% від К	-	17
Всього щорічні витрати ,С _{тор}	62	69
Втрати максимальної потужності, кВт	119	372
Вартість втрат електроенергії, С _е	81	253
ВСЬОГО щорічні витрати (С)	181	441

Отже , перший варіант є більш економічним.

4 РОЗРАХУНОК ВНУТРІШНЬОЗАВОДСЬКОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

4.1 Вибір схеми та основних елементів заводської мережі

Заводські розподільні мережі виконуються радіальними або магістральними (рис.4.1). Радіальна схема (а) використовується при розміщенні ТП в різних напрямках від ГПП. Магістральна схема (б) використовується при розміщенні ТП в одному напрямку від ГПП. До магістралі не рекомендується приєднувати більше трьох-чотирьох ТП.

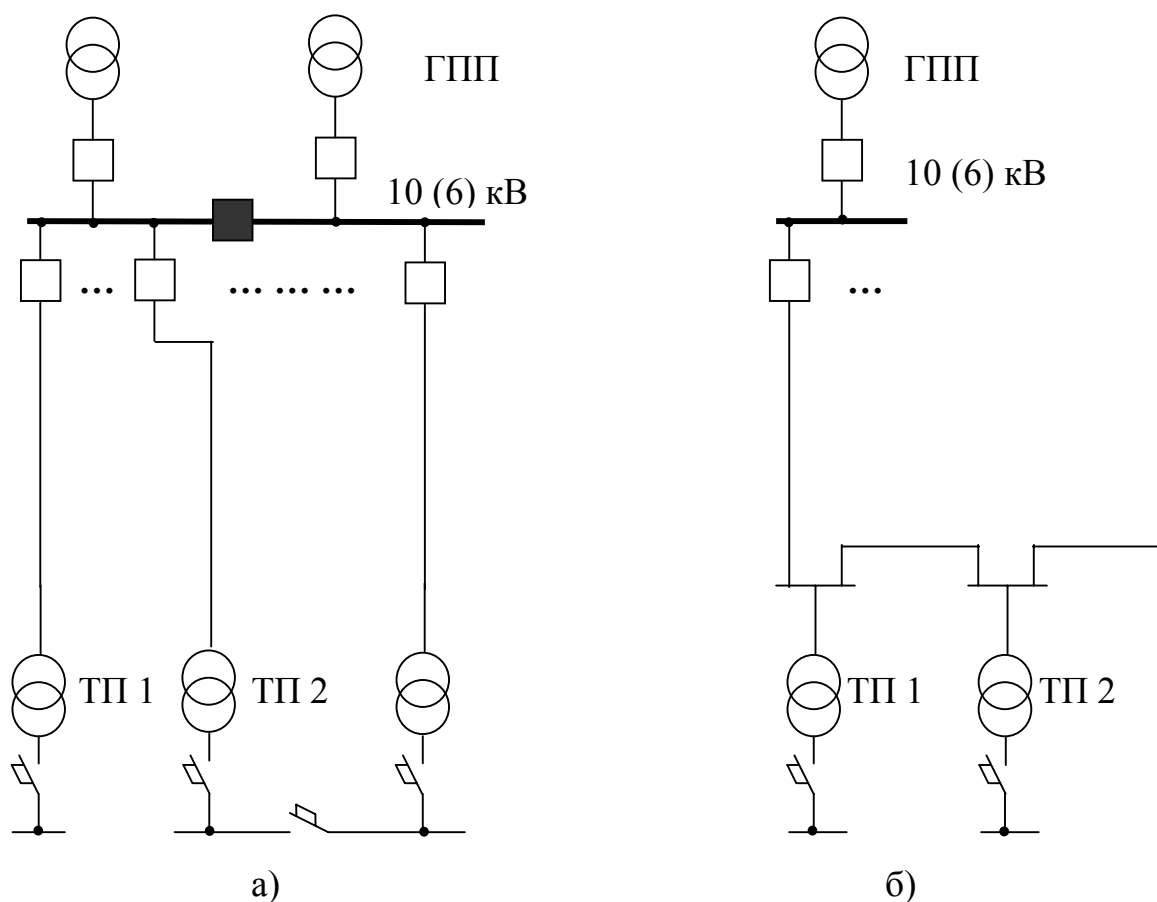


Рисунок 4.1 – Схеми одноступеневих заводських мереж

На великих підприємствах використовуються двоступеневі мережі, в яких передбачаються проміжні розподільні підстанції РП –10 (6) кВ. Від РП – 10 (6) кВ живляться ТП і високовольтні електродвигуни номінальною напругою 10 кВ (рис. 4.2, а). Схема РП для живлення споживачів особливої групи I категорії за надійністю зображена на рис. 4.2, б [9,10].

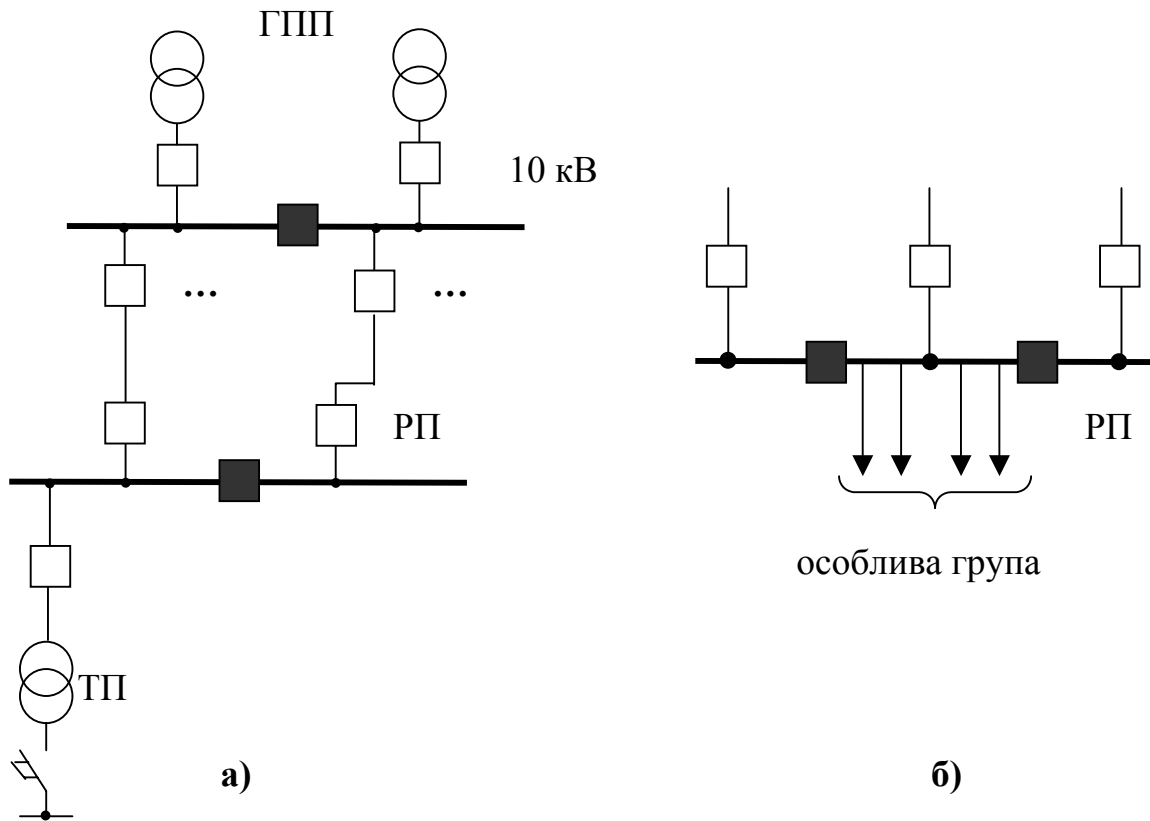


Рисунок 4.2 – Схема двоступеневої мережі

При виборі напруги розподільних мереж промислових підприємств перевагу віддають напрузі 10 кВ. [9,10]. Допускається застосування напруги 6 кВ, але вибір в кожному конкретному випадку повинен бути обґрунтований техніко-економічними розрахунками. Застосування напруги 6 кВ може бути доцільним у двох випадках:

- 1) при живленні підприємства від ТЕЦ генераторною напругою 6 кВ;
- 2) при значній кількості електродвигунів 6 кВ в загальному

навантаженні підприємства.

При наявності електродвигунів з номінальною напругою 6 кВ можуть бути прийняті різні схеми заводських мереж (рис. 4.3) [7]:

а) схема з використанням індивідуальних трансформаторів (схема “блок трансформатор-електродвигун”) – при невеликій кількості ЕД - 6 кВ;

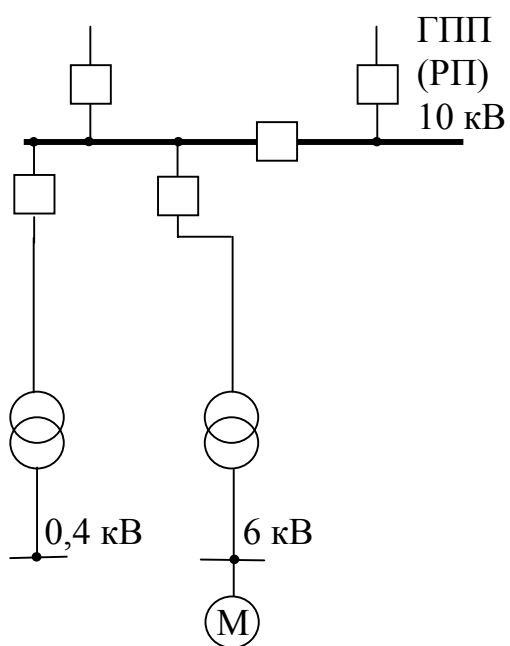
б) схема з використанням групових трансформаторів 10/6 кВ, що встановлюються на РП – при територіально-концентрованій групі ЕД;

в) схема з використанням розподільної мережі напругою 6 кВ – при переважанні ЕД – 6 кВ в загальному навантаженні;

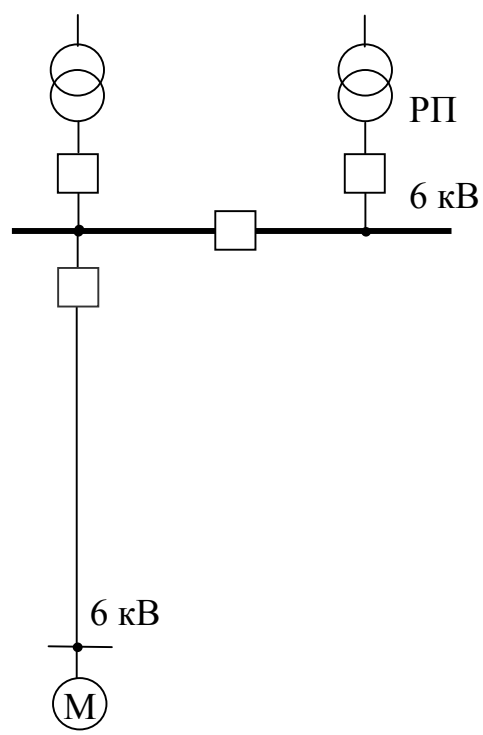
г) схема з двома секціонованими системами збірних шин напругою 10 і 6 кВ – при приблизно однаковому навантаженні на обох напругах.

Конструктивно заводські мережі середніх за потужністю підприємств виконують кабелями, прокладеними в траншеях або кабельних каналах. При невеликій кількості кабелів (до шести) в одному напрямку прокладають в траншеях. Кабельні канали дозволяють прокласти в них 15 - 20 кабелів. Перспективним є виконання кабельних каналів напівзаглибленими, коли канал накривається плитами та землею і не засипається. При ущільненості траси, а також в місцях переходу, під дорогами кабелі прокладають в блоках.

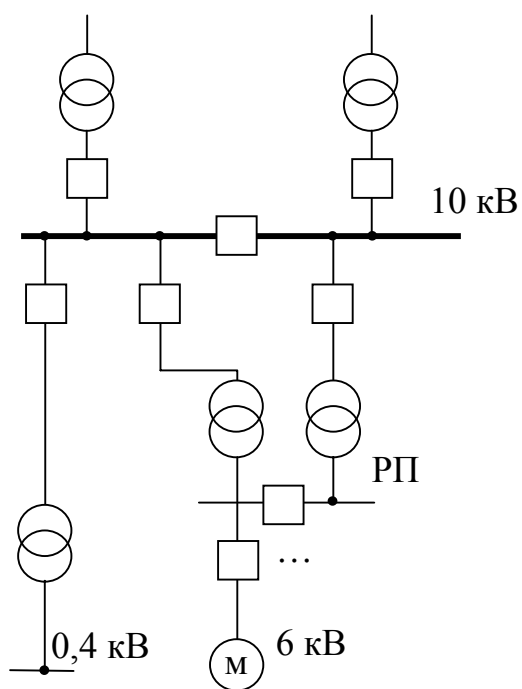
Для підвищення надійності однострансформаторних ТП використовують резервування на низькій стороні. Резервування виконують за допомогою резервних кабельних або шинних перемичок. Кабельні перемички слід виконувати, виходячи з резервування 15 – 30 відсотків потужності трансформаторів, шинні – до 40 відсотків.



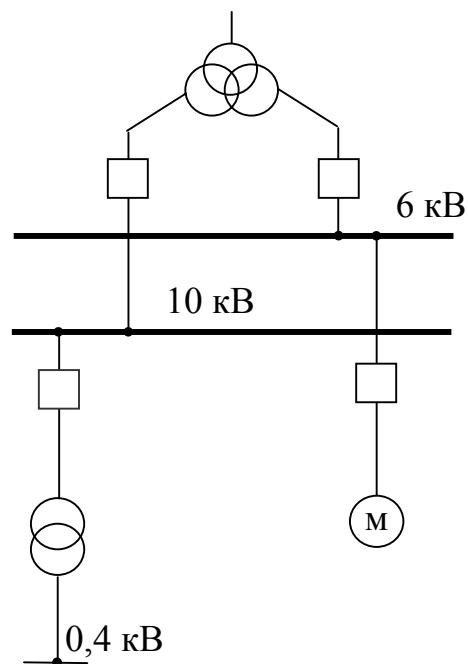
а)



б)



в)



г)

Рисунок 4.3 – Схеми заводських мереж при наявності електродвигунів напругою 6 кВ

Високовольтні вимикачі вибирають за номінальною напругою і розрахунковим струмом з врахуванням післяаварійних режимів та можливих нерівномірностей розподілу струмів між лініями і секціями шин

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.мережі}},$$

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{макс}}.$$

де $I_{\text{макс}}$ – розрахунковий максимальний струм для післяаварійного режиму.

Переріз провідників вибирають за економічною густиною струму для нормального режиму роботи

$$s_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{м}}}{j_{\text{ек}}},$$

де $j_{\text{ек}}$ – економічна густина струму [11].

Перевірку вибраного перерізу здійснюють за нагріванням та термічною стійкістю. Перевірка допустимого нагрівання виконується за умовою:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}},$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме значення струму для провідника даного типу, перерізу при певних умовах прокладання.

Перевірка на термічну стійкість до дії струмів КЗ виконується за умовою:

$$s \geq s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_T} \cdot 10^3,$$

де C_m – термічний коефіцієнт, значення якого приводять звичайно в $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ [12].

4.2 Розрахунок струмів КЗ

Розрахунок струмів КЗ виконується з метою перевірки вибраних вимикачів і провідників. Тому необхідно визначити такі величини: періодичну складову струму трифазного КЗ в початковий момент часу $I_{по}$, періодичну та аперіодичну складові в момент початку розходження контактів $I_{пт}$ та $i_{ат}$, ударний струм КЗ $i_{уд}$, тепловий імпульс B_k .

Для підприємств, які живляться від енергосистеми з віддаленими від точки КЗ генераторами, при розрахунку струмів КЗ розрізняють два характерних випадки:

- 1) високовольтні електродвигуни відсутні;
- 2) високовольтні електродвигуни присутні.

В першому випадку визначають струми КЗ лише від енергосистеми. В другому випадку необхідно визначити складові струму КЗ від енергосистеми і від високовольтних електродвигунів.

Розрахунок струмів КЗ бажано виконувати у відносних одиницях. Базисну потужність рекомендується приймати рівною 1000 МВ·А [1]. За базисну напругу U_6 приймають середню напругу $U_{сер}$ ступеня, на якому виникає КЗ (6,3; 10,5; 37; 115; 230 кВ). Базисний струм на кожному ступені розраховують за формулою

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}.$$

Послідовність розрахунку струмів КЗ така: складають розрахункову схему та схему заміщення; вказують точки, в яких необхідно визначити струм КЗ; визначають опори елементів системи електропостачання і приводять їх до базисних умов; визначають розрахункові величини: $I_{по}$; $I_{пт}$; $i_{ат}$ та $i_{уд}$ від енергосистеми і від високовольтних електродвигунів, а також B_k .

Заданою величиною для розрахунку струмів КЗ є початкове значення

періодичної складової струму КЗ $I_{по}$ на високій стороні ГПП або потужність трифазного КЗ $S_k = \sqrt{3}U_{сер}I_{по}$.

З метою перевірки вибраних вимикачів і кабелів необхідно розрахувати вказані вище величини на шинах низької напруги ГПП (точка К-1).

Розрахункова схема і схема заміщення зображені на рис. 4.4.

