

Міністерство освіти і науки України
Державний вищий навчальний заклад
«Національний гірничий університет»



ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Підручник для ВНЗ

За редакцією академіка НАН України, професора Г.Г. Півняка

П'яте видання доопрацьоване та доповнене

Дніпро
НГУ
2016

УДК 621.311(075.8)

ББК 31.27я73

П 27

Рекомендовано вченою радою Державного ВНЗ «Національний гірничий університет» як підручник для студентів ВНЗ спеціальності "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»" (протокол № 11 від 07.07.2015).

Рецензенти:

А.К. Шидловський, академік НАН України, доктор технічних наук, професор (Інститут електродинаміки НАН України);

О.Ю. Лозинський, доктор технічних наук, професор (Національний університет «Львівська політехніка»);

В.В. Грабко, доктор технічних наук, професор (Вінницький національний технічний університет).

Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / П 27 Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с.

ISBN 978–966–350–585–5

Розглянуто електромагнітні та електромеханічні перехідні процеси в системах електропостачання підприємств. Викладено фізичні явища, що обумовлені перехідними процесами з урахуванням різних факторів, методи аналізу і розрахунку процесів. Матеріал проілюстровано практичними прикладами, контрольними питаннями й відповідними довідками.

Підручник може бути використаний студентами всіх електроенергетичних спеціальностей, аспірантами, науковцями у сферах проектування й експлуатації систем електропостачання підприємств та високотехнологічних виробництв.

УДК 621.311(075.8)

ББК 31.27я73

© Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка,
Л.І. Несен, 2016

ISBN 978–966–350–585–5

© Державний вищий навчальний заклад
«Національний гірничий університет», 2016

ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ	9
ПЕРЕДМОВА	10
ВСТУП	13

Частина 1. ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

Розділ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

1.1. Види, причини та наслідки коротких замикань	22
1.2. Призначення розрахунків електромагнітних перехідних процесів, розрахункові умови	27
1.3. Початкові положення до розрахунку струмів короткого замикання	29
1.4. Розрахункова схема системи електропостачання	33
1.5. Схема заміщення та способи визначення показників її елементів	36
1.6. Еквівалентні перетворення схем заміщення	45
1.7. Застосування наближеного зведення для розрахунку опорів схем заміщення	48
Приклади розрахунку	51
<i>Контрольні запитання</i>	56
<i>Теми рефератів</i>	56

Розділ 2. ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА ПАРАМЕТРИ СИНХРОННИХ МАШИН

2.1. Загальні відомості	57
2.2. Початкові рівняння електричних кіл	58
2.3. Власні та взаємні індуктивності обмоток	60
2.4. Лінійні перетворення систем координат	63
2.5. Потокозчеплення та індуктивності синхронної машини	69
2.6. Перетворення диференціальних рівнянь синхронної машини	71
Приклад розрахунку	67
<i>Контрольні запитання</i>	73
<i>Теми рефератів</i>	73

Розділ 3. МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ МАШИН ЗМІННОГО СТРУМУ

3.1. Загальні відомості	74
3.2. Перехідні е.р.с. та індуктивні опори	75
3.3. Надперехідні е.р.с. та індуктивні опори	82
3.4. Електрорушійна сила та індуктивні опори двигунів	88
Приклади розрахунку	80, 85

<i>Контрольні запитання</i>	90
<i>Теми рефератів</i>	90

Розділ 4. ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ ПРИ ТРИФАЗНИХ КОРОТКИХ ЗАМИКАННЯХ

4.1. Коротке замикання в радіальній мережі	91
4.2. Коротке замикання на затискачах генератора	101
4.3. Коротке замикання у віддалених точках системи електропостачання	105
4.4. Початкове значення періодичної складової струму короткого замикання	107
4.5. Періодична складова струму короткого замикання у довільний момент часу	111
4.6. Струм короткого замикання в усталеному аварійному режимі	113
Приклади розрахунків	115
<i>Контрольні запитання</i>	122
<i>Теми рефератів</i>	122

Розділ 5. РОЗРАХУНКИ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ ПРИ РИФАЗНИХ КОРОТКИХ ЗАМИКАННЯХ

5.1. Основні положення	123
5.2. Використання діаграм періодичної складової струму в мережі з одним джерелом	129
5.3. Використання діаграм періодичної складової струму в мережі з кількома джерелами	133
5.4. Розрахунок періодичної складової струму для довільного моменту часу з використанням методу спрямлених характеристик	135
5.5. Розрахунок струму короткого замикання за принципом накладання	142
5.6. Розрахунок складових струму короткого замикання від вузлів навантаження.....	145
5.6.1. Розрахунок складових струму КЗ від двигунів, що перейшли на генераторний режим	146
5.6.2. Особливості підживлення місця короткого замикання від двигунів теплових електростанцій	154
5.6.3. Урахування комплексного навантаження у підживленні місця короткого замикання	156
5.7. Розрахунок струмів короткого замикання в електроустановках напругою до 1 кВ	157
5.8. Розрахунки струмів короткого замикання з використанням сучасного програмного забезпечення	175

5.9. Похибки оцінки значень струмів короткого замикання	180
Приклади розрахунків	181
<i>Контрольні запитання</i>	198
<i>Теми рефератів</i>	199

Розділ 6. ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ ПРИ ПОРУШЕННІ СИМЕТРІЇ У ТРИФАЗНІЙ МЕРЕЖІ

6.1. Загальні відомості	200
6.2. Створення синхронним генератором вищих гармонік	201
6.3. Метод симетричних складових	203
6.4. Співвідношення між симетричними складовими векторів струмів та напруг	207
6.5. Опір елементів зворотної та нульової послідовностей	210
6.6. Схеми заміщення для окремих послідовностей	231
6.7. Результуючі електрорушійна сила та опір схем заміщення для окремих послідовностей	234
<i>Контрольні запитання</i>	236
<i>Теми рефератів</i>	237

Розділ 7. ПОПЕРЕЧНА НЕСИМЕТРІЯ

7.1. Початкові положення	238
7.2. Однофазне коротке замикання	240
7.3. Двофазне коротке замикання	243
7.4. Двофазне коротке замикання на землю	245
7.5. Урахування перехідного опору в місці короткого замикання	247
7.6. Правило еквівалентності для струму прямої послідовності	250
7.7. Комплексні схеми заміщення	256
7.8. Порівняння струмів при різних видах короткого замикання	258
7.9. Трансформація симетричних складових струмів та напруг окремих послідовностей	262
7.10. Методи розрахунку несиметричних коротких замикань	269
Приклади розрахунків	274
<i>Контрольні запитання</i>	296
<i>Теми рефератів</i>	296

Розділ 8. ПОЗДОВЖНЯ НЕСИМЕТРІЯ ТА СКЛАДНІ ВИДИ ПОШКОДЖЕНЬ

8.1. Загальні відомості	297
8.2. Розрив однієї фази трифазної мережі	299
8.3. Розрив двох фаз трифазної мережі	301
8.4. Вмикання у фази неоднакових опорів	303
8.5. Подвійне замикання на землю	306
8.6. Однофазне коротке замикання одночасне з розривом фази	315

Приклади розрахунків	320
<i>Контрольні запитання</i>	332
<i>Теми рефератів</i>	332

Розділ 9. ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В ОСОБЛИВИХ УМОВАХ