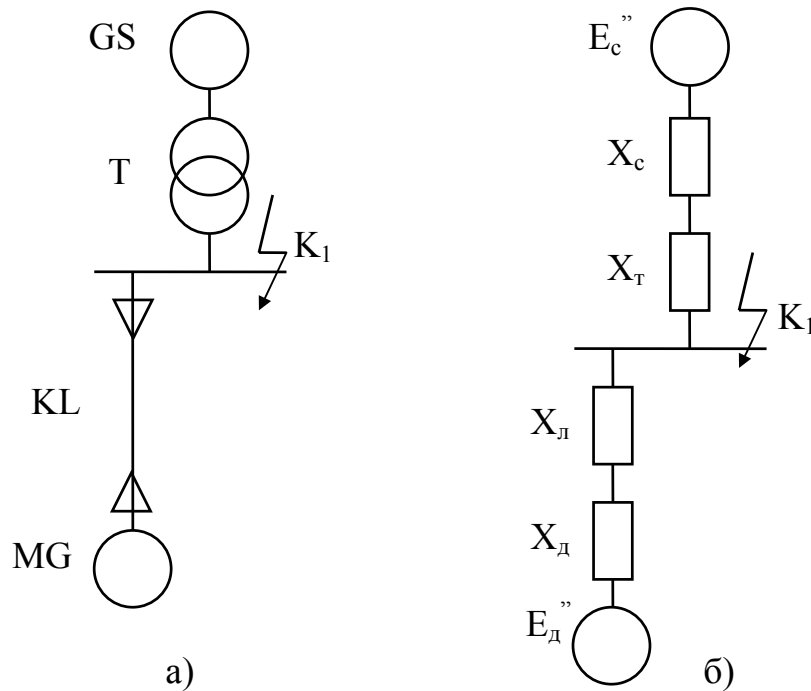


Рисунок 4.4 – Розрахункова схема і схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

4.3 Перевірка вибраних вимикачів

Високовольтні вимикачі повинні бути перевірені на комутаційну здатність, на динамічну стійкість, а також на термічну стійкість до дії струмів КЗ. Перевірка комутаційної здатності здійснюється за умовами

$$I_{н.відк} \geq I_{н\tau}; \quad \sqrt{2}I_{н.відк} \left(1 + \frac{\beta_n}{100} \right) \geq \sqrt{2}I_{н\tau} + i_{a\tau},$$

де $I_{н.відк}$ – номінальний струм відключення вимикача;

β_n – нормований процентний вміст аперіодичної складової струму КЗ;

$I_{n\tau}, i_{a\tau}$ – відповідно періодична та аперіодична складові струму КЗ на момент початку розходження контактів вимикача, тобто на момент початку розмикання.

Перша умова характеризує здатність до розмикання симетричної складової струму КЗ, а друга – здатність до розмикання повного струму з урахуванням аперіодичної складової струму КЗ.

Нормований процентний вміст аперіодичної складової струму КЗ β_n визначають з [1].

Розрахунковий час початку розмикання $\tau = t_{pzmin} + t_{г.в.}$

Якщо $\tau > 90$ мс, то приймають $\beta_n = 0$ і перевірка вимикача за другою умовою має вигляд

$$\sqrt{2}I_{н.відк} \geq \sqrt{2}I_{n\tau} + i_{a\tau}.$$

Перевірка вимикачів на динамічну стійкість до дії струмів КЗ здійснюється за умовами

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad I_{дин} \geq I_{по},$$

де $i_{дин}, I_{дин}$ – максимальне миттєве та діюче значення повного струму електродинамічної стійкості, який проходить через вимикач і не пошкоджує його;

$i_{уд}$ – ударний струм КЗ.

Перевірка вимикачів на термічну стійкість до дії струмів КЗ здійснюється за умовою

$$I_T^2 t_T \geq B_K ,$$

де I_m – струм термічної стійкості вимикача протягом часу t_m ;
 B_K – розрахункове значення теплового імпульсу.

4.4 Приклади розрахунку заводської мережі

Приклад 4.1 Вибрати схему внутрішнього електропостачання підприємства. На ГПП передбачається встановлення двох трансформаторів ТМН-4000/35. Від ГПП живляться п'ять цехових ТП і вісім синхронних електродвигунів напругою 6 кВ. Потужність ТП1 – 630 кВ·А, ТП2 – ТП5 – 1000 кВ·А кожна. Потужність синхронних електродвигунів 400 кВт кожний (СДН-2-17-21-16). Відстань до районної підстанції 2 км. Вибрати високовольтні вимикачі і переріз провідників системи заводського електропостачання. Час використання максимального навантаження $T_m = 6451$ год.

Розв'язання. Вибираємо радіальну схему електропостачання напругою 6 кВ (рис. 4.5). Вибір напруги 6 кВ зумовлений значною часткою високовольтного навантаження на цій напрузі.

Для живлення високовольтних електродвигунів споруджується розподільний пункт (РП) напругою 6 кВ. Передбачається резервування на низькій стороні між ТП2 і ТП3, а також ТП4 і ТП5, які забезпечують живлення основних цехів.

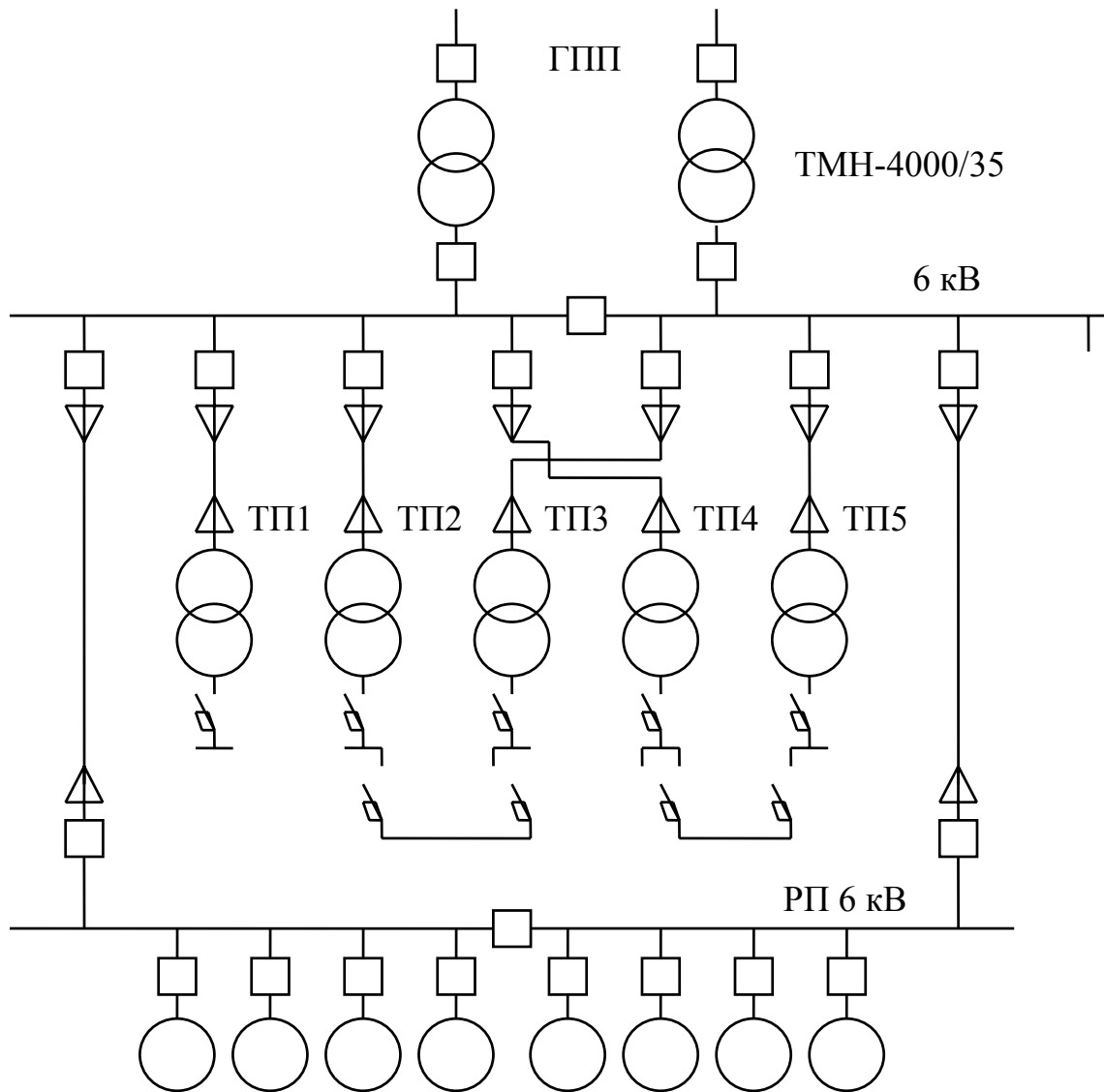


Рисунок 4.5 – Схема заводської мережі

Розрахунковий струм для нормального і післяаварійного режимів

а) ТП1

$$I_{\text{м}} = \frac{S_{\text{м}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{557}{\sqrt{3} \cdot 6} = 53,6 \text{ A};$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6} = 60,6 \text{ A};$$

б) ТП2

$$I_{\text{м}} = \frac{S_{\text{м}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1708}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 82,2 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4S_{\text{ном.т}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 134,7 \text{ А};$$

в) РП

$$I_{\text{м}} = \frac{4 \cdot S_{\text{ном.д}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{4 \cdot 485}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 93,34 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс}} = 2I_{\text{м}} = 2 \cdot 93,34 = 186,7 \text{ А},$$

де $4S_{\text{ном.д}}$ – повна номінальна потужність синхронних електродвигунів СДН-2-17-21-16 однієї секції шин РП. Передбачається можливість живлення всіх електродвигунів по одній лінії.

Для установки на стороні 6 кВ вибираємо вакуумні вимикачі ВВЭ-10-20/630 УЗ. Номінальний струм вимикачів $I_{\text{ном.в}} = 630 \text{ А} > I_{\text{макс}}$ для всіх приєднань. Власний час відключення вимикача 0,055 с.

Для внутрізаводської мережі вибираємо броньовані кабелі з паперовою ізоляцією в алюмінієвій оболонці типу ААБ.

Вибір перерізу жил кабелів виконуємо за економічною густиною струму. Для кабелів з паперовою ізоляцією $j_{\text{ек}} = 1,2$ [11] при $T_{\text{м}} > 5000$.

Визначаємо економічний переріз провідників, наприклад, для лінії живлення ТП1

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{м}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{53,6}{1,2} = 44,7 \text{ мм}^2.$$

Результати розрахунків наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вибір високовольних вимикачів і перерізу провідників

Лінія	$I_{м,}$ А	$I_{макс,}$ А	Вимикач	$I_{ном.в}$ А	$S_{ек,}$ мм ²	Провідник	$I_{доп,}$ А
ГПП – ТП1	53,6	60,6	ВВЭ-10-20/630	630	44,7	ААБ 3×50	155
ГПП – ТП2	82,2	134,7	-”-	-”-	68,5	ААБ 3×70	190
ГПП – РП	93,34	186,7	-”-	-”-	157	ААБ 3×240	390

Приклад 4.2 Визначити струми КЗ для перевірки вибраних вимикачів і кабелів заводської мережі (рис. 4.2). Потужність КЗ на стороні 35кВ ГПП 200 МВ·А.

Розв’язання. На рис. 4.6 зображені розрахункова схема (а) і схема заміщення (б).

Базисний струм на напрузі 6 кВ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}.$$

Опори елементів, зведені до базисних умов:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_k} = \frac{1000}{200} = 5;$$

$$X_m = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.т}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 18,8;$$

$$X_l = X_{num} l \frac{S_{\delta}}{U_{сер}^2} = 0,08 \cdot 0,3 \frac{1000}{6,3^2} = 0,6;$$

$$X_{\delta} = \frac{X_{d\%}''}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.д}} = \frac{23,8}{100} \cdot \frac{1000}{4 \cdot 0,485} = 122,7.$$

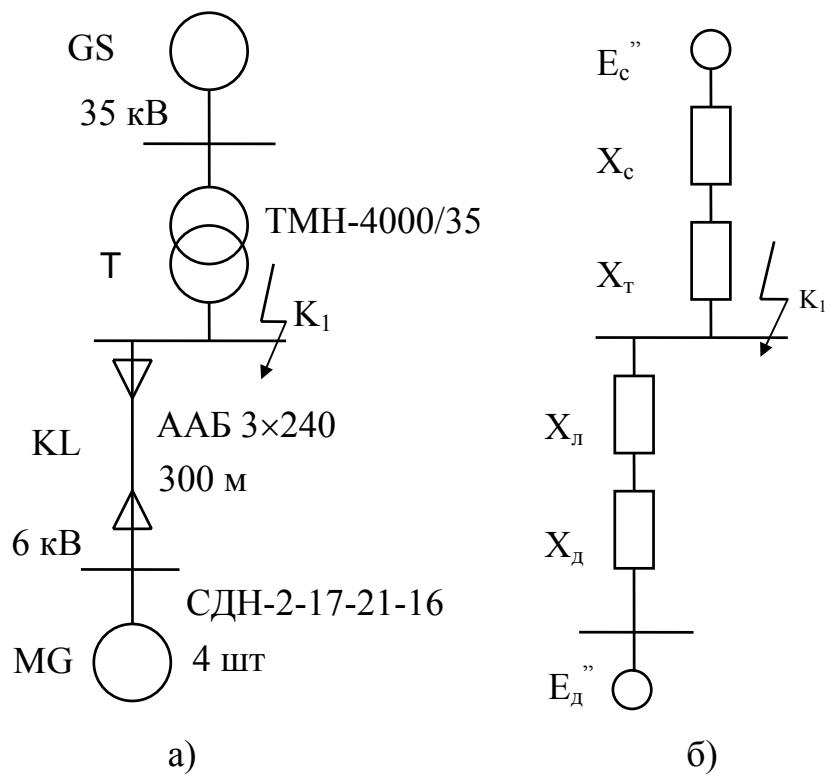


Рисунок 4.6 – Розрахункова схема і схема заміщення системи електропостачання

Виконаємо розрахунок струмів КЗ для точки К1.

Результуючі опори:

$$X_{\Sigma c} = X_c + X_m = 5 + 18,8 = 23,8;$$

$$X_{\Sigma d} = X_d + X_l = 122,7 + 0,6 = 123,3.$$

Початкові діючі значення струму трифазного КЗ:

$$I_{no.c} = \frac{E_c''}{X_{\Sigma c}} I_\phi = \frac{1}{23,8} \cdot 91,75 = 3,9 \text{ кА};$$

$$I_{no.\partial} = \frac{E_{\partial}''}{X_{\Sigma\partial}} I_{\partial} = \frac{1,07}{123,3} \cdot 91,75 = 0,7 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму від енергосистеми не змінюється, тому

$$I_{n\tau.c} = I_{no.c} = 3,9 \text{ кА};$$

$$I_{n\tau.\partial} = I_{no.\partial} \gamma(\tau) = 0,7 \cdot 0,71 = 0,5 \text{ кА},$$

де $\gamma(\tau)$ визначено з графіків [1] для синхронних електродвигунів СДН при

$$\tau = t_{pz.min} + t_{\theta.\theta} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}.$$

Постійні часу аперіодичної складової $T_{a.c} = 0,03 \text{ с}$, $T_{a.\partial} = 0,037 \text{ с}$ [1].

Аперіодична складова струму КЗ при $t = \tau = 0,065 \text{ с}$

$$i_{a\tau.c} = \sqrt{2} I_{no.c} e^{-\frac{t}{T_{a.c}}} = \sqrt{2} \cdot 3,9 e^{-\frac{0,065}{0,03}} = 0,6 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau.\partial} = \sqrt{2} I_{no.\partial} e^{-\frac{t}{T_{a.\partial}}} = \sqrt{2} \cdot 0,7 e^{-\frac{0,065}{0,037}} = 0,2 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ

$$i_{y\partial.c} = \sqrt{2} I_{no.c} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.c}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 3,9 \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} \right) = 9,4 \text{ А};$$

$$i_{y\partial.\partial} = \sqrt{2} I_{no.\partial} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.\partial}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 0,7 \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,037}} \right) = 1,7 \text{ А}.$$

Тепловий імпульс визначаємо в такій послідовності.

Постійна часу аперіодичної складової схеми

$$T_{a.cx} = \frac{T_{a.c}I_{no.c} + T_{a.d}I_{no.d}}{T_{no.c} + I_{no.d}} = \frac{0,033,39 + 0,0370,7}{3,9 + 0,7} = 0,03 \text{ с.}$$

Постійна часу періодичної складової електродвигунів

$$T_{n.d} \approx -\frac{\tau}{\ln(\tau)} = \frac{-0,065}{\ln 0,71} = 0,19 \text{ с.}$$

Час відключення КЗ.

$$t_{відк} = t_{pz} + t_{n.в} = 0,5 + 0,1 = 0,6 \text{ с.}$$

Тепловий імпульс

$$\begin{aligned} B_k &= I_{no.c}^2 (t_{відк} + T_{a.cx}) + I_{no.d}^2 (0,5T_{n.d} + T_{a.cx}) + 2I_{no.c}I_{no.d}(T_{n.d} + T_{a.cx}) = \\ &= 3,9^2(0,6 + 0,03) + 0,7^2(0,5 \cdot 0,19 + 0,03) + 2 \cdot 3,9 \cdot 0,7(0,19 + 0,03) = \\ &= 10,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \end{aligned}$$

Приклад 4.3 Перевірити вибрані вимикачі для ГПП ВВЭ-ІО-20/630 на комутаційну здатність і стійкість до дії струмів КЗ. Перевірити кабельні лінії від ГПП до ТП на термічну стійкість до дії струмів КЗ.