9.1. Короткі замикання в мережах зовнішнього електропостачання	333
9.2. Замикання на землю в мережі з ізольованою нейтраллю	336
9.3. Короткі замикання в мережах струму підвищеної частоти	342
9.4. Перехідні процеси, обумовлені особливостями технології виробництва	343
9.5. Процеси при комутаціях конденсаторних батарей	347
9.6. Короткі замикання в мережах постійного струму	349
Приклади розрахунків	355
<i>Контрольні запитання</i>	357
<i>Теми рефератів</i>	357

Розділ 10. РІВНІ СТРУМІВ ТА ПОТУЖНОСТІ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

10.1. Якість електромагнітних перехідних процесів	358
10.2. Способи обмеження струмів короткого замикання	360
10.3. Технічні засоби обмеження струмів короткого замикання	368
10.4. Оптимізація рівня струму короткого замикання	383
10.5. Координація рівня струмів короткого замикання	386
10.6. Перехідні процеси в системах електропостачання підприємств в комплексі проблем електромагнітної сумісності	388
10.6.1. Загальні відомості	388
10.6.2. Електромагнітні перешкоди в СЕП підприємств	389
10.6.3. Джерела штучних електромагнітних перешкод у СЕП підприємств	392
10.6.4. Розрахунки електромагнітних перехідних процесів з урахуванням вимог ЕМС	399
Приклади розрахунків.....	401
Загальний висновок	409
<i>Контрольні запитання</i>	410
<i>Теми рефератів</i>	410

Частина 2. ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

Розділ 11. ЗАВДАННЯ АНАЛІЗУ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЦЕСІВ

11.1. Загальні відомості	411
11.2. Наслідки від короткочасних порушень електропостачання	413

11.3. Умови збереження експлуатаційних режимів систем електропостачання	414
11.4. Математичні моделі елементів систем електропостачання	416
11.5. Моделювання навантаження підприємства	422
<i>Контрольні запитання</i>	426
<i>Теми рефератів</i>	427

Розділ 12. МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ

12.1. Критерії статичної стійкості	428
12.2. Використання практичних критеріїв статичної стійкості	433
12.3. Дослідження статичної стійкості методом малих коливань	443
12.4. Урахування автоматичного регулювання збудження	453
Приклади розрахунків	462
<i>Контрольні запитання</i>	469
<i>Теми рефератів</i>	470

Розділ 13. СТІЙКІСТЬ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ СИЛЬНИХ ЗБУРЕННЯХ

13.1. Динамічна стійкість режиму	471
13.2. Спрощені методи оцінки динамічної стійкості режиму	475
13.3. Оцінка динамічної стійкості режиму складної електричної системи	480
13.4. Оцінка динамічної стійкості режиму при врахуванні регулювання збудження генераторів	485
13.5. Результуюча стійкість режиму	489
13.6. Оцінка результуючої стійкості режиму	492
13.7. Застосування засобів обчислювальної техніки для аналізу стійкості режиму	497
Приклади розрахунків	498
<i>Контрольні запитання</i>	502
<i>Теми рефератів</i>	503

Розділ 14. СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ВУЗЛА НАВАНТАЖЕННЯ ПРИ СЛАБКОМУ ЗБУРЕННІ

14.1. Початкові положення	504
14.2. Розрахунок стійкості режиму роботи асинхронних та синхронних двигунів	508
14.3. Урахування впливу параметрів електричної мережі на стійкість режиму	511
14.4. Вплив компенсації реактивної потужності на стійкість режиму	515

14.5. Використання статичних характеристик навантаження	520
Приклади розрахунків	527
<i>Контрольні запитання</i>	536
<i>Теми рефератів</i>	536

Глава 15. СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ВУЗЛА НАВАНТАЖЕННЯ ПРИ СИЛЬНИХ ЗБУРЕННЯХ

15.1. Характерні причини сильних збурень у вузлах навантаження	537
15.2. Рівняння електромеханічних перехідних процесів в асинхронному двигуні	539
15.3. Сильне збурення як трифазне замикання на затискачах асинхронного двигуна	540
15.4. Сильне збурення як накид навантаження на асинхронний двигун	543
15.5. Пуск асинхронного двигуна	546
15.6. Самозбудження асинхронних двигунів під час пуску	548
15.7. Самозапуск асинхронних двигунів	551
15.8. Рівняння електромеханічних перехідних процесів у синхронному двигуні	555
15.9. Сильне збурення як трифазне замикання на затискачах синхронного двигуна	557
15.10. Накид навантаження на синхронний двигун	558
15.11. Пуск синхронного двигуна	561
15.12. Самозапуск синхронних двигунів	564
15.13. Електромеханічні перехідні процеси у вузлі з комплексним навантаженням	567
Приклади розрахунків	574
<i>Контрольні запитання</i>	578
<i>Теми рефератів</i>	579

Глава 16. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОСТІ РЕЖИМУ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

16.1. Загальні положення	580
16.2. Заходи на стадії проектування	581
16.3. Використання регулювальних пристроїв на електростанціях	585
16.4. Використання пристроїв захисту та автоматики	587
<i>Контрольні запитання</i>	592
<i>Теми рефератів</i>	592

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	593
ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК	596
ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ	598

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

АВР	- автоматичне вмикання резерву
АПВ	- автоматичне повторне вмикання
АРЗ	- автоматичне регулювання збудження
ПЛ	- повітряна лінія
ВН	- вища напруга
ГПП	- головна понижувальна підстанція
ГЕС	- гідравлічна електростанція
ДРП	- джерело реактивної потужності
КЗ	- коротке замикання
КЛ	- кабельна лінія
к.к.д.	- коефіцієнт корисної дії
КТП	- комплектна трансформаторна підстанція
ЛЕП	- лінія електропередачі
НН	- нижча напруга
ОЗЗ	- обмотка збудження збудника
ОЗГ	- обмотка збудження генератора
ПГВ	- підстанція глибокого вводу
РПН	- регулювання напруги під навантаженням
РУ	- розподільне улаштування
СН	- середня напруга
СЕР	- система електропостачання
ТП	- трансформаторний пункт
ТЕС	- теплова електростанція
ТЕЦ	- теплоелектроцентрально
е.р.с.	- електрорушійна сила
ЕЕС	- електроенергетична система

ПЕРЕДМОВА

Необхідність удосконалення систем електропостачання (СЕП) визначена розвитком промисловості, високотехнологічних виробництв, транспорту, будівництва, агропромислового комплексу. Підприємства цих галузей у складній інфраструктурі промислових центрів і міст – основні споживачі електричної енергії. Це обумовлює високу щільність електричного навантаження з його перетворенням на інші види енергії за різних значень напруги і струму. СЕП цих комплексів характеризуються багаторівневими ступенями розподілу електроенергії; великими вузлами навантаження з різними видами перетворення параметрів електромагнітної енергії, складом електроприймачів; джерелами живлення від електроенергетичної системи (ЕЕС), місцевих теплових електростанцій (ТЕС), синхронних компенсаторів, джерел реактивної потужності (ДРП), а в аварійних режимах – від двигунів, що перейшли на генераторний режим; значною розгалуженістю розподільних електричних мереж; зворотним впливом електротехнологічних процесів та великих електроприймачів на функціонування СЕП в аварійних режимах.