Розв'язання. Умови вибору вимикачів і порівняльні дані приведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Вибір вимикачів ГПП

Умови вибору	Дані для вимикачів	Дані розрахунків
$I_{н.відк} \geq I_{пт}$	$I_{н.відк} = 20 \text{ кА}$	$I_{пт} = I_{пт.с} + I_{пт.д} = 3,9 + 0,5 = 4,4 \text{ кА}$
$\sqrt{2} I_{н.відк} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \geq \sqrt{2} I_{н\tau} + i_{a\tau}$	$\sqrt{2} I_{н.відк} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 20 \left(1 + \frac{21}{100}\right) = 34,2 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{н\tau} + i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,4 + (0,6 + 0,2) \approx 7,0 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{y\partial}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = i_{y\partial.с} + i_{y\partial.д} = 9,4 + 1,7 = 11,1 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{но}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = I_{но.с} + I_{но.д} = 3,9 + 0,7 = 4,6 \text{ кА}$
$I_{m^2 t_m} \geq B_k$	$I_{m^2 t_m} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 10,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Отже, даний тип вимикачів може бути використаний для установки на ГПП.

Перевіримо вибрані кабелі від ГПП до ТП на термічну стійкість до дії струмів КЗ за умовою

$$s \geq s_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} = \frac{\sqrt{10,8 \cdot 10^3}}{92} = 36 \text{ мм}^2,$$

де $C_m = 92 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ – для кабелів з алюмінієвими суцільними жилами і паперовою ізоляцією при номінальній напрузі 6 кВ [12].

Отже, всі перерізи кабелів відповідають умові термічної стійкості.

5 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЦЕХУ

5.1 Вибір схеми, комутаційно-захисної апаратури та провідників цехової мережі

В залежності від схеми цехові мережі поділяють на радіальні, магістральні і змішані.

Радіальними називають мережі, в яких для передачі електричної енергії до споживача використовується окрема лінія. В радіальних мережах (рис. 5.1) від розподільного щита ТП відходять лінії живлення щитів станцій управління (ЩСУ), первинних розподільних пунктів (РП) і ЕП великої потужності (більше 55 кВт). В свою чергу, від ЩСУ або первинних РП заживлені вторинні РП і ЕП середньої потужності (10.....55 кВт). Від вторинних РП живляться ЕП малої потужності.

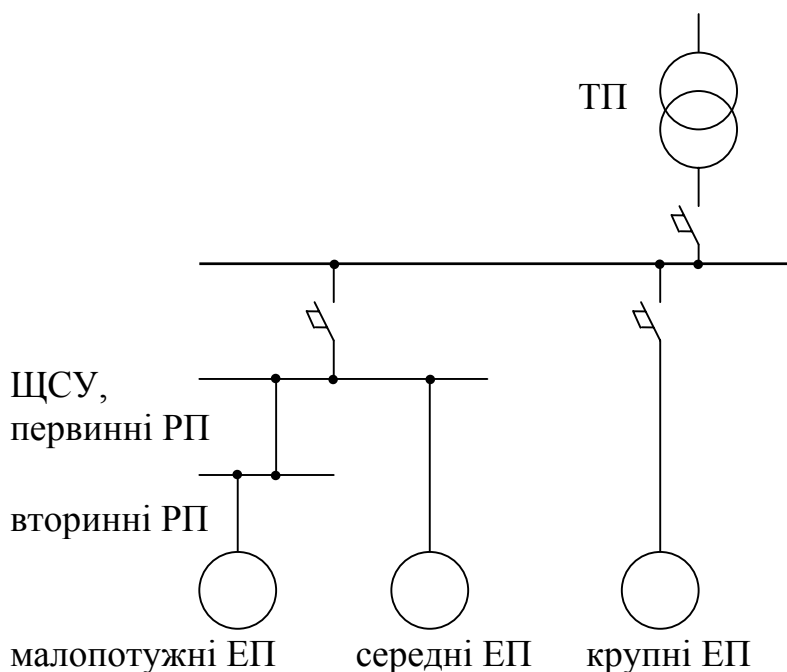


Рисунок 5.1 – Радіальна схема цехової мережі

В радіальних цехових мережах лінії електропередач виконують кабелями. Відгалуження до окремих ЕП можуть виконуватися кабелями або проводами. При відсутності небезпеки механічних пошкоджень рекомендується відкрите прокладання ізольованих проводів і неброньованих кабелів. При наявності небезпеки механічних пошкоджень повинні застосовуватися броньовані кабелі або ж передбачається захист від механічних пошкоджень (прокладання проводів в трубах). При прокладанні всередині приміщень броньовані кабелі не повинні мати поверх броні, а неброньовані – поверх металевих оболонок захисних покриттів з горючих матеріалів [13].

Вибір способу прокладання провідників виконується у відповідності з ПУЕ [11].

Радіальні схеми забезпечують високу надійність електропостачання. Однак вони вимагають великих витрат на електрообладнання і монтаж.

Магістральними називають мережі, в яких для передавання електроенергії до декількох споживачів використовується одна лінія електропередачі (рис. 5.2). Широкого поширення набули магістральні цехові мережі, виконані комплектними шинопроводами. Їх застосування дозволяє відмовитися від великої кількості кабельних ліній.

Комплектні магістральні шинопроводи (ШМ) призначені для передавання електроенергії від ТП до розподільних шинопроводів (ШР) або щитів станцій управління (ЩСУ).

Розподільні шинопроводи (ШР) призначені для приєднання великого числа окремих ЕП. В комплект розподільних шинопроводів входять коробки з захисною і комутаційною апаратурою (рубильники з запобіжниками або автоматичні вимикачі).

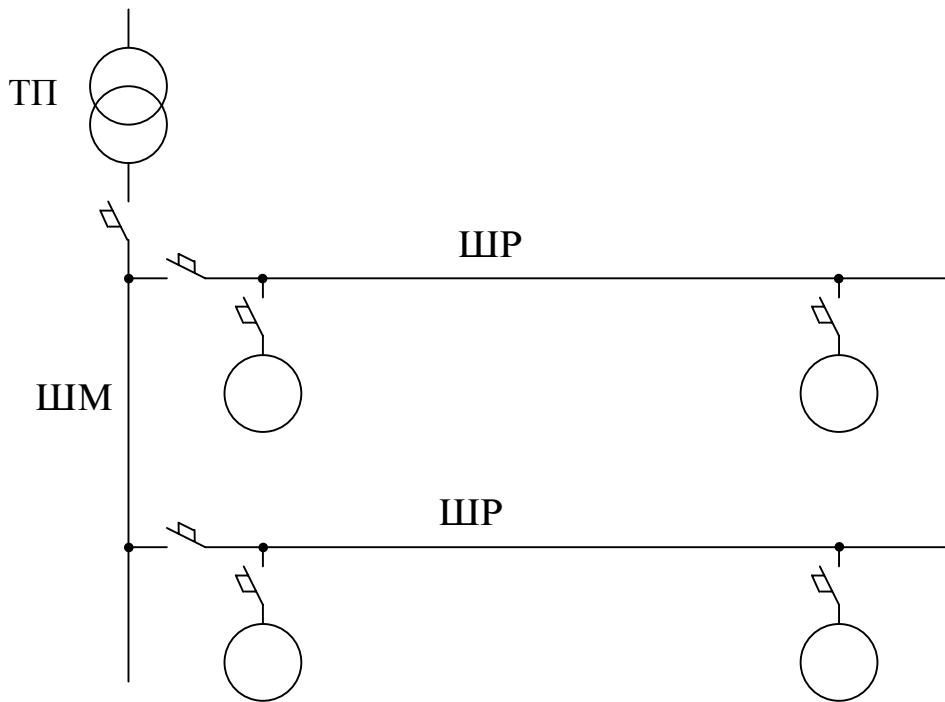


Рисунок 5.2 – Схема магістральної цехової мережі

Вирішальний вплив на вибір схеми конструктивного виконання має стан навколишнього середовища. Рекомендований ступінь захисту електрообладнання в виробничих приміщеннях: нормальних, жарких і вологих – IP 20; запилених – IP 40; вологих – IP 44; особливо вологих і з хімічно-активним середовищем – IP 54. Виконання основних типів комплектних магістральних шинопроводів IP 20. Виконання магістрального шинопроводу типу ШЗМ–16, а також розподільних шинопроводів IP 31. Отже, шинопровідні мережі не можуть застосовуватися в запилених, вологих, особливо вологих приміщеннях, а також в приміщеннях з хімічно-активним середовищем. Для застосування в пожежонебезпечних приміщеннях випускаються спеціальні шинопроводи [1].

Розподільні пункти, наприклад, ПР 8501-1000 мають два виконання: IP 21 та IP 54. Розподільні пункти зі ступенем захисту IP-54 можуть бути встановлені в усіх вище перерахованих випадках.

Найбільш складною є задача проектування цехових мереж у

вибухонебезпечних приміщеннях, для яких використовується спеціальне вибухозахищене обладнання.

Найпростішими захисними апаратами є запобіжники. Вибір запобіжників і їх вставок здійснюється за умовами:

$$I_{н.вст} \geq k_{відс} I_M,$$

$$I_{н.вст} \geq \frac{I_n}{k_{пер}},$$

$$I_{н.відк} \geq I_{к.мах}^{(3)},$$

де $I_{н.вст}$ – номінальний струм вставки запобіжника;

$I_{н.відк}$ – номінальний струм відключення КЗ запобіжника;

$k_{відс.}$ – коефіцієнт відстройки ($k_{відс.} = 1,1 \dots 1,25$);

$I_{к.мах}^{(3)}$ – струм трифазного металевого КЗ;

$k_{пер}$ – коефіцієнт перевантаження ($k_{пер}$ приймають рівним 2,5 – при легких пусках; 1,6...2,0 – при важких і частих пусках; 1,6 – для відповідальних механізмів; 0,8...1,0 – для електродвигунів з фазним ротором [14]).

Більш досконалими комутаційно-захисними апаратами є автоматичні вимикачі. Вибір автоматичних вимикачів зводиться до виконання таких умов

$$I_{н.розч} \geq k_{відс} I_M,$$

$$I_{н.відк} \geq I_{к.мах}^{(3)},$$

де $I_{н.розч}$ – номінальний струм розчеплювача.

Значення $k_{відс}$ автоматичних вимикачів визначається з умов надійності відстройки захисту від перевантажень і його неспрацювання (повернення) при (після) пуску або самозапуску.

Струмова відсічка автоматичного вимикача повинна бути відстроєна від пікового (пускового) струму:

$$I_{c.в} \geq k_n I_n,$$

де $I_{c.в}$ – струм спрацювання відсічки;

k_n – коефіцієнт надійності відстройки струмової відсічки.

Значення $k_{відс}$ і k_n для різних типів вимикачів приведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Розрахункові коефіцієнти автоматичних вимикачів

Тип автомата	Розчеплювач		$k_{відс}$	k_n
ВА, АЗ700, АП50	комбінований		1	2,1
ВА, АЗ700, АЗ790	напівпровідниковий		1,1	1,5
"Електрон"	напівпро- відниковий	РМТ	1,27	1,6
		МТЗ-1	1	2,2

При виборі вимикачів перевагу слід віддавати вимикачам серії ВА (додаток Б). В додатку В наведена комплектність розподільних пристроїв низької напруги КТП Хмельницького заводу комплектних трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів ПР 8501, ПР 8504 та ПР 8505.

Розподільні пункти з вимикачами на вводі слід застосовувати лише при відсутності на початку лінії живлення вимикача з захистом, наприклад, при глухій відпайці від магістрального шинопровода. В інших випадках рекомендується використовувати розподільні пункти з рубильниками на вводі.

Переріз провідників в мережах навантаженою до 1кВ вибирають за допустимим нагрівом

$$I_{доп} \geq \begin{cases} I_{\text{м}} & \text{— для нормальних приміщень;} \\ 1,25 \cdot I_{\text{м}} & \text{— для вибухонебезпечних приміщень.} \end{cases}$$

Тривало допустимий струм для даного типу провідника, перерізу і способу прокладання приведений в [11]. В додатку Г наведені допустимі струми найбільш використовуваних провідників.

При $T_{\text{м}} > 4000 \div 5000$ год. переріз магістральних кабельних ліній рекомендується вибирати за економічною густиною струму [11].

Комплектні шинопроводи вибирають за умовою

$$I_{\text{ном.ш}} \geq I_{\text{м}},$$

де $I_{\text{ном.ш}}$ — номінальний струм шинопровода.

Вибрані провідники перевіряють на допустиму втрату напруги. Перевірка може виконуватися вибірково. В нормальному режимі переріз і довжина провідників повинні забезпечувати відхилення напруги на за- тискачах ЕП, що не перевищує 5-7,5 відсотків.

Розрахунок втрат напруги виконують за формулою

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{\text{м}} (R_{\text{нут}} \cos \varphi + X_{\text{нут}} \sin \varphi) l = \frac{P_{\text{м}} R_{\text{нут}} + Q_{\text{м}} X_{\text{нут}}}{U_{\text{ном}}} \cdot l,$$

де $R_{\text{нут}}, X_{\text{нут}}$ — погонні опори ліній.

При виборі провідників мереж, які вимагають захисту від перевантажень, повинні бути виконані умови забезпечення захищеності ліній (табл.5.2).

Захисту від перевантажень вимагають [11]:

1) мережі всередині приміщень, що виконані прокладеними відкрито

провідниками з горючою зовнішньою оболонкою або ізоляцією;

2) освітлювальні мережі незалежно від конструкції і способу прокладання в житлових, громадських, торгових, службово-побутових приміщеннях, а також в пожежонебезпечних приміщеннях;

3) силові мережі, якщо можливим є тривале перевантаження провідників;

4) силові і освітлювальні мережі у вибухонебезпечних приміщеннях (крім В-1,б; В-1,г).

Таблиця 5.2 – Умови забезпечення захищеності провідників від перевантажень

Захисний апарат	Мережі, що вимагають захисту від перевантажень		Мережі, що не вимагають захисту від перевантажень (з умови чутливості захисту від КЗ)
	з горючою ізоляцією полівінілхлоридна, поліетиленова, гумова)	з негорючою ізоляцією (паперова, вулканізований поліетилен)	
Запобіжник	$I_{доп} \geq 1,25I_{н.вст}$	$I_{доп} \geq I_{н.вст}$	$I_{доп} \geq \frac{I_{н.вст}}{3}$
Вимикачі з комбінованим розчеплювачем	$I_{доп} \geq I_{н.розч}$	$I_{доп} \geq I_{н.розч}$	$I_{доп} \geq I_{н.розч}$
Вимикачі з напівпровідниковим розчеплювачем	$I_{доп} \geq I_{с.н}$	$I_{доп} \geq 0,8I_{с.н}$	$I_{доп} \geq 0,8I_{с.н}$
Для вимикачів тільки з електромагнітним розчеплювачем	$I_{доп} \geq 1,25I_{с.ем}$	$I_{доп} \geq I_{с.ем}$	$I_{доп} \geq \frac{I_{с.ем}}{4,5}$

5.2 Розрахунок струмів КЗ в мережах напругою до 1000 В

Розрахунок струмів КЗ виконується з метою перевірки вибраних захисних апаратів за умовою комутаційної здатності

$$I_{н.відк} \geq I_{к.мах}^{(3)}$$

де $I_{к.мах}^{(3)}$ – струм трифазного металевого КЗ в максимальному режимі. У випадку, якщо не вдається вибрати захисні апарати за цією умовою, то допускається їх вибір за середнім струмом трифазного КЗ

$$I_{н.відк} \geq I_{к.сер}^{(3)} = \frac{I_{к.мах}^{(3)} + I_{KR}^{(3)}}{2},$$

де $I_{KR}^{(3)}$ – струм трифазного КЗ з врахуванням струмообмежувальної дії дуги.

Практика експлуатації показує, що доцільно виконувати перевірку термічної стійкості кабелів напругою до 1000 В [14], хоч згідно з ПУЕ [11] така перевірка не вимагається. Умова термічної стійкості провідників

$$s \geq s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \cdot 1000 \approx \frac{I_{к.мах}^{(3)} \sqrt{t_{відк}}}{C_T} \cdot 1000,$$

де $I_{к.мах}^{(3)}$ – струм трифазного КЗ в кА;

$t_{відк}$ – час відключення КЗ ($t_{відк} = t_{с.в} + t_{\delta} + T_a$, тут $t_{с.в}$ – витримка часу спрацювання відсічки; t_{δ} – час загасання дуги; T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ). Час гасіння дуги для автоматів ВА, АЗ700 $t_{\delta} = 0,01$ с. Усереднене значення постійної часу $T_a = 0,03$ с. Значення

C_m низьковольтних кабелів може бути вибрано рівним C_m для аналогічних високовольтних кабелів [14].