Створення та експлуатація СЕП пов'язані із значними витратами матеріальних ресурсів. Тому таку велику роль відіграє підвищення економічності СЕП з високим рівнем надійності роботи в різних умовах і режимах експлуатації, включаючи аварійні та післяаварійні режими. У цьому зв'язку до СЕП, їхніх режимів роботи і якості електроенергії, що можна оцінити на основі досліджень перехідних процесів, ставляться підвищені вимоги.

У західних країнах з розвинутою економікою достатньо уваги приділяється розробці методів досліджень та розрахунку перехідних процесів, спрямованих на створення СЕП нового технічного рівня, збереження стійкості їх режимів з необхідним рівнем економічності, якості електроенергії, надійності і безпеки експлуатації. Вирішенню завдань, що виникають при аналізі та розрахунку перехідних процесів, значною мірою сприяє широке використання методів моделювання СЕП і засобів сучасної обчислювальної техніки, що дає можливість вибирати найбільш прийнятні схемні рішення й електричні характеристики елементів СЕП, а також досягати вищих значень показників їх економічності та надійності не тільки в нормальних, а й в перехідних режимах.

Перехідні процеси в електричних системах широко висвітлені в науковій та відповідній навчальній літературі, але узагальненого підручника з перехідних процесів у СЕП для студентів ВНЗ тривалий час не було. Щоб заповнити цю прогалину, авторський колектив Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут» та Державного вищого навчального закладу «Національний гірничий університет» підготували підручник для вищих навчальних закладів "Перехідні процеси в системах електропостачання", виданий надто обмеженим тиражем ("Вища школа", 1989). З часом було декілька видань цього підручника українською, російською та англійською мовами [43, 44, 45]. Ідея написання підручника належала професорам В.М. Винославському (НТУУ «Київський політехнічний інститут») і Г.Г. Півняку (ДВНЗ «Національний гірничий університет»). У підготовку та редагування першого видання підручника [42] вагомий внесок зробив професор В.М. Винославський. Професор Національного гірничого університету А.Я. Рибалко детально опрацював розділи, присвячені розрахункам перехідних процесів [43, 44]. Автори підручника отримали Державну премію України в галузі науки і техніки 2005 року.

Освітнє надбання наукових шкіл двох провідних технічних університетів країни було збережено й розвинуто в подальших дослідженнях колег і учнів. Досвід світової електроенергетичної практики, розвиток сучасних електричних систем і мереж, зростання потужностей СЕП підприємств та високотехнологічних виробництв, зміни в підходах до аналізу та розрахунків перехідних процесів і режимів у СЕП, широке впровадження вентильних перетворювачів, зростаюча необхідність вирішення проблем електромагнітної сумісності (ЕМС) поставили нове завдання систематизувати й узагальнити цей матеріал з врахуванням виконаних наукових досліджень. Цьому сприяла плідна співпраця з професором І.В. Жежеленком – відомим у світі вченим в сфері генерації електромагнітних перешкод та сучасного вирішення проблем електромагнітної сумісності в СЕП підприємств. Так виникла пропозиція перевидати підручник українською й англійською мовами для спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Підручник важливо використовувати при виконанні магістерських дослідницьких проектів.

При підготовці нової редакції підручника враховано специфіку перехідних процесів у СЕП порівняно з ЕЕС. Більше уваги надано

розрахункам електромагнітних перехідних процесів в розподільних мережах, обумовлених технологією високотехнологічних виробництв. Значний обсяг матеріалу присвячено розрахункам стійкості вузлів навантаження СЕП у різних режимах і при різних видах збурень. Визначено можливу точність розрахунку струмів короткого замикання. Проведено розрахунки електромагнітних перехідних процесів з урахуванням вимог ЕМС.

Особливість підручника – у спільному викладі в одній книзі перехідних електромагнітних та електромеханічних процесів. При цьому автори намагалися чіткіше відбити єдність розгляду електромагнітних і електромеханічних перехідних процесів під час аналізу та розрахунків стійкості режиму СЕП. Теоретичний матеріал проілюстровано прикладами практичних розрахунків. Це сприяє самостійному вивченню розділів, розвитку інноваційного мислення, активному оволодінню матеріалом і прищепленню студентам навичок до наукових досліджень та розрахунків, прийняття відповідальних рішень.

У підручнику використано основоположні праці вчених П.С. Жданова, С.О. Ульянова, В.А. Венікова, І.А. Сиромятникова, результати досліджень і робіт академіків А.К. Шидловського і Г.Г. Півняка, професорів Д.О. Арзамасцева, В.М. Винославського, І.В. Жежеленка, Г.Я. Вагіна, А.Я. Рибалка й ін. Враховано критичні зауваження, рекомендації та побажання авторам академіка А.К. Шидловського, професорів Д.О. Арзамасцева, О.Ю. Лозинського, В.В. Грабка, доцента В.А. Ладензона.

Структурно книга складається з вступу і двох частин. У першій частині розглянуто перехідні електромагнітні процеси, обумовлені виникненням коротких замикань, поперечної і поздовжньої несиметрії та викликані технологічними процесами в СЕП, умовами електромагнітної сумісності. Другу частину присвячено перехідним електромеханічним процесам, спільному впливу перехідних електромагнітних та електромеханічних процесів на стійкість режиму СЕП.

Для закріплення теоретичного матеріалу, окрім прикладів практичних розрахунків, наприкінці кожного розділу подано контрольні запитання і теми рефератів (проектів), що сприяє розвитку самостійної роботи студентів.

Автори з вдячністю приймуть зауваження та пропозиції, що будуть сприяти покращенню змісту підручника.

Автори

ВСТУП

1. Стислі історичні відомості

На початку практичного використання електричної енергії умови роботи генераторів, двигунів й інших елементів електроустановок аналізувалися з урахуванням лише вимог нормальних режимів їхньої роботи. Перші електроустановки (як малопотужні) були з достатнім запасом стійкості проти механічних, теплових та інших впливів у робочих режимах і аварійних ситуаціях.

Зі збільшенням потужності електроустановок їхні пошкодження та значні відхилення від нормальних режимів роботи супроводжувалися серйозними наслідками. Знадобилася розробка спеціальних заходів і засобів для забезпечення роботи електроустановок в аварійних ситуаціях. Оскільки успіх цього залежав від глибини знання явищ за аварійних ситуацій, необхідно було розробити прийнятні методи їх розрахунку і запроваджувати засоби захисту електроустановок від пошкоджень з урахуванням перехідних процесів, а також вирішити проблему забезпечення стійкості режимів роботи.

На перших етапах розвитку електроенергетики дослідження перехідних процесів перебували в початковій стадії. Методи розрахунку перехідних процесів, що застосовувалися, не мали належного теоретичного обґрунтування і були досить наближеними. Особливо відчутно це виявилось в період втілення у життя плану ГОЕЛРО, коли з'явилася необхідність обґрунтувати створення великих електричних систем і забезпечення їхньої стійкої роботи, уточнення методів розрахунку перехідних процесів у складнорозгалужених електричних мережах, розробки методів обмеження струмів короткого замикання (КЗ), засобів захисту електроустановок від впливу КЗ та вирішення інших завдань.

За короткий час було здійснено низку важливих досліджень з перехідних процесів. Так, протягом 1926-1930 рр. Л.І. Сиротинський, В.П. Хащинський, М.М. Щедрін та А.А. Смуров дослідили перехідні процеси в синхронних електричних машинах. Уперше в світовій літературі були видані книги (1933-1934) з питань стійкості електричних систем, де знайшли відображення результати вітчизняних досліджень та узагальнені розробки закордонних учених. Науковці А.А. Горєв і Р. Парк незалежно один від одного склали

диференціальні рівняння електромагнітного перехідного процесу синхронної електричної машини (1930-1935).