Згідно з [15] значення струму при металевому трифазному КЗ в мережах до 1000 В визначають за формулою

$$I_{k.\max}^{(3)} = \frac{1,05U_{ном}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}},$$

де Z_{Σ} – загальний повний опір елементів цехової мережі до точки КЗ. При визначенні повного опору враховуються активні і індуктивні опори елементів. В додатку Д приведені значення активних та індуктивних опорів трансформаторів, кабельних ліній і шинопроводів.

При визначенні струму КЗ з врахуванням струмообмежувальної дії дуги в місці пошкодження в схему заміщення вводять перехідний активний опір

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{1,05U_{НОМ}}{\sqrt{3}\sqrt{(R_{\Sigma} + R_n)^2 + X_{\Sigma}^2}}.$$

У зв'язку з невизначеністю в СН 355-77 рекомендовано в розрахунок струмів КЗ вводити такі значення активних перехідних опорів: 0,015 Ом – для розподільних щитів підстанцій (К1); 0,020 Ом – для головних (первинних) цехових розподільних щитів, для електроприймачів, які живляться безпосередньо від ТП (К2); 0,025 Ом – для вторинних цехових розподільних пунктів і на затискачах електроприймачів, які живляться від первинних розподільних щитів або пунктів (К3); 0,030 Ом – для електроприймачів, які живляться від вторинних розподільних пунктів (К4). Обов'язковим при виборі обладнання ТП є врахування підживлення місця КЗ електродвигунами, яке здійснюється підсумовуванням струму КЗ від заводської мережі і струму, зумовленого гальмуванням електродвигунів.

Початкове значення струму КЗ від електродвигунів визначається з виразу

$$I_{к.о}^{(3)} = 0,9I_{пуск},$$

де $I_{пуск}$ – пусковий струм всіх електродвигунів, що гальмуються. Однак пусковий струм електродвигунів, як правило, невідомий. Тому навантаження трансформатора розглядається як узагальнене з $E'' = 0,8$ і $X_* = 0,35$.

Підживлення від електродвигунів потрібно враховувати тільки при виборі апаратури на основному щиті ТП і не варто враховувати при виборі апаратури на РП [11].

Для перевірки чутливості захисту повинні бути визначені струми однофазного КЗ $I_K^{(1)}, I_{KR}^{(1)}$.

Розрахунок струмів однофазного КЗ може бути виконаний за спрощеною формулою

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{ф.ном}}{\frac{Z_m^{(1)}}{3} + Z_{ф-н} \cdot l},$$

де $U_{ф.ном}$ – номінальна фазна напруга;

$Z_m^{(1)}$ – повний опір силового трансформатора струмам однофазного КЗ;

$Z_{ф-н}$ – погонний опір петлі "фаза-нуль";

l – відстань до місця КЗ.

При врахуванні перехідного опору струм однофазного КЗ

$$I_{KR}^{(1)} = \frac{U_{ф.ном}}{\frac{Z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + Z_{ф-н} \cdot l},$$

де $Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(2R_m + R_{om} + 3R_n)^2 + (2X_m + X_{om})^2}$ – повний опір силового трансформатора струмам однофазного КЗ з урахуванням перехідного опору до точки КЗ;

R_{om}, X_{om} – активний і реактивний опори нульової послідовності трансформатора (додаток Г).

5.3 Перевірка чутливості та селективності захисту цехових мереж

Перевірка чутливості запобіжників виконується за умовою

$$I_{н.вст} \leq I_{к. \min}^{(1)} / k_{\chi},$$

Де k_{χ} – коефіцієнт чутливості;

$I_{к. \min}^{(1)}$ – струм однофазного КЗ в кінці лінії, що захищається.

В табл. 5.3 наведені умови перевірки чутливості автоматичних вимикачів.

Для мереж, які повинні бути захищеними тільки від КЗ допускається спрощення умов перевірки чутливості (табл. 5.2).

Таблиця 5.3 – Умови перевірки чутливості захисних апаратів до дії струмів КЗ

Захисний апарат	Нормальні приміщення	Вибухонебезпечні приміщення
Запобіжник	$I_{н.вст} \leq \frac{I_{к. \min}^{(1)}}{3}$	$I_{н.вст} \leq \frac{I_{к. \min}^{(2)}}{4}$
Автоматичні вимикачі з тепловим або напівпровідниковим розчеплювачами	$I_{н.розч} \leq \frac{I_{к. \min}^{(1)}}{3}$	$I_{н.розч} \leq \frac{I_{к. \min}^{(1)}}{6}$

Забезпечення селективності дії захисту досягається правильним вибором уставок струмової відсічки автоматичних вимикачів суміжних ступенів (рис 5.3.)

$$I_{c.в1} > (1,3 \div 1,5) I_{c.в2},$$

$$t_{c.в1} = t_{c.в2} + \Delta t,$$

де $I_{c.в1}, I_{c.в2}$ – значення струмів спрацювання відсічки відповідно вищого і нижчого ступенів;

$t_{c.в1}, t_{c.в2}$ – час спрацювання відсічки вищого і нижчого ступенів;

Δt – ступінь селективності ($\Delta t = 0,1$ с - ВА 55, ВА 75; $\Delta t = 0,15$ с - А3790С; $\Delta t = 0,25$ с - "Електрон").

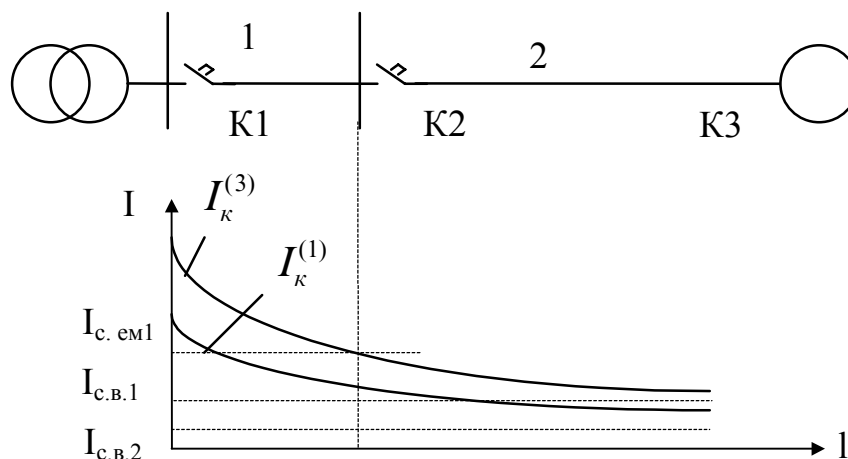


Рисунок 5.3 _ Вибір струму спрацювання відсічки з умови селективності

Якщо автоматичний вимикач вищого ступеня оснащений також миттєвим (електромагнітним) розчеплювачем, то

$$I_{c.ем1} > I_{к.зовн. max}^{(3)} = I_{к2}^{(3)},$$

де $I_{с.ем}$ – струм спрацювання електромагнітного розчеплювача;

$I_{к.зовн. max}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного КЗ, який виникає в зоні дії вимикача нижчого ступеня.

Для детального аналізу селективності дії захисту в мережах напругою до 1000 В застосовується карта селективності захисту (рис. 5.4).

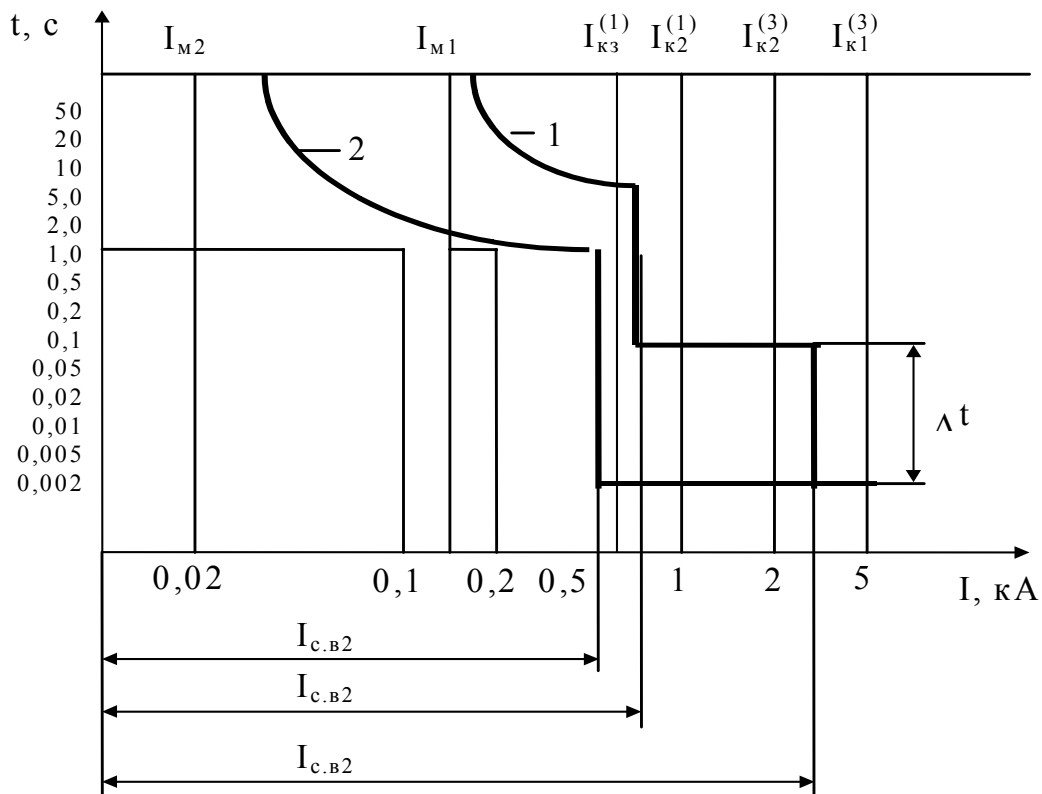


Рисунок 5.4 – Карта селективності захисту

5.4 Приклади розрахунку цехових мереж

Приклад 5.1 Вибрати провідники і комутаційно-захисні апарати для цехової мережі, план якої зображено на рис. 5.5.

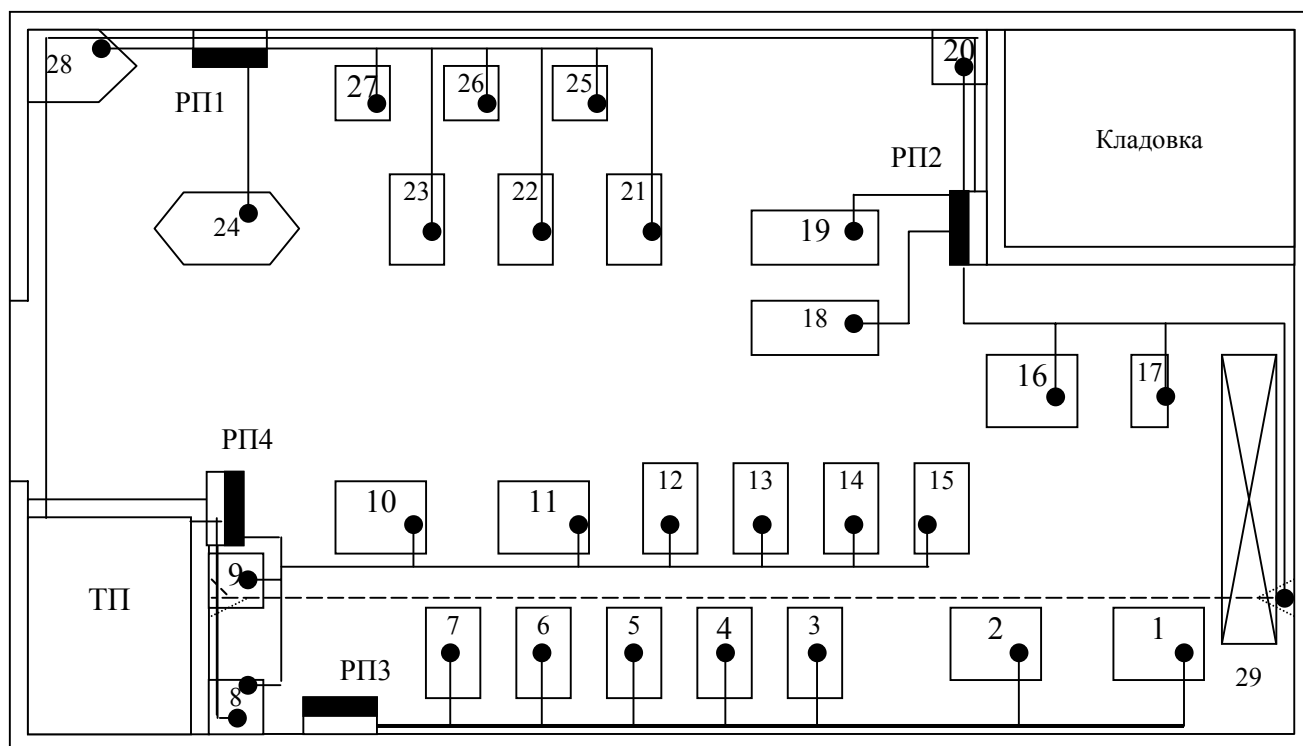


Рисунок 5.5 – План цехової мережі

Розв'язання. В табл. 5.4 приведені результати розрахунків.

Таблиця 5.4 – Вибір провідників та автоматичних вимикачів

Лінія	I_M , А	I_P , А	Тип захисного апарата	$I_{ном.в}$ ($I_{ном.з}$) А	$I_{н.розч}$ ($I_{н.вст}$) А	$I_{с.в}$ А	Тип провідника	Спосіб прокладання	S , мм ²	$I_{доп}$ А	l , м	ΔU , В
ТП-РП1	45,4	192	ВА55-37	160	100	500	АВВГ	відкрито	3×70+1×35	129	40	1,4
ТП-РП2	42,3	199	ВА55-37	160	100	700	АВВГ	відкрито	3×70+1×35	129	100	3,30
ТП-РП3	54,7	207	ВА55-37	160	100	700	АВВГ	відкрито	3×70+1×35	129	15	0,64
ТП-РП4	52,2	219	ВА55-37	160	100	700	АВВГ	відкрито	3×70+1×35	129	15	0,61
РП1-ЕП21,23	6,03	30,15	ВА51Г-25	25	6,3	88	АПВ	В трубах	3×2,5+1×2,5	19	30	3,9
РП1-ЕП25-27	20,8	104,2	ВА51Г-31	100	25	350	АПВ	В трубах	3×6+1×4	30	15	2,8
РП1-ЕП24	31,4	157,5	ВА51Г-31	100	31,5	441	АПВ	В трубах	3×10+1×6	39	10	1,7
РП2-ЕП20	16,6	93	ВА51Г-25	25	20	280	АПВ	В трубах	3×4+1×2,5	23	10	2,3

Продовження таблиці 5.4

Лінія	I_m , А	I_p , А	Тип захисного апарата	$I_{ном.в}$ ($I_{ном.з}$) А	$I_{н.розч}$ ($I_{н.вст}$) А	$I_{с.в}$ А	Тип провідника	Спосіб прокладання	S_{2} мм ²	$I_{доп}$ А	l , м	ΔU , В
РП2-ЕП18,19	5,15	25,65	ВА51Г-25	25	6,3	88	АПВ	В трубах	3x2,5+1x2,5	19	15	1,7
РП2-ЕП16,17	8,35	41,75	ВА51Г-25	25	10	140	АПВ	В трубах	3x2,5+1x2,5	19	23	4,2
РП2-ЕП29	33,4	167	ВА51Г-31	100	40	560	АПВ	В трубах	3x16+1x10	55	45	5,1
РП3-ЕП1,2	25,7	128,5	ВА51Г-31	100	31,5	441	АПВ	В трубах	3x10+1x6	39	60	8,4
РП3-РП3-7	33	165	ВА51Г-31	100	40	560	АПВ	В трубах	3x16+1x10	55	27	3,0
РП4-ЕП8,9	11,7	58,5	ВА51Г-25	25	12	168	АПВ	В трубах	3x2,5+1x2,5	19	12	3,1
РП4-ЕП10,11	35,5	177,7	ВА51Г-31	100	40	560	АПВ	В трубах	3x16+1x10	55	24	2,9
РП4-ЕП12-15	22,5	112,7	ВА51Г-31	100	25	350	АПВ	В трубах	3x6+1x4	30	42	8,6

Приклад 5.2

Прийнято рішення про те, що електрична мережа механічного цеху (рис.5.6) виконується з використанням розподільного шинопроводу типу ЩРА – 73 ($I_{ном.щ} = 250$ А). Кабелі від ТП до шинопроводу будуть прокладені відкрито на конструкціях. Тип кабелів АВВГ. Під'єднання електроприймачів (ЕП) до шинопроводу здійснюється проводом АПВ в трубах.

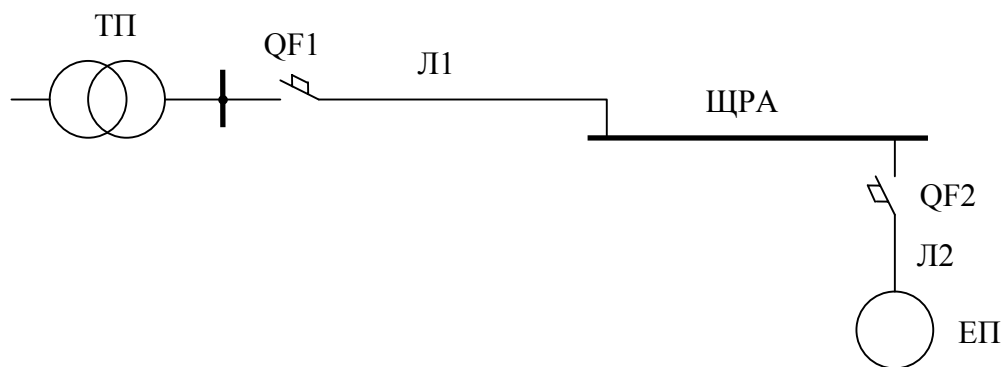


Рисунок 5.6 – Схема цехової мережі

1. Вибрати автоматичний вимикач QF1, визначити номінальний струм розчеплювача $I_{\text{ном.р}}$, струм спрацювання відсічки $I_{\text{с.в}}$. Вибрати переріз жил кабелю типу АВВГ лінії Л1. Розрахунковий струм $I_{\text{м}}$, пусковий струм $I_{\text{п}}$ наведені в табл. 5.5.

2. Вибрати автоматичний вимикач QF2, для захисту ЕП з номінальною потужністю $P_{\text{н}}$, коефіцієнтом потужності $\cos\varphi_{\text{н}}$, кратністю пускового струму $k_{\text{п}}$, які наведені в табл. 5.5. Визначити переріз провода лінії Л2.

3. Перевірити вибрані перерізи ліній за допустимими втратами напруги, якщо довжини ліній Л1 і Л2 відповідно $l_1 = 40$ м, $l_2 = 35$ м. Довжина шинопроводу $l_{\text{ш}} = 100$ м.

4. Розрахувати струми однофазного КЗ, перевірити чутливість автоматичних вимикачів. Перехідними опорами знехтувати.

Таблиця 5.5 – Необхідні відомості для виконання практичного завдання

Параметр	Позначення	Одиниця вимірюв.	Значення		
			Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
Розрахунковий струм	$I_{\text{м}}$	А	170	230	360
Коефіцієнт потужності	$\cos\varphi_{\text{м}}$	-	0,8	0,6	0,7
Пусковий струм	$I_{\text{п}}$	А	270	460	510
Номінальна потужність ЕП	$P_{\text{н}}$	кВт	30	55	40
Коефіцієнт потужності ЕП	$\cos\varphi_{\text{н}}$	-	1	0,9	0,92
Кратність пускового струму	$k_{\text{п}}$	-	1	5	6
Номінальна потужність трансформатора	$S_{\text{ном.т}}$	кВ·А	630	1000	1000

Розв'язання

1. Вибираємо селективний автоматичний вимикач ВА–55–39 з номінальним струмом $I_{ном.в} = I_{ном.ш} = 250\text{А}$ (варіант 1)

Номінальний струм розчеплювача і струм спрацювання відсічки автоматичного вимикача вибираємо з умови

$$I_{ном.р} \geq \kappa_{відс.} \cdot I_{м} = 1.1 \cdot 170 = 187\text{А};$$

$$I_{с.в} \geq \kappa_{н} \cdot I_{н} = 1.5 \cdot 270 = 405\text{А}.$$

Отже необхідно вибрати

$$I_{ном.р} = 0.8 \cdot I_{ном.в} = 250 \cdot 0.8 = 200\text{А};$$

$$I_{с.в} = 3 \cdot I_{ном.р} = 3 \cdot 200 = 600\text{А}.$$

Переріз жил кабелю АВВГ вибираємо з умови

$$I_{доп.} \geq I_{м} = 170\text{А}.$$

З ПУЕ вибираємо переріз АВВГ – 3×185+1×70, для якого

$$I_{доп} = 0,92 \cdot 270 = 248\text{А}.$$

Умова захищеності лінії виконується наближено

$$I_{ном.р} \leq \frac{I_{доп.}}{1,25} = \frac{248}{1,25} = 198,4\text{А}.$$

В цьому випадку може бути прийнято рішення про вибір більшого перерізу .

2. Номінальний струм ЕП

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{30 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 43,3 \text{ A}.$$

Пусковий струм

$$I_n = \kappa_n \cdot I_n = 1 \cdot 43,3 = 43,3 \text{ A}.$$

Вибираємо автоматичний вимикач типу ВА – 51 – 31 з комбінованим розчеплювачем

Номінальний струм розчеплювача

$$I_{ном.p} \geq \kappa_{відс.} \cdot I_n = 1,0 \cdot 43,3 = 43,3 \text{ A}.$$

Вибираємо $I_{ном.p} = 50 \text{ A}$.

Струм спрацювання електромагнітного розчеплювача

$$I_{с.ем} \geq \kappa_n \cdot I_n = 2,1 \cdot 43,3 = 91 \text{ A}.$$

Вибираємо $I_{с.ем} = 3 \cdot I_{ном.p} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ A}$.

Переріз провoda вибираємо з умов

$$I_{доп.} \geq I_n = 43,3 \text{ A}.$$

$$I_{доп.} \geq I_{ном.p} = 50 \text{ A}.$$

Вибираємо провід АПВ перерізом 16 мм^2 . Переріз нульового провoda 10 мм^2 . При прокладанні в трубах $I_{доп} = 55 \text{ A}$ [11].

3. Питомі опори ліній і шинопровода наведені в табл. 5.6

Таблиця 5.6 – Питомі опори ліній електропередачі

Лінія	Питомий опір, мОм/м
Л1, АВВГ 3×185+1×70	0,208+j0,063
Ш, ШРА–73, I _{НОМ.Ш} = 250А	0,21+j0,21
Л2, АПВ 3×16+1×10	2,4+j0,084

Втрати напруги розраховуємо за формулою

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_m \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi_m + x_0 \cdot \sin \varphi_m) \cdot l.$$

Значення втрат напруги

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 170 \cdot (0,21 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 + 0,21 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6) \cdot \frac{100}{2} = 4,3 \text{ В};$$

Загальні втрати напруги

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_{ш} + \Delta U_2 = 2,4 + 4,3 + 6,3 = 13 \text{ В},$$

що складає

$$\delta U = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% = \frac{13}{380} = 3,4\%.$$

Таке значення напруги є припустимим .

4. На рис. 5.7 показана розрахункова схема для визначення струмів КЗ

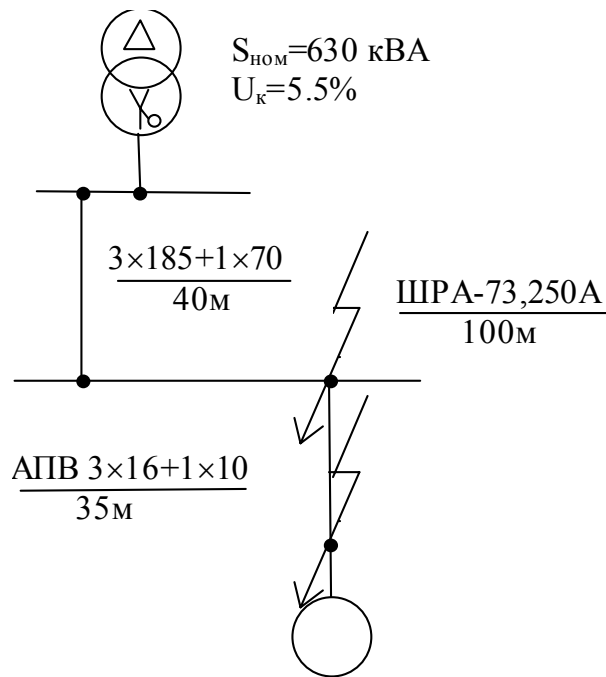


Рисунок 5.7 – Розрахункова схема мережі

Опір трансформатора струму однофазного КЗ

$$Z_T^{(1)} = 3 \cdot Z_T = 3 \cdot 14 = 42 \text{ мОм},$$

де
$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{ном.т}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{400^2}{630 \cdot 10^3} = 13,97 \cdot 10^{-3} \approx 14 \text{ мОм}.$$

Таблиця 5.7

Питомі опори петлі фаза–нуль	
Лінії Л1	$Z_{\Phi-H.1} = 0.73 \text{ мОм}$
Шинопровода	$Z_{\Phi-H.ш} = 0.59 \text{ мОм}$
Лінії Л2	$Z_{\Phi-H.2} = 5.92 \text{ мОм}$

Струм однофазного КЗ розраховуємо за формулою

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_{\phi-H} \cdot l};$$

$$I_{k1}^{(1)} = \frac{220}{\frac{42}{3} + 0,73 \cdot 40 + 0,59 \cdot 100} = 2,15 \text{ кА};$$

$$I_{k2}^{(1)} = \frac{220}{\frac{42}{3} + 0,73 \cdot 40 + 0,59 \cdot 100 + 5,92 \cdot 35} = 0,71 \text{ кА}.$$

Для автоматичного вимикача QF1 $I_{c.в} = 600 \text{ А}$.

Тому коефіцієнт чутливості

$$\kappa_q = \frac{I_{k1}^{(1)}}{I_{c.в}} = \frac{2150}{600} = 3,58.$$

Для автоматичного вимикача QF2 $I_{c.ем} = 150 \text{ А}$.

$$\kappa_q = \frac{I_{k2}^{(1)}}{I_{c.ем}} = \frac{710}{50} = 4,73.$$

Такі значення κ_q є припустимими згідно з [11].

6 РАЗРАХУНОК КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

6.1 Порядок оплати за реактивну електроенергію

Плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії визначається трьома складовими [17]:

$$П = П1 + П2 - П3,$$

де $П1$ – основна плата;

$П2$ – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності (КРП);

$П3$ – знижка плати у разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мережі енергопостачальної організації.

Основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається за формулою:

$$П1 = (WQ_{cn} + K \cdot WQ_g) \cdot D \cdot m_0,$$

де WQ_{cn} – споживання реактивної енергії в точці обліку за розрахунковий період;

WQ_g – генерація реактивної енергії в мережу енергопостачальної організації в точці обліку за розрахунковий період;

$K = 3$ – нормативний коефіцієнт урахування збитків енергопостачальної організації від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача;

D – економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП), що характеризує вплив реактивного перетоку в точці обліку на втрати активної потужності в розрахунковому режимі, кВт/квар;

m_0 – середня вартість активної електроенергії за розрахунковий період.

При зонному обліку основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається за формулою:

$$П1 = \left(\sum_{i=1} WQ_{cn_i} \cdot k_i + K \cdot WQ_{гн} \right) \cdot D \cdot m_0,$$

де n – число зон добового графіка електричного навантаження енергопостачальної організації;

i – номер зони добового графіка;

WQ_{cn_i} – споживання реактивної енергії в i -й зоні розрахункового періоду;

$WQ_{гн}$ – генерація реактивної енергії в нічних провалах добових графіків розрахункового періоду;

k_i – коефіцієнт диференційованого тарифу для i -ї зони добового графіка.

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності визначається за формулою:

$$П2 = П1 \cdot C_{баз} \cdot (K\varphi - 1)$$

де $C_{баз} = 1,3$ – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень в засоби КРП в електричних мережах споживача;

$K\varphi$ – коефіцієнт, що визначається в залежності від фактичного коефіцієнта реактивної потужності споживача $\text{tg}\varphi$ в середньому за розрахунковий період.

Знижка плати ПЗ за споживання та генерацію реактивної електроенергії можлива за умов достатнього оснащення електричної

мережі споживача засобами КРП, наявності зонного обліку спожитої і генерованої електроенергії, виконання споживачем, обумовленого енергопостачальною організацією, добового графіка споживання і генерації електроенергії та наявності його оперативного контролю. Графіки споживання і генерації та розміри знижки вказуються в Договорі на поставку електроенергії (ДПЕ).

При обчисленні надбавки введені зони нечутливості, які обмежені такими значеннями коефіцієнта реактивної потужності:

- для промислових і прирівнюваних до них споживачів, залізничного і міського електротранспорту – $\text{tg}\varphi_2 = 0,25$;
- для непромислових споживачів – $\text{tg}\varphi_2 = 0,75$.

Тобто, додаткова плата за недостатню оснащеність нараховується, якщо $\text{tg}\varphi > 0,25$ – для промислових споживачів і $\text{tg}\varphi > 0,75$ – для непромислових споживачів. Значення коефіцієнта $K\varphi$ відповідно для промислових і непромислових споживачів визначаються за формулами:

$$K\varphi = (\text{tg}\varphi - 0,25)^2 + 1;$$

$$K\varphi = (\text{tg}\varphi - 0,75)^2 + 1.$$

Фактичний коефіцієнт реактивної потужності споживача в середньому за розрахунковий період визначається за формулою:

$$\text{tg}\varphi = WQ_{cn} / WP,$$

де WP – споживання активної електроенергії за розрахунковий період.

WQ_{cn} – споживання реактивної електроенергії за той же період.

При відсутності у споживача приладів обліку реактивних перетоків споживана і генерована реактивна потужність визначається розрахун-

ковим шляхом. Споживання реактивної електроенергії приймається за споживанням активної електроенергії з урахуванням нормативного коефіцієнта потужності ($\operatorname{tg} \varphi_H$), який дорівнює:

- для промислових і прирівняних до них споживачів – 0,8;
- для перепродавців електроенергії і непромислових споживачів – 0,6;
- для тягових підстанцій залізничного транспорту змінного струму - 1,0;
- для тягових підстанцій залізничного транспорту постійного струму, метрополітену і міського електротранспорту – 0,5.

Сумарна реактивна електроенергія, генерована в мережу енергопостачальної організації, визначається за формулою:

$$WQ_{Гр} = Q_{КУ} \cdot t_{НР},$$

де $Q_{КУ}$ – сумарна встановлена потужність конденсаторних установок в електричній мережі споживача, що зафіксована в Договорі на поставку електроенергії (ДПЕ);

$t_{НР}$ – число годин неробочого часу споживача за розрахунковий період.

Якщо споживач має круглодобовий безперервний режим виробництва, то для нього застосовуються формули:

$$Q_{КУ}' = Q_{КУ} + 0,3 \cdot P_{с.д.в/в};$$

$$WQ_{Гр} = Q_{КУ}' \cdot t_K - \operatorname{tg} \varphi_H \cdot WP,$$

де $P_{с.д.в/в}$ – сумарна встановлена потужність високовольтних (6,10 кВ) синхронних електродвигунів в електричній мережі споживача, що зафіксована в ДПЕ.

В умовах, коли точка обліку електроенергії знаходиться на стороні

нижчої напруги силового трансформатора, який є власністю споживача, до спожитої реактивної енергії додаються втрати реактивної електроенергії в силовому трансформаторі. Втрати реактивної електроенергії в силовому трансформаторі визначаються шляхом розрахунку за формулою:

$$\Delta WQ_{Tp} = \Delta Q_{X.X.} \cdot t_K + k_3^2 \cdot \Delta Q_{K.3.} \cdot t_p,$$

де $\Delta Q_{X.X.}$, $\Delta Q_{K.3.}$ – складові втрат реактивної потужності за даними холостого ходу і короткого замикання силового трансформатора;

t_K – календарне число годин розрахункового періоду;

k_3 – коефіцієнт завантаження силового трансформатора за розрахунковий період;

t_p – число годин роботи споживача за розрахунковий період.

Коефіцієнт завантаження силового трансформатора за розрахунковий період $k_3 = S_\phi / S_{H.T.}$, визначається за фактичним споживанням електроенергії:

$$S_\phi = \sqrt{P_\phi^2 + Q_\phi^2}, \quad P_\phi = WP / t_p, \quad Q_\phi = WQ_{cn} / t_p$$

6.2 Вибір компенсуючих пристроїв

Доцільність встановлення компенсуючих пристроїв в процесі експлуатації рекомендується оцінювати наближено з використанням терміну окупності додаткових капітальних вкладень

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi' - \Pi''},$$

де Π', Π'' – вартості споживаної реактивної електроенергії відповідно

при відсутності і при встановленні компенсуючих пристроїв;

K – капіталовкладення в компенсуючі пристрої в разі їх встановлення.

При цьому термін окупності повинен складати не більше п'яти років.

Розрахунок може бути уточнений врахуванням вартості втрат електричної енергії, що виникають при передачі реактивної енергії, в трансформаторах і лініях електропередач заводської мережі

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi' + C_{EWQ} - \Pi''},$$

де C_{EWQ} – вартість втрат електричної енергії, що виникають при передачі реактивної енергії.

При проектуванні системи електропостачання спочатку визначається сумарна розрахункова потужність БК напругою до 1000В (НБК) у відповідності з такими розрахунковими етапами [18]:

- 1) визначення основної потужності НБК, що забезпечить економію завдяки зменшенню числа цехових ТП;
- 2) визначення додаткової потужності НБК, що забезпечить економію завдяки зменшенню втрат електроенергії.

Отже, сумарна розрахункова потужність НБК

$$Q_{H.K} = Q_{H.K1} + Q_{H.K2}.$$

Визначення потужності НБК за умовою вибору оптимального числа цехових трансформаторів $Q_{H.K1}$ проводиться в такій послідовності.