Передвоєнні роки стали періодом інтенсивного розвитку наукових основ, практичних методів дослідження перехідних процесів та керування режимами електричних систем. Спираючись на дослідження М.М. Щедріна, С.О. Ульянова, А.Б. Черніна, Б.І. Розенберга та інших учених, були уточнені і розроблені більш досконалі методи розрахунку струмів КЗ в електричних системах. І.М. Маркович та С.А. Совалов обґрунтували запропоновані раніше і ввели нові практичні критерії оцінки статичної стійкості електричних систем (1937-1938). Водночас П.С. Жданов та К.А. Смирнов виявили природу "лавини напруги", запропонували методи аналізу стійкості електричного навантаження. У наступні роки С.А. Лебедев, І.А. Сиромятников та інші вчені здійснили теоретичні й експериментальні дослідження застосування автоматичного регулювання збудження (АРЗ) синхронних машин, що надалі широко впроваджувалися в електричних системах (1938-1940).

До досліджень перехідних процесів в електроустановках були залучені науково-дослідні та навчальні інститути (ВЕІ, МЕІ, ЛПІ та ін.), великі енергетичні об'єднання ("Мосенерго", "Лененерго"), проектні організації.

Під час війни 1941-1945 рр., коли енергетичне господарство західних районів колишнього СРСР було зруйнованим, посилено запрацювала енергетика Уралу і східних районів, що спонукало інтенсивніше продовжувати дослідження у напрямку підвищення надійності енергетичних систем цих районів через значне електричне навантаження та напружену роботу.

На підставі проведених досліджень (1944) були видані "Керівні вказівки з розрахунку струмів КЗ і вибору за режимом КЗ апаратури та провідників в установках високої напруги", які з доповненнями, змінами і переробками діють й сьогодні. Розроблені та почали масово впроваджуватися засоби лінійної і протиаварійної автоматики – автоматичні регулятори збудження генераторів та частотного розвантаження електричних систем.

У повоєнні роки (1950-1955) автоматичні засоби частотного розвантаження, регулювання напруги, повторного вмикання і включення резерву постійно вдосконалювалися І.А. Сиромятниковим, Л.Г. Цукерником, С.С. Рокотяном,

Д.І. Азар'євим, С.В. Усовим та іншими вченими і стали обов'язковими для застосування в усіх ЕЕС.

Створення територіальних об'єднаних енергетичних систем та формування Єдиної енергетичної системи колишнього СРСР сприяли проведенню спеціальних теоретичних і експериментальних досліджень щодо подальшого впровадження протиаварійної автоматики, забезпечення стійкості роботи утворюваних систем. З'явилася необхідність нормування вимог до стійкості режимів роботи об'єднаних енергетичних систем. У 1964 р. були видані "Основні положення та тимчасові керівні вказівки по визначенню стійкості енергетичних систем".

З розвитком енергетичних систем та їхніх об'єднань розв'язувані завдання ускладнилися. У 60-ті роки широко застосовуються розрахункові моделі постійного струму і статичні моделі змінного струму. Подальшому розвитку досліджень перехідних процесів в електроустановках сприяло використання аналогових машин безупинної дії й електродинамічних (фізичних) моделей, створених у МЕІ, ІЕМ, ВНДІЕ, СибНДІЕ та в інших організаціях. Аналогові машини застосовувалися для дослідження явища самозбудження, АРЗ, впливу параметрів синхронних машин на хід перехідних процесів тощо. На фізичних моделях досліджувалися перехідні процеси в складних енергетичних системах, принципи дії й оптимізація настроювання пристроїв релейного захисту і протиаварійної автоматики, особливості режимів ліній електропередач та ін.

Моделюючі й розрахункові пристрої послужили основою для наступного створення та застосування автоматизованих моделей змінного струму з динамічними елементами, що дозволяє вивчити властивості генераторів навантаження, а також гібридних пристроїв з комплексним використанням аналогової техніки, статичних моделей електричних мереж та цифрової обчислювальної техніки.

За останні роки як основні засоби для розрахунку й аналізу перехідних процесів в електроустановках використовують цифрові обчислювальні машини. Велика увага приділяється також створенню і застосуванню гібридних комплексів, що містять фізичну модель, аналогові елементи для імітації діючих регулювальних пристроїв та керуючу електронну обчислювальну машину (ЕОМ). Це дає можливість автоматизувати керування і використовувати сучасні методи опрацювання та контролю результатів дослідження.

Для розрахунку струмів КЗ за допомогою ЕОМ одержали поширення програми, відпрацьовані в ІЕД НАН України, ІПЕ НАН України, інституті "Енергомережпроект", СибНДІЕ та ін.

При розрахунках і дослідженні електромеханічних перехідних процесів, визначенні струмів КЗ й вирішенні низки інших завдань велика увага приділяється заміні СЕП еквівалентними, коли первісна математична модель, що описує поведінку досліджуваної системи, перетворюється на простішу, але з найбільш істотними властивостями для досягнення поставленої мети.

Дослідження, пов'язані із застосуванням еквівалентних моделей для визначення параметрів та характеристик окремих елементів системи, здійснюються в СибНДІЕ, МЕІ, ВНДІЕ, ІЕД НАН України та в інших організаціях. Значна увага при цьому надається моделюванню комплексного навантаження для врахування поведінки навантаження при зміні параметрів режимів, складу електроприймачів, схеми електропостачання тощо.

Удосконалення розрахункових моделей всіх елементів СЕП, алгоритмів та програм для ЕОМ дає можливість аналізувати перехідні процеси як для СЕП у цілому, так і в її вузлах навантаження зокрема.

2. Режими систем електропостачання

Зміни умов роботи СЕП супроводжуються перехідними процесами, що викликають зміну режимів СЕП. Сукупність процесів, що характеризують умови роботи СЕП та її стан у будь-який момент часу, називається **режимом системи**. Кількісні показники режиму (**параметри режиму**) – це значення потужності, напруги, струму й інших показників, пов'язаних між собою залежностями через відповідні параметри системи.

До **параметрів системи** належать опори та провідності елементів, коефіцієнти трансформації, постійні часу, коефіцієнти підсилення й інші параметри, обумовлені фізичними властивостями і схемою з'єднання елементів, а також розрахунковими даними.

У СЕП можуть мати місце усталені та перехідні (нестационарні) режими. Перші характеризуються сталими (повільними) незначними змінами параметрів режиму системи, а другі – їхніми швидкими змінами в часі.

За зміною параметрів режиму СЕП розрізняють чотири види режимів:

- **нормальні усталені**, коли значення параметрів режиму змінюються в межах, що відповідають нормальній роботі споживачів, обумовленої їх основними техніко-економічними характеристиками;

- **нормальні перехідні**, що відповідають звичайним експлуатаційним змінам у СЕП (вмикання, вимикання, перемикання, зміна навантаження та ін.). Ці режими характеризуються швидкою і різкою зміною параметрів стану роботи деяких елементів СЕП при незначних змінах параметрів режиму в її вузлах;

- **аварійні усталені та перехідні**, що виникають у СЕП під дією таких змін у схемах електричних з'єднань, за яких значення параметрів режиму помітно різняться від номінальних;

- **післяаварійні усталені**, що настають після вимикання пошкоджених елементів СЕП, обумовленого необхідністю ліквідації аварії. Параметри режиму СЕП можуть бути у них близькими до параметрів нормального режиму або значно різнитися. Відповідно матиме місце сприятливий або несприятливий вихід з аварійного стану в СЕП.