При трьох трансформаторах і менше їх потужність вибирається виходячи з максимального активного навантаження згідно з умовою

$$S_{ном.т} \geq \frac{P_M}{k_3 \cdot N}.$$

За вибраною потужністю трансформаторів визначають максимальну реактивну потужність, яку доцільно передати через трансформатори

$$Q_T = \sqrt{(N_{ек} \cdot k_3 \cdot S_{ном.т})^2 - P_M^2}.$$

Потужність НБК для даної групи трансформаторів визначається:

$$Q_{нк.1} = Q_M - Q_T.$$

При більшому числі трансформаторів для кожної технологічно концентрованої групи цехових трансформаторів однакової потужності визначається мінімальне їх число, що необхідне для живлення активного навантаження.

$$N_{\min} = \frac{P_M}{k_3 \cdot S_{ном.т}} + \Delta N,$$

де ΔN – добавка до найближчого цілого числа.

Економічно оптимальне число трансформаторів

$$N_{ек} = N_{\min} + N_D$$

де N_D – додаткове число трансформаторів, визначається на основі техніко-економічних розрахунків. При цьому критерієм ефективності можуть виступати сумарні зведені втрати СЗВ або зведені щорічні затрати З.

Визначення додаткової потужності НБК $Q_{н.к2}$ з метою зниження

втрат електричної енергії для групи трансформаторів, здійснюється за критерієм терміну окупності додаткових капітальних вкладень.

Для кожної цехової ТП визначається некомпенсоване реактивне навантаження на стороні 10(6) кВ кожного трансформатора за формулою:

$$Q_{ТП} = Q_{М.ТП} - Q_{нк} + \Delta Q_T.$$

Для кожної РП – 10(6) кВ визначається сумарне некомпенсоване реактивне навантаження

$$Q_{РП} = \sum Q_{ТП} + \sum Q_{ЕП}.$$

Загальна розрахункова реактивна потужність ВБК для всього підприємства визначається з умови балансу реактивної потужності

$$Q_{вк} = \sum Q_{РП} + Q_{e1}.$$

де Q_{e1} – оптимальне значення вхідної реактивної потужності в години великих навантажень.

Реактивна потужність ВБК розподіляється між окремими РП пропорційно їх некомпенсованому реактивному навантаженню і округляється до найближчої стандартної потужності комплектних конденсаторних установок (ККУ). До кожної секції РП рекомендується приєднувати ККУ однакової потужності, але не менше 1000 квар. При меншій потужності КБ передбачають компенсацію на ГПП.

Доцільність використання синхронних двигунів (СД) як джерел реактивної потужності визначається техніко-економічним розрахунком.

Кожен встановлений СД може генерувати реактивну потужність, номінальне значення якої

$$Q_{CD} = (P_{CD,ном} \cdot \beta_{CD}) \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ном},$$

де β_{CD} – коефіцієнт завантаження СД по активній потужності.

При проектуванні електроприводів вказується використовувана розрахункова потужність кожного СД і максимальна потужність, при якій забезпечується стійка робота електропривода.

Оскільки синхронні двигуни, як правило оснащені регуляторами збудження, то витрати на компенсацію реактивної потужності СД визначаються тільки втратами потужності

$$\Delta P = D_1 \frac{Q}{Q_{ном}} + D_2 \left(\frac{Q}{Q_{ном}} \right)^2,$$

де D_1, D_2 – номінальні паспортні значення потужностей втрат.

6.3 Приклади розрахунку при виборі компенсувальних пристроїв

Приклад 6.1 Промислове підприємство має облік тільки активної електроенергії, який проводиться на межі розділу балансової належності електромереж. Облік реактивної електроенергії відсутній. Немає також пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП) [17].

- Споживання активної електроенергії протягом місяця за показами лічильника виявилось $WP = 430\,000$ кВт·год.
- Середньостатистичне значення ЕЕРП, зафіксоване в додатку до Договору і на постачання електроенергії (ДПЕ), $D = 0,058$ кВт/квар.
- Середньовідпускний тариф $m_0 = 0,27$ грн./кВт·год.

Розв'язання. Підприємство належить до промислових споживачів, для яких в умовах відсутності обліку реактивної електроенергії

нормативний коефіцієнт потужності $tg\varphi_H = 0,80$, граничний коефіцієнт реактивної потужності, що визначає зону нечутливості, $tg\varphi_e = 0,25$. Тоді величина реактивної електроенергії, за яку повинно заплатити підприємство

$$WQ_{СП} = WP \cdot tg\varphi_H = 430\,000 \cdot 0,8 = 344\,000 \text{ квар}\cdot\text{год.}$$

Основна плата

$$П1 = WQ_{СП} \cdot D \cdot T = 344\,000 \cdot 0,058 \cdot 0,27 = 5387,04 \text{ грн.}$$

Оскільки нормативне значення $tg\varphi_H = 0,80$, більше граничного $tg\varphi_r = 0,25$, то підприємство працює за межею зони нечутливості і йому нараховується надбавка

$$П2 = П1 \cdot C_{баз} \cdot (K\varphi - 1).$$

Значення $K\varphi = 1,3025$.

Тоді значення надбавки $П2 = 5387,04 \cdot 1,3 \cdot (1,3025 - 1) = 2118,5$ грн.

Повна плата $П = П1 + П2 = 5387,04 + 2118,5 = 7505,49$ грн.

Приклад 6.2 Промислове підприємство має облік споживання активної та реактивної електроенергії, а також облік генерації реактивної електроенергії [17].

- Споживання активної та реактивної електроенергії за місяць

$$WP = 430\,000 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

$$WQ_{СП} = 68\,000 \text{ квар}\cdot\text{год.}$$

- Генерація реактивної електроенергії споживачем в мережу енергопостачальної організації

$$WQ_{\varepsilon} = 54000 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

- ЕЕРП для цього підприємства

$$D = 0,058 \text{ кВт/квар.}$$

- Середньовідпускний тариф $m_0 = 0,27 \text{ грн./кВт} \cdot \text{год.}$

Розв'язання. Основна плата за споживання та генерацію реактивної електроенергії

$$\begin{aligned} \Pi_1 &= (WQ_{СП} + K \cdot WQ_{\varepsilon}) \cdot D \cdot m_0 = \\ &= (68000 + 3 \cdot 54000) \cdot 0,058 \cdot 0,27 = 3601,80 \text{ грн.} \\ \Pi_1 &= \Pi = 3601,80 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Коефіцієнт потужності

$$\operatorname{tg} \varphi = WQ_{СП} / WP = 68000 / 430000 = 0,158.$$

Оскільки $\operatorname{tg} \varphi = 0,158 < \operatorname{tg} \varphi_{\varepsilon} = 0,25$, то надбавка за недостатнє оснащення мережі споживача засобами КРП не нараховується.

Результати розрахунків зведені в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Результати розрахунків

Показники	Приклад 6.1 КРП і облік відсутні взагалі	Приклад 6.2 КРП і облік (в т. ч. генерації) наявні
$WQ_{СП}$	344000*	68000
WQ_{ε}	_____	54000
$\operatorname{tg} \varphi$	0,8*	0,158
Π_1	5387,04	3601,80
Π_2	2118,5	_____
Π	7505,49	3601,80

Примітка: * – результат отримано розрахунковим шляхом.

Приклад 6.3 Порівняти варіанти, що були розглянуті вище, враховуючи, що в другому варіанті необхідним є встановлення конденсаторних батарей $Q_{НК} = 1100$ квар, вартість яких складає $K = 1100 \cdot 22 = 24200$ грн.

Розв'язання. Прибуток внаслідок зменшення плати за реактивну енергію складає

$$П_t = (П' - П'') \cdot 12 = (7505,5 - 3601,8) \cdot 12 = 46844 \text{ грн.}$$

Термін окупності

$$T_{ок} = \frac{24200}{46844} = 0,52 \text{ року.}$$

Впровадження конденсаторних батарей вигідне підприємству.

Приклад 6.4 Проектується цех з розрахунковим навантаженням $P_m = 2500$ кВт, $Q_m = 1600$ квар. В цеху передбачається встановлення трьох однострансформаторних ТП потужністю 1000 кВ·А. Розрахувати $Q_{нк.1}$.

Розв'язання. Потужність трансформаторів ТП

$$S_{ном.т} \geq \frac{P_m}{k_3 \cdot N} = \frac{2500}{0,9 \cdot 3} = 925,9 \text{ кВ·А.}$$

Через трансформатори можна передати реактивну потужність

$$Q_T = \sqrt{(N_{ек} \cdot k_3 \cdot S_{ном.т})^2 - P_m^2} = \sqrt{(3 \cdot 0,9 \cdot 1000)^2 - 2500^2} = 1020 \text{ квар.}$$

Основна потужність НБК для даної групи трансформаторів

$$Q_{нк.1} = Q_M - Q_T = 1600 - 1020 = 580 \text{ квар.}$$

Приклад 6.5 Розрахувати втрати потужності для синхронного двигуна СДН з $U_H = 6 \text{ кВ}$, $P_{ном} = 1000 \text{ кВт}$, $Q_{ном} = 511 \text{ квар}$, $D_1 = 6,6 \text{ кВт}$, $D_2 = 5,9 \text{ кВт}$. при $Q_K = 500 \text{ квар}$ і $Q_K = 250 \text{ квар}$. Порівняти доцільність використання СД для компенсації реактивної потужності.

Розв'язання. При максимальному перезбудженні $Q_K \approx 500 \text{ квар}$

$$\Delta P = 6,6 + 5,9 = 12,5 \text{ кВт},$$

або

$$\frac{\Delta P}{Q_K} = \frac{12,5}{0,5} = 25 \text{ кВт/Мвар.}$$

$$\text{При } Q = \frac{Q_H}{2} \text{ дістанемо } \Delta P = 6,6 \cdot \frac{1}{2} + 5,9 \cdot \left(\frac{1}{2}\right)^2 = 4,8 \text{ кВт},$$

або
$$\frac{\Delta P}{Q_K} = \frac{4,8}{0,25} = 19,1 \text{ кВт/Мвар.}$$

При встановленні високовольтних батарей потужністю $Q_{БК} = 1000 \text{ квар}$ капіталовкладення можуть бути оцінені на суму

$$K = \Delta K_{БК} \cdot Q_{БК} + K_{ВВ} = 16,5 \cdot 1000 + 22000 = 38500 \text{ грн.},$$

де $K_{ВВ}$ – вартість високовольтного вимикача $K_{ВВ} = 22000 \text{ грн}$. Втрати активної потужності в високовольтних конденсаторах $\Delta P_{БК} = 2,5 \text{ кВт/Мвар}$ [19,20].

Отже, річна економія на втратах електроенергії

$$\Pi = (50 - 2,5) \cdot 0,27 = 8 \cdot 22 \cdot 12 = 27086 \text{ грн.}$$

Термін окупності високовольтних батарей при їх встановленні

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi} = \frac{38500}{27086} = 1,4 \text{ року.}$$

Таким чином, в даному випадку вигідним є використання високовольтних батарей.

7 РОЗРАХУНКИ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

7.1 Методики розрахунків показників якості електроенергії

Розрахунок рівнів напруги виконують для режимів максимальних і мінімальних навантажень. Спочатку за відомими значеннями напруги на шинах 6,10 кВ підстанції (рис.7.1), від якої здійснюється живлення ТП, визначають втрати напруги в лінії електропередачі 6, 10 кВ та трансформаторі ТП і знаходять приведену до високої сторони напругу U'_2 на вторинній обмотці трансформатора. Потім розраховують дійсне значення напруги U_2 при заданому або різних коефіцієнтах трансформації (в залежності від відпайки трансформатора) для обох режимів.

Алгоритм розрахунку в обох режимах однаковий [21] :

$$U'_2 = U - \Delta U_L - \Delta U_T;$$

$$\Delta U_L \approx \frac{PR_L + QX_L}{U};$$

$$\Delta U_T \approx \frac{PR_T + QX_T}{U_1};$$

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_T},$$

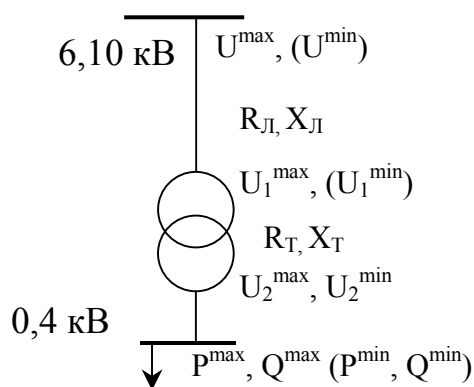


Рисунок 7.1 – Розрахункова схема

де U – напруга на шинах підстанції живлення; ΔU_L , ΔU_T – втрати напруги відповідно в лінії електропередачі і трансформаторі; R_L , X_L – активний і реактивний опори лінії; R_T , X_T – активний і реактивний опори трансформатора, приведені до високої сторони; P , Q – активна та реактивна потужності навантаження; K_T – коефіцієнт трансформації

трансформатора; $U_1 = U - \Delta U_{\text{л}}$ – напруга на високій стороні трансформатора.

Трансформатори ТП виконуються з перемиканням без збудження (ПБЗ). Для зміни коефіцієнта трансформації вони повинні вимикатися з мережі. В зв'язку з цим зміну коефіцієнтів трансформації таких трансформаторів проводять вкрай рідко, наприклад, при сезонній зміні навантаження. Для них важливо правильно вибрати коефіцієнт трансформації таким чином, щоб режим напруг при зміні навантаження був по можливості найкращим.

Коефіцієнт трансформації трансформатора 6/0,4 кВ (табл.7.1) визначається для кожної відпайки так: $6 \pm 2 \times 2,5\% / 0,4$ кВ. Наприклад, для відпайки 1 (+5%)

$$K_T = \frac{6 + 0,05 \cdot 6}{0,4} = 15,75.$$

Таблиця 7.1 – Коефіцієнти трансформації трансформаторів

Регульовальне відгалуження		Значення K_m		U ₂ , В При $U'_2 = U_{1\text{ном}}$
Номер відпайки	%	U _{1ном} = 6кВ	U _{1ном} = 10кВ	
1	+5	15,75	26,25	381
2	+2,5	15,37	25,63	390
3	0	15	25	400
4	-2,5	14,63	24,38	410
5	-5	14,25	23,75	421

Зменшення напруг виникають внаслідок КЗ, пуску крупних асинхронних або синхронних електродвигунів.

При живленні СД від достатньо потужної системи, коли потужність джерела перевищує більше ніж в 10 разів накид потужності при пуску

найбільш крупного електродвигуна, зменшення напруги в точці приєднання СД можна орієнтовно визначити за формулою [1]

$$\delta U = \frac{\pm \Delta Q}{S_K} \cdot 100\%,$$

де ΔQ – зміна реактивної потужності, Мвар;

S_K – потужність КЗ в точці, де визначається δU МВ·А.

Залишкову напругу на затискачах двигунів і шинах (при використанні реактора) при асинхронному пуску або самозапуску (рис. 7.2) рекомендується визначити за формулами [1]

$$U_D = \frac{105}{1 + K_i X_R + X_c \left[K_i + \frac{1}{X_H} (1 + K_i X_R) \right]}, \%$$

$$U_{III} = \frac{105}{1 + X_c \left(\frac{K_i}{1 + K_i X_R} + \frac{1}{X_H} \right)}, \%$$

де K_i – номінальна кратність пускового струму двигуна;

$X_H = \frac{S_D}{S_H \sin \varphi_H}$; $X_C = \frac{S_D}{S_K} \left(\frac{U_{ном}}{U_K} \right)^2$ – відносні опори навантаження і системи (S_D - прийнята за базову).

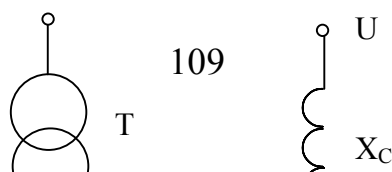


Рисунок 7.2 – Розрахункова схема і схема заміщення

Причиною виникнення несиметрії напруг є несиметрія навантажень, а також пошкодження в мережах. Несиметрія навантажень оцінюється комплексними струмом та потужністю зворотної послідовності

$$\begin{aligned} i_2 &= \frac{1}{3} \left(i_A + a^2 i_B + a i_C \right); \\ \underline{S}_2 &= a^2 \underline{S}_{AB} + \underline{S}_{BC} + a \underline{S}_{CA}, \end{aligned}$$

де $a = e^{j120^\circ}$ – оператор повороту трифазної системи.

При використанні конденсаторних батарей для симетрування навантажень і одночасно компенсації реактивної потужності трифазного навантаження Q потужність фаз конденсаторної батареї вибирають за такими формулами [22]:

$$Q_{BC} = \frac{1}{3} (Q + 2 \operatorname{Im} \underline{S}_2);$$

$$Q_{CA} = \frac{1}{3} (Q - \operatorname{Im} \underline{S}_2 - \sqrt{3} \operatorname{Re} \underline{S}_2);$$

$$Q_{AB} = \frac{1}{3} (Q - \operatorname{Im} \underline{S}_2 + \sqrt{3} \operatorname{Re} \underline{S}_2).$$

При розрахунках несинусоїдних режимів рекомендується така послідовність [2].

1. Розраховують спектральний склад первинних струмів вентильних перетворювачів. Порядок вищих гармонік визначається виразом

$$\nu = kp \pm 1 \quad (k = 1, 2, 3, \dots),$$

де p – пульсність (фазність) випрямлення. Наприклад, при 6-фазній схемі випрямлення (трифазній мостовій схемі Ларіонова або шестифазній нульовій схемі) в первинному струмі містяться, крім першої, також 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, ... гармоніки.