Основне завдання збереження необхідного режиму СЕП – підтримка таких значень параметрів режиму, за яких забезпечується стійкість певного режиму. **Стойкість режиму** – це здатність СЕП при збуреннях зберігати припустимі значення параметрів у вузлах. Розрізняють статичну та динамічну стійкість.

Статичною стійкістю режиму СЕП називають здатність повертатися до початкового усталеного режиму після малих відхилень значень параметрів режиму в допустимих межах.

Динамічна стійкість роботи СЕП – це здатність повертатися після тимчасового раптового і різкого збурення до початкового усталеного режиму чи близького до нього, коли значення параметрів режиму в її вузлах перебувають у припустимих межах. Різновид динамічної стійкості – **результуюча стійкість роботи**, – тобто здатність СЕП відновлювати синхронну роботу після короткочасного, дозволеного за умов експлуатації, асинхронного режиму генераторів джерел з прийнятними показниками якості електричної енергії. Якщо параметри режиму у вузлах СЕП за післяаварійного стану істотно не відрізняються від параметрів її нормального режиму, то вважають, що динамічна стійкість роботи СЕП не порушилася.

Порушення динамічної стійкості роботи СЕП може викликати таке раптове збурення, як вимикання або вмикання одного з її

важливих елементів (будь-якого ланцюга дволанцюгових ЛЕП, потужних електродвигунів та ін.), що істотно змінює режим роботи інших елементів СЕП. Найбільш небезпечне збурення – КЗ.

При порушенні статичної або динамічної стійкості роботи СЕП частота напруги може знизитися до неприйнятних для більшості споживачів значень, що призводить до економічних збитків.

3. Причини виникнення перехідних процесів

Перехідні процеси в СЕП – результат зміни режимів, спричинених експлуатаційними умовами або наслідками пошкодження ізоляції чи струмовідних частин електроустановок.

Причинами виникнення перехідних процесів можуть бути впливи на елементи системи:

- вмикання, вимикання чи перемикавання джерел електричної енергії, трансформаторів, ЛЕП, електроприймачів та інших елементів;

- поява несиметрії фазних струмів і напруг через вимикання окремих фаз, несиметричних змін навантаження, обриви фаз тощо;

- короткі замикання в елементах СЕП;

- прискорення збудження синхронних машин та гасіння їх магнітного поля;

- раптові накиди та скиди навантаження;

- асинхронний пуск двигунів та синхронних компенсаторів;

- реверсування асинхронних двигунів;

- асинхронний хід синхронних машин після їх випадання із синхронізму;

- кліматичні впливи на елементи СЕП;

- повторні вмикання та вимикання короткозамкнених ланцюгів мереж.

Перехідні процеси, викликані комутаційними перемикаваннями елементів системи, виконанням випробувань і регулюванням режимів, належать до умов нормальної експлуатації, а КЗ, обриви фаз, повторні вмикання та вимикання короткозамкнених ланцюгів, випадання генераторів із синхронізму та інші порушення нормальних режимів – аварійні ситуації.

Граничні значення параметрів режиму електроустановок при перехідних процесах у нормальних режимах експлуатації звичайно

враховуються під час виготовлення електричного устаткування, проектування та спорудження СЕП, а також коли обґрунтовують експлуатаційні режими.

У підручнику розглянуто тільки методи вирішення завдань, що ставляться для визначення припустимих режимів за аварійних і післяаварійних умов. Серед них: дослідження електромагнітних перехідних процесів (розрахунок струмів КЗ, аналіз неповнофазних режимів та ін.); визначення статичної стійкості та її запасів; аналіз динамічної стійкості; дослідження тривалих процесів, обумовлених аварійними порушеннями балансу потужності; розрахунки асинхронних режимів і т.п.

В елементах СЕП аварійні умови виникають як при стійких, так і при нестійких пошкодженнях ізоляції та струмовідних частин.

Приклади нестійких пошкоджень ізоляції у:

- **повітряних лініях** – перекриття гірлянд підвісних ізоляторів, зближення проводів при критичних кліматичних умовах, наближення до проводів гілок дерев, а також накиди на проводи різних предметів;

- **кабельних лініях** – пробої ізоляції, самоусувні завдяки специфічним властивостям паперово-масляної ізоляції (у розрядному проміжку створюються умови, що сприяють гасінню дуги);

- **розподільних пристроях** – накиди предметів на струмовідні шини або поверхневі розрядні перекриття при підвищеному зволоженні чи забрудненні ізоляційних проміжків.

За статистичними даними кількість нестійких пошкоджень ізоляції значно перевищує стійкі. Так, у повітряних лініях (ПЛ) напругою 110-500 кВ стійкі пошкодження складають у середньому 16 %, а в кабельних лініях (КЛ) напругою 6-10 кВ – 11-20 %.

У КЛ пошкодження нашаровуються поступово. При цьому 82 % стосуються пробою ізоляції, а 18 % – інших пошкоджень елементів.

Для збереження роботи ЛЕП при нестійких пошкодженнях у більшості ПЛ, а також у деяких КЛ передбачають пристрої автоматичного повторного вмикання (АПВ), успішна дія яких складає 45-90 % вимикань.

4. Призначення розрахунків перехідних процесів

Перехідні процеси в системах електропостачання вивчають після одержання необхідних знань із загальноосвітніх та спеціальних дисциплін, в яких розглядаються окремі елементи СЕП. Перехідні

процеси в елементах СЕП вивчають з урахуванням зв'язків між елементами системи і поточних змін параметрів режиму.

Мета досліджень і розрахунків перехідних процесів в тому, щоб, з'ясувавши особливості роботи та якісно нові властивості при кількісних змінах у СЕП, навчитися передбачати перебіг та вірогідність перехідних процесів і керувати ними. Для цього треба вміти розраховувати перехідні процеси, прогнозувати за зміною параметрів системи кількісні зміни її режимів і через регульовальні пристрої впливати на перехідний процес.

Дослідження та розрахунки перехідних процесів – необхідні умови вирішення багатьох завдань, що виникають при проектуванні та експлуатації СЕП. Зокрема, для вибору принципів дії і настроювання автоматичних пристроїв протиаварійного керування, аналізу електромеханічних перехідних процесів з метою визначення умов стійкості електричного навантаження та розробки заходів для забезпечення безперервної роботи промислових підприємств у різних режимах СЕП.

На основі досліджень і розрахунків перехідних процесів вирішуються найважливіші питання проектування, спорудження та експлуатації СЕП:

- обґрунтування економічно доцільних систем передачі, розподілу і споживання електричної енергії;
- забезпечення належного режиму після перехідних процесів у системі;
- виконання вимог щодо якісних показників перехідних процесів;
- забезпечення стійкості переходу від одного режиму до іншого;
- оцінка стійкості режиму після закінчення перехідних процесів;
- визначення тривалості та впливу перехідного процесу на зміну параметрів режиму системи;
- випробування апаратів і СЕП у перехідних режимах.