Значення генерованих струмів вищих гармонік при переважанні індуктивного навантаження можна розрахувати за формулою

$$I_v = \frac{I_{(1)}}{\nu}$$

Ця формула є наближеною [23].

Для установок електродугового зварювання і дугових електропечей

$$\nu = 6k \pm 1 \quad (k = 1, 2, 3, \dots),$$

а діюче значення вищих гармонік

$$I_{(v)} \approx \frac{I_{(1)}}{\nu^2}$$

2. Для кожної гармоніки струму, використовуючи принцип накладання і відомі методи розрахунку кіл, визначають діючі значення гармонік напруги в вузлах схеми заміщення.

За результатами розрахунків діючих значень гармонік напруги в вузлах визначають коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги в вузлах.

Використання вентильних перетворювачів приводить до необхідності зменшення їх впливу на мережу живлення. Це можна забезпечити за допомогою конденсаторних установок. При цьому дещо ускладнюється вибір компенсуючих пристроїв, оскільки можливим є різке зростання струмів внаслідок виникнення резонансних режимів.

7.2 Приклади розрахунку показників якості електроенергії

Приклад 7.1 Двотрансформаторна цехова підстанція (ТП) живиться від ГПП. На ГПП встановлено два трансформатори ТДН–10000/110, а на ТП – два трансформатори ТМ–1000/10 (рис.7.3)

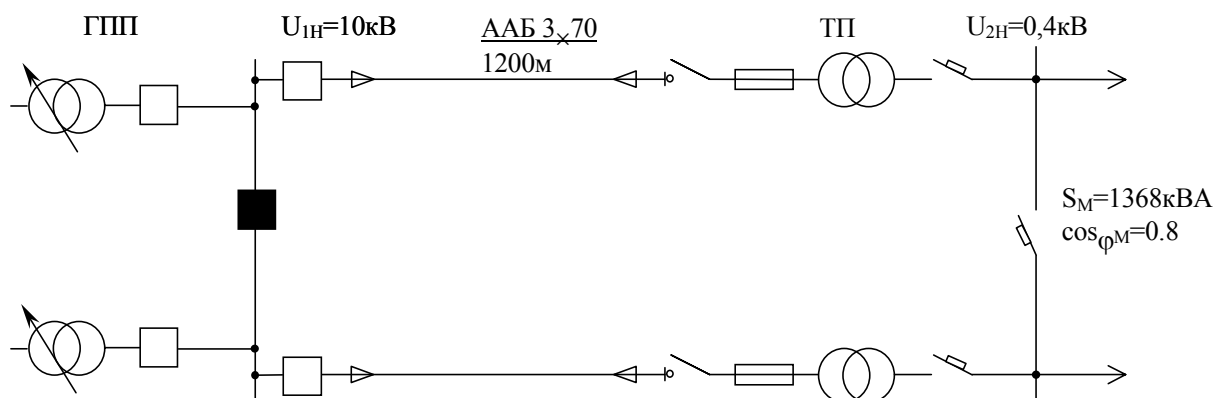


Рисунок 7.3 – Схема живлення ТП

Визначити напругу на шинах 0.4 кВ ТП в максимальному режимі, якщо вибрана перша відпайка трансформаторів, а на ГПП передбачене зустрічне регулювання напруги $U_1=10.5$ кВ.

Таблиця 7.2 – Необхідні відомості для виконання практичного завдання:

Назва параметра	Позначення	Од. Вимір.	Значення по варіантах		
			1	2	3
Розрахункове навантаження ТП	S_M	КВА	1368	1260	1450
Коефіцієнт потужності	$\cos \varphi_M$	МВА	0.8	0.7	0.85
Потужність КЗ енергосистеми	S''		400	250	500
Час вимикання струму КЗ	$t_{\text{вим}}$	сек.	0.6	0.8	1.0
Час максимальних втрат	τ	год.	3000	4000	2500

Розв’язання. Втрати напруги в лінії електропередач розраховуються за формулою:

$$\Delta U_L = \frac{P_M \cdot R_L + Q_M \cdot X_L}{U},$$

де R_L, X_L – активний та індуктивний опори лінії.

Значення величин:

$$R_L = \frac{l}{\gamma \cdot s} = \frac{1200}{32 \cdot 70} = 0,536 \text{ Ом},$$

$$X_L = X_{\text{нум}} \cdot l = 0,06 \cdot 10^{-3} \cdot 1200 = 0,072 \text{ Ом};$$

$$P_M = S_M \cos \varphi_M = \frac{1360 \cdot 0,8}{2} = 544 \text{ кВт};$$

$$Q_M = S_M \sin \varphi_M = \frac{1360 \cdot 0,6}{2} = 408 \text{ квар.}$$

Втрати напруги в лінії:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{0,536 \cdot 544 + 0,072 \cdot 408}{10500} = 0,031 \text{ кВ.}$$

Втрати напруги в трансформаторі ТП розраховують таким чином:

$$U_{\text{ка}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{ном.т}}} \cdot 100 = \frac{12,2}{1000} \cdot 100 = 1,22\%,$$

$$U_{\text{кр}} = \sqrt{U_{\text{к}}^2 - U_{\text{ка}}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,39\%,$$

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{U}{S_{\text{ном.т}}} \cdot \left(U_{\text{ка}} \cdot P_{\text{к}} + U_{\text{кр}} \cdot Q_{\text{м}} \right) =$$

$$= \frac{10,5}{1000} \cdot (0,012 \cdot 544 + 0,0539 \cdot 408) = 0,294 \text{ кВ.}$$

Напруга на шинах 0,4 кВ ТП при коефіцієнті трансформації

$$K_{\text{т}} = \frac{10(1 + 0,05)}{0,4} = 26,25.$$

визначається за формулою:

$$U'_2 = U_1 - \Delta U_{\text{л}} - \Delta U_{\text{т}} = 10,5 - 0,031 - 0,294 = 10,175 \text{ кВ,}$$

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_{\square}} = \frac{10,175}{26,25} = 387,6 \text{ В.}$$

Згідно з ГОСТ 13109-97 допустимим є відхилення напруги на затискачах електроприймача, що не перевищує $\pm 5\%$ від номінального значення. Отже, втрати напруги в мережі 0,38 кВ не повинні перевищувати $387,6 - 361 = 26,6 \text{ В.}$

Приклад 7.2 Проаналізувати роботу конденсаторної батареї сумісно з вентильним перетворювачем (рис.7.4,а). Дані перетворювача – $U_B = 440$ В; $I_B = 50$ А; трансформатора $S_{ном.т.} = 250$ кВ·А, $U_2 = 400$ В, $u_K = 11,5\%$; конденсаторної батареї – $Q_K = 100$ квар. Схема перетворювача – мостова, шестипульсна, тобто змінний струм перетворювача містить такі гармоніки: $\nu = 5, 7, 11, 13, \dots$

Схема заміщення зображена на рис.7.4.б, де вентильний перетворювач представлений джерелом вищих гармонік струму.

Опори трансформатора і КБ на основній частоті

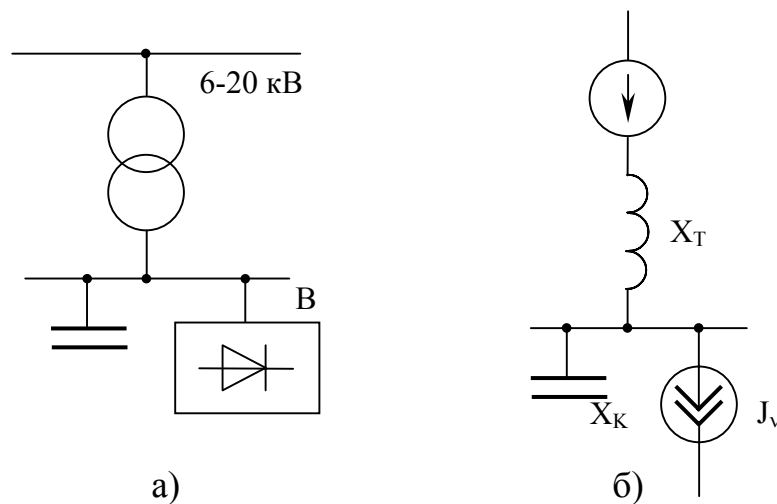


Рисунок 7.4 – Розрахункова схема і схема заміщення

$$X_T \approx \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_2^2}{S_{ном.т.}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{0,25 \cdot 10^6} = 0,074 \text{ Ом};$$

$$X_K = \frac{U_2^2}{Q_K} = \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{0,1 \cdot 10^6} = 1,6 \text{ Ом}.$$

Діючі значення струмів вищих гармонік, генерованих перетворювачем

$$I_5 \approx \frac{100}{5} \approx 20 \text{ А}; \quad I_7 \approx \frac{100}{7} = 14,3 \text{ А}.$$

Фазні напруги 5-ї і 7-ї гармонік

$$U_5 = \frac{I_5}{-\frac{1}{5X_T} + \frac{5}{X_K}} = \frac{20}{\frac{1}{5 \cdot 0,074} - \frac{5}{1,6}} = 50B;$$

$$U_7 = \frac{14,3}{-\frac{1}{7 \cdot 0,074} + \frac{7}{1,6}} = 5,7B.$$

Напруга 5-ї гармоніки становить приблизно 12 відсотків від напруги основної гармоніки.

Визначимо струми вищих гармонік через КБ

$$I_{K5} = \frac{U_5}{X_K / 5} = \frac{50}{1,6 / 5} = 156A; \quad I_{K7} = \frac{5,7}{1,6 / 7} = 25A.$$

Діючий струм через КБ

$$I_K = \sqrt{I_{K1}^2 + I_{K5}^2 + I_{K7}^2 + \dots} = \sqrt{250^2 + 156^2 + 25^2} \approx 296A$$

значно перевищує $I_{K1} = 250$ А. В режимах близьких до резонансних перевищення може досягати двох і більше разів.

ЛІТЕРАТУРА

1. Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с.
2. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию /Под ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987.– Т.1 – 580 с., т.2 – 591 с.
3. Указания по расчету электрических нагрузок (РТМ 36.18.32.4-92)- М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992.
4. Справочная книга по светотехнике /Под ред. Ю.Г. Айзенберга.- М.: Энергоатомиздат, 1983. – 472 с.
5. Справочная книга для проектирования электрического освещения /Под ред. Г.М. Кнорринга. – Л.: Энергия, 1976.
6. Методические указания к выполнению курсового проекта и расчетных работ по курсу “Электроснабжение промышленных предприятий”. Расчет и выбор электрической сети цеха /Сост. М.С. Добжинский, Н.П. Свиридов, А.Д. Демов, В.А. Климчук, В.П. Степурина. – Винница : ВПИ, 1989. – 64 с.
7. Овчаренко А.С., Розинский Д.И. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий. – Киев: Техніка, 1989.– 287 с.
8. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – Киев: Минэнерго Украины, 1997 (ГКД – 3400000002)
9. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

10. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет /А.С. Овчаренко и др. – Киев: Техніка, 1985. – 185 с.
11. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
12. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергия, 1980. – 600 с.
13. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
14. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
15. ГОСТ 28249-89. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.
16. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1973. – 584с.
17. Методика розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами. – Київ: Міненерго України. – 1997.
18. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий (РТМ 36.18.32.6-92) // Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1993, №2. – с. 22-53.
19. Рогальский Б.С. Компенсация реактивной мощности. Методы расчета и средства управления. – Киев : УМК ВО , 1990. – 60 с.
20. Рогальський Б.С. Проблеми енергозбереження. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах. – Вінниця : ВДТУ , 1996 – 112 с.

21. Внешнее и внутризаводское электроснабжение . Методические указания к выполнению курсового проекта и расчетных работ по курсу “Электроснабжение промышленных предприятий “ / Сост. Б.С. Рогальский, А.Д. Демов, Л.Б. Терешкевич. – Винница : ВПИ. – 1988. – 44 с.

22. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях . – Киев : Наукова думка , 1985. – 268 с.

23. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – М.: Энергоатомиздат, 2000 – 331 с.

Додаток А

Базові укрупненні показники будівництва електричних мереж [8]

Таблиця Д.А.1 – Вартість будівництва повітряних ліній (ПЛ) напругою 35, 110 кВ, тис. дол./км

Напруга, кВ	Характеристика проміжних опор і переріз проводів, Мм ²	Кількість кіл	Вар- тість	Поправка на кількість АК опор
35	Залізобетонні одностійкові вільностоячі, 120	1	18	3,9(n – 1,4)
		2	30	5,1(n – 1,4)
110	Теж, 240	1	25	5,8(n – 1,4)
		2	41	8,8(n – 1,2)

Примітка: до вартості ПЛ додається поправка, якщо кількість анкерно-кутових (АК) опор на 1 км траси (n) перевищує враховане показниками (відповідно 1,4; 1,2).

Таблиця Д.А.2 – Вартість будівництва підстанцій (ПС) 35/10 кВ, тис. дол.

Номер схеми ВН за НТП ПС	Вартість для потужності трансформаторів, МВ·А		
	2×2,5	2×4,0	2×6,3
35 – 2	280	300	360
35 – 4	300	320	380
35 – 5	—	—	470

Примітки: 1) в розподільних пристроях (РП) 35 і 10 кВ враховано установлення масляних вимикачів зі струмом відключення відповідно до 25 і 31,5 кА;

2) в РП 35 кВ зі схемою 35 – 5 враховано приєднання 4-х ПЛ, в решту – 2-х ПЛ;

3) в РП 10 кВ передбачена схема 10 – 1 з кількістю лінійних комірок в залежності від потужності трансформаторів 4, 6 і 10;

4) для КТПБ до наведеної вартості ПС застосовується коефіцієнт 0,8.

Таблиця Д.А.3 – Вартість будівництва підстанції 110 кВ, тис. дол.

Тип ПС, Напруга, кВ	Номер схеми за НТП ПС	Вартість для потужності трансформаторів, МВ·А					
		2×6,3	2×10	2×16	2×25	2×40	2×63
Відкрита 110/10	110 – 1	400	440	500	650	—	—
	110 – 2	600	640	700	850	970	1090
	110 – 3(4)	650	690	750	900	1020	1140
	110 – 6	900	940	1000	1150	1270	1390
Відкрита 110/35/10	110 – 1	570	620	670	720	—	—
	110 – 2	770	820	870	920	1070	1250
	110 – 3(4)	820	870	920	970	1120	1300
	110 – 6	1070	1120	1170	1220	1370	1550
Закрита 110/10	110 – 1	—	—	—	1050	1250	1450
	110 – 3(4)	—	—	—	1200	1400	1600
110/10	Схема РП 10 кВ	10-1	10-1	10-1	10-2	10-2	10-2
	Кількість лінійних комірок	10	16	22	32	32	42
110/35/10	Схема РП 10 кВ	10-1	10-1	10-1	10-1	10-2	10-2
	Кількість лінійних комірок	10	16	22	22	22	32

Примітки: 1) в РП 110, 35 і 10 кВ враховано установлення масляних вимикачів зі струмом відключення відповідно до 25; 12,5 і 31,5 кА;

2) в РП 110 кВ зі схемою 110 – 6 враховано приєднання 4-х ПЛ, а в решту 2-х ПЛ;

3) в РП 35 кВ скрізь передбачена схема 35 – 5 з приєднанням 4-х ПЛ;

4) схеми РП 10 кВ і врахована кількість лінійних комірок 10 кВ наведені нижче:

5) для КТПБ до наведеної вартості ПС застосовується коефіцієнт 0,8.

Таблиця Д.А.4 – Вартість комірок РП 10 – 110 кВ з масляними вимикачами, тис. дол.

Напруга, кВ	Струм відключення до	Вартість
10	31,5	4
35	12,5	12
	25	16
110	25	50
	40	62

Таблиця Д.А.5 – Вартість вузлів трансформаторів з вищою напругою 35, 110 кВ, тис. дол.

Напруга	Потужність, МВ·А	Вартість
35/10	2,5	46
	4	53
	6,3	71
	10	76
110/10	6,3	98
	10	106
	16	123
	25	160
	40	210
	63	250

Примітка: вартість обладнання (трансформатора) рекомендується приймати в розмірі 75% від повної вартості вузла.