За результатами досліджень і розрахунків перехідних процесів варто проектувати такі СЕП, перехідні процеси яких закінчувалися б припустимим усталеним режимом. При цьому перехідні процеси повинні розглядатися з двох позицій:

- ✓ надійності СЕП;
- ✓ поведінки системи та її окремих елементів при змінах умов роботи.

З урахуванням перехідного процесу повинні бути забезпечені зміни параметрів режиму СЕП, за якими якісні показники електропостачання споживачів істотно б не знижувалися. Тому таке важливе значення мають зменшення тривалості перехідного процесу, вилучення можливості виникнення нових перехідних процесів, завершення перебігу перехідного процесу достатньо надійним режимом.

При аналітичних дослідженнях перехідних процесів використовують метод перетворення координат, комплексні величини для опису миттєвих значень змінних, метод симетричних складових, схеми заміщення для різних режимів СЕП та ін. Застосовують також графоаналітичний метод подання перехідних процесів. Для розв'язку складних завдань та здійснення традиційних розрахунків перехідних процесів широко використовують обчислювальну техніку.

Великі можливості у дослідженні та розрахунках перехідних процесів мають методи моделювання й експериментального дослідження реальних СЕП.

Контрольні запитання

1. Значення дисципліни та її роль у формуванні теоретичних і практичних знань перехідних процесів.
2. Основні етапи досліджень та вдосконалення розрахунків перехідних процесів.
3. Види режимів і процесів у СЕП.
4. Різниця між поняттями "параметри режиму" та "параметри системи".
5. Статична, динамічна та результуюча стійкості.
6. Причини виникнення перехідних процесів у СЕП.
7. Призначення розрахунку перехідних процесів.

Теми рефератів

1. Аварійні режими в СЕП, їх наслідки та шляхи запобігання.
2. Види перехідних процесів у СЕП, характерні ознаки можливих режимів.

Частина 1

ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

Розділ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

1.1. Види, причини та наслідки коротких замикань

Випадкове або навмисне, не передбачене нормальним режимом роботи, електричне з'єднання фаз (полюсів) струмоведучих кіл електроустановки між собою або з землею, при якому струми різко зростають, перевищуючи найбільш допустимий струм усталеного режиму, в колах, що примикають до місця виникнення цього з'єднання, називається **коротким замиканням** чи **замиканням** у випадках з'єднання з землею однієї фази (полюса) електроустановки, елементи якої працюють з ізолюваною або резонансно заземленою нейтраллю.

В умовах експлуатації СЕП серед основних причин виникнення перехідних процесів – це переважно короткі замикання, які суттєво порушують нормальний режим роботи електроустановок. Тому при проектуванні СЕП короткі замикання розглядають як характерні збурення, що зумовлюють перехідні електромагнітні процеси.

В електроустановках залежно від класифікаційних ознак електричних мереж (напруга, вид струму, кількість фаз чи полюсів, стан нейтралі або середньої точки тощо) необхідно розрізняти такі види коротких замикань (табл. 1.1):

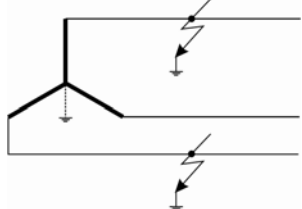
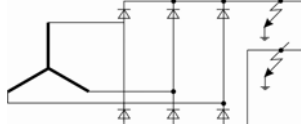
- **трифазне КЗ** – між трьома фазами в трифазній електричній мережі змінного струму;
- **трифазне КЗ на землю** – на землю або нульовий провід у трифазній електричній мережі змінного струму з глухозаземленими або ефективно заземленими нейтралями силових елементів, коли з'єднуються між собою та із землею три фази;
- **трифазне КЗ із землею** виникає в трифазній мережі змінного струму з ізолюваними або резонансно заземленими нейтралями силових елементів, коли місце замикання трьох фаз контактує з землею;
- **двофазне КЗ** – замикання між двома фазами в трифазній електричній мережі змінного струму;

Таблиця 1.1

Види коротких замикань в електроустановках

Пояснювальна схема	Стан нейтралі (середньої точки, виводу)			
	глухо (ефективно) заземлена		ізолювана (резонансно заземлена)	
	назва	позна- чення	назва	позна- чення
	Трифазне КЗ	$K^{(3)}$	Трифазне КЗ	$K^{(3)}$
	Трифазне КЗ на землю	$K^{(1,1,1)}$	Трифазне КЗ із землею (контакт із землею)	$K^{(3z)}$
	Двофазне КЗ	$K^{(2)}$	Двофазне КЗ	$K^{(2)}$
	Двофазне КЗ на землю	$K^{(1,1)}$	Двофазне КЗ із землею (контакт із землею)	$K^{(2z)}$
	Двофазне КЗ на землю	$K^{(1,1)}$	—	—
	Однофазне КЗ на землю	$K^{(1)}$	Однофазне за- микання на землю	$3^{(1)}$
	Однофазне КЗ на землю	$K^{(1)}$	Однофазне КЗ	$K^{(1)}$
	Двополюсне КЗ на землю	$K^{(1,1)}$	Двополюсне КЗ	$K^{(2)}$
	Однополюсне КЗ на землю	$K^{(1)}$	Однополюсне замикання на землю	$3^{(1)}$

Продовження таблиці 1.1

	Подвійне КЗ на землю	$K^{(1+1)}$	Подвійне зами- кання на землю	$3^{(1+1)}$
	—	—	Подвійне зами- кання на землю	$3^{(1+1)}$

- **двофазне КЗ на землю** виникає між двома фазами, коли фази з'єднуються з землею, в трифазній електричній мережі з глухозаземленими та ефективно заземленими нейтралями силових елементів, у двофазній тяговій мережі змінного струму, де одна фаза ввімкнена до контактної мережі, а інша заземлена до рейкового кола;

- **двофазне КЗ з землею** – це замикання двох фаз у трифазній електричній мережі змінного струму з ізольованими або резонансно заземленими нейтралями силових елементів, що має зв'язок з землею;

- **однофазне КЗ на землю** – це замикання однієї фази з землею чи заземленим нульовим проводом у три- або однофазній електричній мережі змінного струму з глухозаземленими (ефективно заземленими) нейтралями силових елементів;

- **однофазне КЗ** – це замикання фази з нульовим проводом в однофазній електричній мережі змінного струму з ізольованою або резонансно заземленою нейтраллю (виводом);

- **однофазне замикання з землею** – це з'єднання фази з землею в три- або однофазній (з нульовим проводом) електричній мережі змінного струму з ізольованими чи резонансно заземленими нейтралями (виводами) силових елементів;

- **двополюсне КЗ на землю** виникає в мережі постійного (випрямленого) струму з заземленою середньою точкою джерела струму, коли місце замикання полюсів з'єднується з землею;

- **двополюсне КЗ** – це замикання полюсів у мережі постійного (випрямленого) струму з ізольованою середньою точкою джерела струму;

- **однополюсне КЗ на землю** – це замикання ізольованого полюса на землю в мережі постійного (випрямленого) струму з заземленою середньою точкою джерела струму;

- **однополюсне замикання з землею** має місце в мережі постійного струму з ізольованою середньою точкою, коли один з полюсів з'єднується з землею;

- **подвійне КЗ на землю** – це сукупність двох однофазних коротких замикань на землю в різних, але електрично зв'язаних частинах електроустановки;

- **подвійне замикання з землею** – це сукупність двох однофазних (однополюсних) замикань на землю в різних, але електрично пов'язаних частинах електроустановки.

За характером проходження КЗ поділяють на симетричні та несиметричні, стійкі та нестійкі, видозмінні. При **симетричному КЗ** усі три фази електроустановки перебувають в однакових умовах. Якщо при КЗ хоч одна з фаз відрізняється від умов інших фаз, то його називають **несиметричним КЗ**. До **стійких КЗ** в електроустановках зараховують такі, які зберігаються і після безструмової паузи комутаційного апарата. До **нестійких КЗ** належать такі з них, поява яких самоликвідується за безструмової паузи комутаційного електричного апарата, який розмикає коло перебігу струму КЗ. **Видозмінним КЗ** називають замикання в електроустановці з переходом одного виду КЗ в інший.

За місцем виникнення в елементах СЕП розрізняють:

- міжвіткове КЗ – між вітками обмотки однієї фази;
- міжкотушкове або міжсекційне КЗ – між котушками або секціями обмотки однієї фази;
- міжвіткове КЗ – між різними витками однієї котушки, обмотки трансформатора, електричної машини.

За основними видами відносний розподіл КЗ в електричних мережах такий: $K^{(3)} \approx 5$, $K^{(2)} \approx 10$, $K^{(1,1)} \approx 65$, $K^{(1,1)}$ та $K^{(1+1)} \approx 20$ %. Статистичні дослідження свідчать про те, що питома частота різних видів КЗ залежить від напруги мережі (табл. 1.2). За причинами виникнення розрізняють навмисні та випадкові КЗ. **Навмисні КЗ** – це, власне, робочий момент у функціонуванні технологічного обладнання (електрозварювальні агрегати, електродугові печі і т. ін.) та електротехнічних пристроїв (повітряні розрядники, коротковмикачі, комутаційні апарати з примусовим гашенням дуги).

Випадкові КЗ виникають в результаті порушення ізоляції електроустановок внаслідок втрати властивостей ізоляції в процесі експлуатації електроустаткування; перенапруг; прямих ударів блискавок; механічних пошкоджень; накидів сторонніх предметів на струмоведучі

Відносна частота різних видів КЗ залежно від рівня напруги мережі

Вид КЗ	Відносна частота КЗ (%) у мережах напругою (кВ)					
	6-20 (розподільна мережа)	6-20 (мережа блоків)	35	110	220	330
$K^{(1)}$	61	60	67	83	88	91
$K^{(2)}$	17	20	18	5	3	4
$K^{(1,1)}$	11	15	7	8	7	4
$K^{(3)}$	11	5	8	4	2	1

частини; незадовільного догляду за електроустаткуванням; помилкової дії обслуговуючого персоналу.

При КЗ можуть траплятися різні небезпечні наслідки.

- недопустиме нагрівання електроустаткування та його термічне пошкодження через значне зростання струмів (у 10...15 разів і більше);
- виникнення великих механічних зусиль між струмоведучими частинами, які призводять до їх пошкодження або руйнування;
- зниження напруги та спотворення її фазної симетрії, що негативно впливає на роботу споживачів енергії. Так, при зниженні напруги на 30...40 % протягом не менше секунди розпочинається процес гальмування електродвигунів, внаслідок чого можливі порушення технологічного циклу на підприємствах, поява браку продукції та інші відхилення, пов'язані з народногосподарськими втратами;
- наведення при несиметричних КЗ в сусідніх лініях зв'язку та сигналізації е.р.с., небезпечних для обслуговуючого персоналу і апаратури;
- порушення стійкості роботи окремих елементів та режиму СЕП у цілому, що призводить до аварійних ситуацій з вимкненням значної кількості споживачів електричної енергії;
- спалахування електроустановок.

Найбільш небезпечні наслідки виявляються звичайно в силових елементах, що прилягають до місця виникнення КЗ. Якщо КЗ на значній електричній віддалі від джерела живлення, то збільшення струму сприймається генераторами як деяке підвищення навантаження. Сут-

теве зниження напруги відбувається лише поблизу місця трифазного КЗ.

Щоб забезпечити безперебійне електропостачання всіх споживачів, необхідно проектувати та споруджувати СЕП з урахуванням можливих КЗ, суворо дотримуючись правил експлуатації електроустановок, безперервно підвищуючи технічний рівень і якість виготовлення електроустаткування. У СЕП для вилучення небезпечних наслідків від КЗ та забезпечення стійкості режиму роботи навантаження вводять швидкодіючі засоби захисту важливих елементів, застосовують спеціальні схеми автоматичного вмикання резерву джерел живлення, передбачають розподіл у часі процесів самозапуску різних груп двигунів, встановлюють регульовальні пристрої збудження синхронних машин.

1.2. Призначення розрахунків електромагнітних перехідних процесів, розрахункові умови

Розрахунок електромагнітних перехідних процесів в СЕП при коротких замиканнях, як найбільш характерних збудженнях, має важливе значення для проектування та експлуатації. Такий розрахунок передбачає обчислення значень напруг, струму та інших параметрів режиму КЗ у точці виникнення КЗ або в інших точках СЕП чи вітках мережі при заданих умовах.

Розрахунки режиму КЗ необхідні для вирішення таких завдань:

- виявлення умов роботи споживачів енергії при можливих КЗ та допустимості того чи іншого режиму;
- вибір та перевірка електроустаткування за умовами КЗ;
- проектування і налагодження засобів захисту та системної автоматики, вибір запобіжних пристроїв автоматичних комутаційних апаратів;
- зіставлення, оцінка та вибір схем електричних з'єднань СЕП;
- координація і оптимізація значень струмів та потужності КЗ;
- оцінка стійкості режиму СЕП та її вузлів навантаження;
- проектування заземлювальних пристроїв;
- визначення впливу струмів КЗ на лінії зв'язку;
- вибір розрядників для захисту електроустановок від перенапруги;
- аналіз аварій в електроустановках;
- проведення різних випробувань у СЕП.

Відповідно до цільового призначення розрахунку встановлюють розрахункові умови короткого замикання для аналізованого елемента СЕП, якими керуються в обчисленні значень параметрів режиму КЗ за певних моментів часу або їх змін протягом перехідного процесу.

Розрахункові умови КЗ – найбільш складні, але достатньо важливі, в яких може опинитися елемент електроустановки через різні види коротких замикань. До сукупності первинних характеристик розрахункових умов входять розрахункові: схема, вид струму КЗ, а також точка (місце), вид і тривалість КЗ.

Розрахункова схема електроустановки – це схема з'єднань елементів СЕП, де існують розрахункові умови КЗ для елемента, що розглядається, або іншого завдання. При виборі розрахункової схеми слід ураховувати передбачені для даної електроустановки умови її усталеної роботи і не зважати на короткочасні зміни схеми, не передбачені для сталої експлуатації (наприклад, під час перемикань). Короткочасних змін схеми не стосуються пов'язані з переходом на ремонтні чи післяаварійні режими роботи СЕП. Складання розрахункової схеми повинне передбачати перспективу розвитку зовнішніх мереж та генеруючих джерел (не менше п'яти років від запланованого терміну введення в експлуатацію), з якими електрично з'єднана СЕП.