Додаток Б

Технічні дані автоматичних вимикачів напругою до 1000 В

Таблиця Д.Б.1 – Автоматичні вимикачі серії А3700 з тепловими та електромагнітними розчеплювачами

Тип	Номинальний струм вимикача, А	Номинальний струм розчеплювача, А	Струм спрацювання електромагнітного розчеплювача, А	Діюче значення номінального струму відключення, кА
А3716 Б	160	32, 25, 20, 16 80, 63, 50, 40 160, 125, 100	630	
	160	63, 50, 40, 32 160, 125, 100, 80	1600	
А3726 Б	250	250, 200, 160	2500	
А3736 Б	400	400, 320, 250	4000	
А3746 Б	630	630, 500, 400	6300	
А3712 Б	80	—	250, 400	35
	160	—	630, 1000, 1600	75
А3722 Б	250	—	800, 1600, 2000, 2500	75
А3732 Б	400	—	1250, 1600, 2500, 3200, 4000	100
А3742 Б	630	—	2000, 4000, 5000, 6300	100

Таблиця Д.Б.2 – Автоматичні вимикачі серії А3700 з напівпровідниковими розчеплювачами

Тип	Номинальний струм вимикача, А	Номинальний струм розчеплювача, А	Струм спрацювання електромагнітного розчеплювача, А	Миттєве значення номінального струму відключення, кА
А3714 Б	32	32, 25, 20, 16	1600	14
	40	40, 32, 25, 20	1600	18
	80	80, 63, 50, 40	1600	35
	160	160, 125, 100, 80	1600	75
А3724 Б	160	160, 125, 100, 80 250, 200, 160	2500	75
	250		2500	75
А3734 Б (А3794 Б)	250	250, 200, 160	4000	100
	400	400, 320, 250	4000	100
А3744 Б	400	400, 320, 250	6300	100
	630	630, 500, 400	6300	100
А3734 С (А3794 С)	250	250, 200, 160	—	50
	400	400, 320, 250	—	50
А3744 С	400	400, 320, 250	—	60
	630	630, 500, 400	—	60

Таблиця Д.Б.3 – Автоматичні вимикачі серії ВА 51 (ВА-81) з тепловими і електромагнітними розчеплювачами

Тип	Номинальний струм вимикача, А	Номинальний струм розчеплювача, А	$\frac{I_{с.ем}}{I_{н.ров}}$	Діюче значення номінального струму відключення, кА
ВА 51-25	25	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	7, 10	6
ВА 51-31	100	16;20;25;31,5;40;50;63;80;100	3, 7,10	6
ВА 51-33	160	80, 100, 125, 160	10	6
ВА 51-35	250	80, 100, 125, 160, 200, 250	12	6
ВА 51-37	400	250, 320, 400	10	6
ВА 51-39	630	400, 500, 630	10	6

Таблиця Д.Б.4 – Автоматичні вимикачі серії ВА51Г з тепловим і електромагнітним розчеплювачами для керування і захисту асинхронних електродвигунів з короткозамкненим ротором

Тип	Номинальний струм вимикача, А	Номинальний струм розчеплювача, А	$\frac{I_{с.ем}}{I_{н.ров}}$	Діюче значення номінального струму відключення, кА
ВА 51Г-25	25	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4; 5 6,3; 8; 10; 12; 16; 20; 25	14	6
ВА 51Г-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80;100	14	6
ВА 51Г-33	160	80, 100, 125, 160	14	6

Таблиця Д.Б.5 – Автоматичні вимикачі серії ВА 52 з тепловим і електромагнітним розчеплювачами

Тип	Номінальний струм вимикача, А	Номінальний струм розчеплювача, А	$\frac{I_{с.ем}}{I_{н.ров}}$	Діюче значення номінального струму відключення, кА
ВА 52-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80;100	3, 7, 10	16
ВА 52-33	160	80, 100, 125, 160	10	16
ВА 52-35	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	12	16
ВА 52-37	400	250; 320; 400	10	16
ВА 52-39	630	250; 320; 400; 500; 630	10	16
ВА 52Г-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80;100	14	16
ВА 52Г-33	160	80; 100; 125; 160	14	16

Таблиця Д.Б.6 – Автоматичні вимикачі серії ВА 53,(ВА 83), ВА 54 з напівпровідниковим розчеплювачем (неселективні)

Тип	Номінальний струм вимикача, А	$\frac{I_{н.ров}}{I_{ном.в}}$	$\frac{I_{с.ем}}{I_{н.ров}}$	Граничний струм комутаційної здатності, кА
ВА 53-37	400, 250, 160	0,63; 0,8; 1,0	2, 3, 5, 7, 10	47,5
ВА 53-39	630, 400, 250, 160	Теж	Те ж	55
ВА 83-41	1000,630,400,250	Теж	2, 3, 5, 7,(10)	60
ВА 53-43	1600	Теж	Те ж	80
ВА 54-37	400, 250, 160	Теж	2, 3, 5, 7, 10	87
ВА 54-39	630, 500, 400	Теж	Те ж	100
ВА 54-41	1000	Теж	2, 3, 5, 7	150

Таблиця Д.Б.7 – Автоматичні вимикачі серії ВА 55, (ВА 85), ВА 75 з напівпровідниковим розчеплювачем (селективні)

Тип	Номинальний струм вимикача, А	$\frac{I_{н.ров}}{I_{ном.в}}$	$\frac{I_{с.ем}}{I_{н.ров}}$	Струм спрацювання електромаг- нітного розчеплювача, А	Граничний струм комутаційної здатності, кА
ВА 55-37	400, 250, 160	0,63; 0,8; 1,0	2, 3, 5, 7, 10	20	32,5
ВА 55-39	630, 400, 250, 160	Теж	Теж	25	47, 5
ВА 85-41	1000, 630, 400, 250	Теж	2, 3, 5, 7, (10)	25	60
ВА 55-43	1600	Теж	Теж	31	80
ВА 75-45	2500	Теж	Теж	36	60
ВА 75-47	2500	Теж	2, 3, 5	36	70
	4000	Теж	Теж	45	70

Таблиця Д.Б.8 – Автоматичні вимикачі серії АЕ 20М

Тип	$I_{ном.в}$, А	$I_{ном.р}$, А	$I_{с.ем}$, А	Граничний струм комутаційної здатності, кА
АЕ 2040М	1,6	0,6 – 1,6		1,5
	12,5	2 – 12,5		1,5
	63	16 – 63		4,5
АЕ 2050М	12,5	10 – 12,5		2,4
	25	16 – 25		3,5
	100	31,5 – 100		6
АЕ 2060М	25	16 – 25		3,5
	40	31,5 – 40		6
	100	50 – 100		9
	160	125 – 160		11,5

Таблиця Д.Б.9 – Автоматичні вимикачі серії ВА23

Тип	Номинальний струм вимикача, А	Номинальний струм максимального розчеплювача, А	Уставка за струмом спрацювання електомагніт- ного розчеплювача (в зоні КЗ), кратна І _{н.розч} , А	Граничний струм комутацій- ної здатності, кА
ВА 23-29	63	6,3; 8;10; 12,5; 16;20; 25; 31,5; 40; 50; 63	5, 7, 10	12,5
ВА 23Б-29	63	6,3; 10; 16	7	12,5
ВА 23Г-29	63	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8;10; 12,5; 16; 20;25; 31,5; 40; 50; 63	14	12,5

Додаток В

Технічні дані розподільних пристроїв ТП і розподільних пунктів

Таблиця Д.В.1 – Комплектність розподільних пристроїв КТП

Тип підстанції	КТП-400	КТП-630	КТП-1000
Тип ввідної шафи	ШНВ-1	ШНВ-2	ШНВ-3
Ввідний вимикач	ВА55-39	ВА55-41	ВА55-43
Лінійні вимикачі	ВА52-35-2шт ВА51-35-1шт	ВА53-39-2шт (ВА55-39)	ВА53-39-2шт (ВА55-39)
Тип лінійної шафи	ШНЛ-1	ШНЛ-3	ШНЛ-4
Лінійні вимикачі	ВА52-35-3шт ВА51-35-2шт	ВА52-39-5шт (ВА51-39)	ВА51-39-5шт (ВА53-39, ВА55-39)

Таблиця Д.В.2 – Комплектування ПР 8501-1000 (630 А)

Номера схем шаф				Число відхідних ліній	
з рубиль- ником на вводі	з ввідним вимикачем			ВА 51-31	ВА 51-35
	ВА 51-39	ВА 55-39	ВА 56-39	16-100 А	100-250 А
149	090	115	140	6	—
150	091	116	141	8	—
151	092	117	142	10	—
152	093	118	143	12	—
153	094	119	144	—	4
154	095	120	145	2	2
155	096	121	146	4	2
156	097	122	147	6	2
157	098	123	148	8	2

Таблиця Д.В.3 – Розподільні пункти ПР 8505-1000-21УЗ (навісне виконання) ПР 8505-7000-21УЗ (напольне виконання) з вимикачем врубним ВР 32-35 ВЗ 1250-32УХЛЗ (250А)

Номер схеми	Число відхідних ліній		Номер схеми	Число відхідних ліній	
	АЕ 2044	АЕ 2046		АЕ 2044	АЕ 2046
02	12	—	22	12	4
04	—	4	24	6	6
06	6	2	26	30	—
08	18	—	28	—	10
10	—	6	30	24	2
12	12	2	32	18	4
14	6	4	34	12	6
16	24	—	36	6	8
18	—	8	38	—	12
20	18	2			

Таблиця Д.В.4 – Розподільні пункти ПР 8505-1000-21УЗ (навісне виконання) ПР 8505-7000-21УЗ (напольне виконання) з вимикачем врубним ВР 32-37 ВЗ 1250-32УХЛЗ (400А)

Номер схеми	Число відхідних ліній		Номер схеми	Число відхідних ліній	
	АЕ 2044	АЕ 2046		АЕ 2044	АЕ 2046
40	18	—	58	30	—
42	—	6	60	—	10
44	12	2	62	24	2
46	6	4	64	18	4
48	24	-	66	12	6
50	-	8	68	6	8
52	18	2	70	—	—
54	12	4	72	—	—
56	6	6			

Таблиця Д.В.5 – Розподільні пункти ПР 8505-1000-21УЗ (навісне виконання) ПР 8505-7000-21УЗ (напольне виконання)

Номер схеми	з ввідним вимикачем	Число відхідних ліній (з вимикачем АЕ 2056)
70	ВР 32-37ВЗ 1250-32УХЛЗ (400А)	4
72	ВР 32-37ВЗ 1250-32УХЛЗ (400А)	6
74	ВР 32-39ВЗ 1850-32УХЛЗ (630А)	8
76	ВР 32-39ВЗ 1850-32УХЛЗ (630А)	12

Таблиця Д.В.6 – Розподільні пункти ПР 8504-3000-21УЗ, ПР 8504-3000-54УЗ (навісне виконання); ПР 8504-7000-21УЗ, ПР 8504-7000-54УЗ (напольне виконання); втоплення ПР 8504-1000-21УЗ з вимикачем ВА 51-35 (250А)

Номер схеми	Число відхідних ліній		Номер схеми	Число відхідних ліній	
	АЕ 2044	АЕ 2046-10Б		АЕ 2044	АЕ 2046-10Б
02	12	—	22	12	4
04	—	4	24	6	6
06	6	2	26	30	—
08	18	—	28	—	10
10	—	6	30	24	2
12	12	2	32	18	4
14	6	4	34	12	6
16	24	—	36	6	8
18	—	8	38	—	12
20	18	2			

Таблиця Д.В.7 – Розподільні пункти ПР 8504-3000-21УЗ, ПР 8504-3000-54УЗ (навісне виконання); ПР 8504-7000-21УЗ, ПР 8504-7000-54УЗ (напольне виконання); втоплене ПР 8504-1000-21УЗ з вимикачем ВА 52-39 (400А)

Номер схеми	Число відхідних ліній		Номер схеми	Число відхідних ліній	
	АЕ 2044	АЕ 2046-10Б		АЕ 2044	АЕ 2046-10Б
40	18	–	56	6	6
42	–	6	58	30	–
44	12	2	60	–	10
46	6	4	62	24	2
48	24	–	64	18	4
50	–	8	66	12	6
52	18	2	68	6	8
54	12	4			

Таблиця Д.В.8 – Розподільні пункти ПР 8504-3000-21УЗ, ПР 8504-3000-54УЗ (навісне виконання); ПР 8504-7000-21УЗ, ПР 8504-7000-54УЗ (напольне виконання); втоплене ПР 8504-1000-21УЗ

Номер схеми	з ввідним вимикачем	Число відхідних ліній (з вимикачем АЕ 2056)
70	ВА 51-35 (250А)	4
72	ВА 51-39 (400А)	6
74	ВА 51-39 (630А)	8
76	ВА 51-39 (630А)	12

Таблиця Д.В.9 – Розподільні пункти ПР 8504-7090-21УЗ, (630 А)

Номер схеми	Число відхідних ліній	
	ВА 51-35	АЕ 2046-10Б
92	2	2
94	2	4
96	4	—
98	2	6
100	4	2

Додаток Г

Допустимі значення струмів

Таблиця Д.Г.1 – Допустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жилами з паперовою ізоляцією в свинцевій або алюмінієвій оболонці, прокладених в землі

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А для кабелів		
	Трижильних напругою, кВ		Чотирижильних до 1 кВ
	6	10	
10	60	—	65
16	80	75	90
25	105	90	115
35	125	115	135
50	155	140	165
70	190	165	200
95	225	205	240
120	260	240	270
150	300	275	305
185	340	310	345
240	390	355	—

Таблиця Д.Г.2 – Допустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жилами з паперовою ізоляцією в свинцевій або алюмінієвій оболонці, прокладених в повітрі

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А для кабелів		
	Трижильних напругою, кВ		Чотирижильних до 1 кВ
	6	10	
10	42	-	45
16	50	46	60
25	70	65	75
35	85	80	95
50	110	105	110
70	135	130	140
95	165	155	165
120	190	185	200
150	225	210	230
185	250	235	260
240	290	270	-

Таблиця Д.Г.3 – Допустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жилами з гумовою або пластмасовою ізоляцією в свинцевій, полівінілхлоридній і гумовій оболонках, броньованих і неброньованих

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Трижильних при прокладці	
	в повітрі	в землі
2,5	19	29
4	27	38
6	32	46
10	42	70
16	60	90
25	75	115
35	90	140
50	110	175
70	140	210
95	170	225
120	200	295
150	235	335
185	270	385

Примітка: допустимі тривалі струми для чотирижильних кабелів з

пластмасовою ізоляцією на напругу до 1кВ можуть вибиратися за цією таблицею, як для трижильних кабелів, але з коефіцієнтом 0,92.

Таблиця Д.Г.4 – Допустимий тривалий струм для проводів з гумовою полівінілхлоридною ізоляцією з алюмінієвими жилами

Переріз струмо- провідної жили, мм ²	Струм, А, для проводів прокладених					
	від- крито	в одній трубі				
		двох одно- жиль- них	трьох одно- жиль- них	чоти- рьох одно- жиль- них	одного дво- жиль- ного	одного три- жиль- ного
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	—	—	—
185	390	—	—	—	—	—
240	465	—	—	—	—	—
300	535	—	—	—	—	—
400	645	—	—	—	—	—

Додаток Д

Опори трансформаторів і струмоведучих елементів

Таблиця Д.Д.1 – Опори понижувальних трансформаторів 10(6)/0,4кВ,
мОм [1]

З'єднання обмоток	$S_{\text{ном.т}}$ кВ·А	U_k %	R_T	X_T	R_{0T}	X_{0T}	Z_{0T}^I
У/У _Н	100	4,5	31,5	65	254	582	779
	160	4,5	16,6	41,7	151	367	486
	250	4,5	9,4	27,2	96,5	235	311
	400	4,5	5,5	17,1	55,6	149	195
	630	5,5	3,1	13,6	30,2	95,8	128
	1000	5,5	1,7	8,6	19,6	60,6	81
	1600	5,5	1	5,4	16,3	50,0	63,5
Д/У _Н	160	4,5	16,6	41,7	16,6	41,7	135
	250	4,5	9,4	27,2	9,4	27,2	86,3
	400	4,5	5,9	17	5,9	17	54
	630	5,5	3,4	13,5	3,4	13,5	42
	1000	5,5	1,9	8,6	1,9	8,6	26,4
	1600	5,5	1,1	5,4	1,1	5,4	16,5
	2500	5,5	0,64	3,46	0,64	3,46	10,56

Таблиця Д.Д.2 – Питомі опори кабелів з алюмінієвими жилами, мОм/м

Переріз жил, мм ²	R _{пит}	X _{пит}	Z _{ф-н}
3×4 + 1×2,5 (4×4)	9,610	0,098	24,08 (18,52)
3×6 + 1×4 (4×6)	6,410	0,094	14,43 (12,34)
3×10 + 1×6 (4×10)	3,840	0,088	9,88 (7,41)
3×16 + 1×10 (4×16)	2,400	0,084	5,92 (4,43)
3×25 + 1×16 (4×25)	1,540	0,072	3,70 (2,96)
3×35 + 1×16 (4×35)	1,100	0,068	3,35 (2,12)
3×50 + 1×25 (4×50)	0,769	0,066	2,22 (1,48)
3×70 + 1×35 (4×70)	0,549	0,065	1,59 (1,06)
3×95 + 1×90 (4×95)	0,405	0,064	1,13 (0,48)
3×120+1×50 (4×120)	0,320	0,064	1,05 (0,62)
3×150 + 1×70	0,256	0,063	0,82
3×185 + 1×70	0,208	0,063	0,73
(4×2,5)			29,64

Таблиця Д.Д.3 – Питомі опори шинопроводів, мОм/м

Тип шинопроводу	I _{ном.ш} , А	R _ш	X _ш	Z _{ф-н}
ШМА 68П	4000	0,013	0,015	0,103
-«-	2500	0,02	0,02	0,112
ШМА 73(16)	1600	0,031	0,022	0,160
ШМА4	3200	0,015	0,007	0,053
-«-	2500	0,017	0,008	0,082
-«-	1600	0,03	0,014	0,087
-«-	1250	0,034	0,016	0,086
ШЗМ 16	1600	0,014	0,006	0,07
ШРА73	630	0,1	0,13	0,33
-«-	400	0,15	0,17	0,38
-«-	250	0,21	0,21	0,59
ШРА 4	630	0,1	0,13	—
-«-	400	0,15	0,17	—
-«-	250	0,21	0,21	—