Розрахунковий струм КЗ слід визначати за обставин можливого пошкодження в такій точці мережі, коли при КЗ апарати та провідники мережі або системи захисту від цього пошкодження перебувають в найбільш важких або граничних за чутливістю умовах. На випадки одночасного замикання на землю різних фаз в двох різних точках схеми можна не зважати, якщо це не окреме завдання.

Розрахункова точка (місце) КЗ – це точка (вітка) електроустановки, при перебігу струму КЗ в якій для елемента СЕП справедливі розрахункові умови КЗ.

Розрахунковий вид КЗ – це такий, при якому існують розрахункові умови КЗ для розглядуваного елемента СЕП. За розрахунковий вид КЗ необхідно брати:

- трифазне КЗ – у визначенні термічної стійкості апаратів та провідників на всіх ступенях напруги, окрім живлення генераторною напругою;

- три- або двофазне КЗ (залежно від того, яке з них призводить до більшого нагрівання) – у визначенні термічної стійкості апаратів та провідників ступені генераторної напруги;

- трифазне КЗ – у визначенні електродинамічної стійкості апаратів і жорстких шин з підтримуючими та опорними конструкціями, що до них належать;
- три- і однофазне КЗ на землю – для вибору апаратів за комутаційними властивостями.

Розрахункова тривалість КЗ встановлюється за допустимою дією на елемент СЕП струмів КЗ. Наприклад, при розрахунку термічної стійкості як розрахунковий слід брати підсумковий час, отриманий від складання терміну дії основного захисту найближчого до місця КЗ (з урахуванням АПВ) та повного часу дії вимикача (включаючи час горіння дуги). При наявності зони нечутливості в основного захисту (за струмом, напругою, опором і т.п.) термічну стійкість необхідно додатково перевіряти відповідно до суми часу дії резервного захисту, що реагує на пошкодження в цій зоні, і часу дії вимикача. При цьому за розрахункове треба взяти значення струму, яке відповідає місцю КЗ.

Точність обчислення параметрів режиму КЗ залежить від цільового призначення розрахунку. Так, для вибору та перевірки електричних апаратів точність розрахунків може бути меншою, аніж при виборі засобів захисту і автоматики. В останньому випадку необхідно визначити (залежно від мети) найбільші чи найменші значення струмів та напруг, можливий зсув між ними в окремих фазах або між їхніми симетричними складовими, врахувати опір електричної дуги тощо.

1.3. Початкові положення до розрахунку струмів короткого замикання

Для СЕП потужних підприємств урахування явищ, що характеризують процес КЗ, для розрахунку параметрів режиму – справа трудомістка. Точне визначення струмів та напруг КЗ являє собою громіздке завдання, розв'язуване з використанням методів розрахунку, орієнтованих на застосування засобів обчислювальної техніки.

Для вирішення більшості практичних завдань проектування та експлуатації СЕП допустима деяка похибка у визначенні струмів КЗ, значення якої необхідно співвідносити з цільовим призначенням розрахунку. Тому можливе введення низки обмежень та припущень, що ідеалізують та спрощують опис процесу КЗ і дають змогу використовувати уточнені або спрощені методи розрахунку.

В *уточнених методах* розрахунку струмів КЗ (наприклад, для проектування засобів захисту та системної автоматики) доцільно враховувати такі основні чинники:

а) для початкового моменту часу виникнення КЗ $t = 0$ – е.р.с. синхронних генераторів та компенсаторів брати рівними за модулем і кутом значенню е.р.с. за їх надперехідним опором у попередньому навантажувальному режимі (надперехідні е.р.с.); для довільного моменту часу процесу КЗ ($t > 0$) – оцінювати зміну е.р.с. за модулем та кутом з урахуванням впливу АРЗ;

б) комплексні опори силових елементів розрахункової схеми СЕП (реактивні та активні складові), беручи їх лінійними, а також активні опори струмообмежувальних резисторів, увімкнених в нейтралі силових трансформаторів;

в) комплексний характер навантаження;

г) взаємоіндукцію між паралельними лініями електропередач у схемах нульової послідовності;

д) поперечну ємнісну провідність ліній електромереж напругою 330–750 кВ завдовжки не менше 150 км і напругою 110–220 кВ завдовжки понад 200...250 км.

У *спрощених методах* розрахунку вищеназвані чинники повною мірою можна не враховувати. Такі методи розрахунку струмів КЗ застосовують для вибору і перевірки електроустаткування за умовами КЗ, якщо їхня похибка не перевищує 5...10 %. В електроустановках напругою вище 1 кВ при розрахунку струмів КЗ для вибору апаратів чи провідників та визначення впливу на несучі конструкції виходять з названого далі:

- джерела, використані в живленні місця КЗ, працюють одночасно, з номінальним навантаженням;

- синхронні машини мають автоматичні регулятори напруги чи пристрої для форсування збудження;

- коротке замикання настає в такий момент часу, коли струм КЗ – з найбільшим значенням;

- електрорушійні сили всіх джерел живлення збігаються за кутом і зміни частоти обертання роторів синхронних машин не враховують, якщо тривалість КЗ не перевищить 0,5 с;

- розрахункова напруга кожного ступеня СЕП береться на 5 % вищою номінальної напруги;

- повинен враховуватися вплив на струми КЗ приєднаних до даного місця мережі синхронних компенсаторів, а також синхронних і асинхронних двигунів, що перейшли на генераторний режим роботи. На вплив асинхронних двигунів не зважають при їх одиничній потужності до 100 кВт і якщо двигуни віддалені від місця КЗ одним ступенем трансформації, а також при будь-якій потужності, коли вони віддалені від місця КЗ двома і більше ступенями трансформації або струм від них може надходити до місця КЗ лише через ті елементи, якими перебігає основний струм КЗ від джерела мережі й які мають суттєвий опір (лінії електропередачі, реактори, трансформатори і т. ін.);

- не враховують насичення магнітних систем усіх елементів контуру живлення КЗ (генератори, трансформатори, електродвигуни);

- нехтують активними складовими опорів елементів схеми, якщо відношення складових опорів від джерела живлення до точки КЗ $r_{рез} / x_{рез} \leq 1/3$. Активні складові сумарних опорів беруть до уваги лише при визначенні міри затухання аперіодичних складових струмів КЗ;

- не враховують ємнісних провідностей на землю повітряних ліній напругою до 220 кВ (для кабельних ліній напругою 110 кВ і вище ємнісні провідності необхідно враховувати);

- вважають, що всі елементи СЕП симетричні, а порушення симетрії відбувається лише в місці КЗ;

- наближено враховують затухання аперіодичної складової струму КЗ у схемах з кількома незалежними контурами;

- не зважають на вплив живлення від комплексного навантаження, якщо струм у місці КЗ складе від останнього менше 5 % струму КЗ, визначеного без урахування навантаження;

- не враховують різницю значень надперехідних індуктивних опорів (поздовжня та поперечна осі) синхронних машин;

- нехтують струмами віток намагнічування трансформаторів та автотрансформаторів;

- не враховують підживлення місця КЗ від двигунів ступеня напруги до 1 кВ при розрахунку струмів КЗ у мережі вищою напругою.

В електроустановках напругою понад 1 кВ як розрахункові можна брати тільки індуктивні складові опорів електричних машин, силових трансформаторів та автотрансформаторів, реакторів, повітряних і кабельних ліній, а також струмопроводів. Активні складові

опорів слід ураховувати лише для ПЛ з проводом малого перетину чи сталевими проводами, а також для протяжних кабельних ліній малого перетину з порівняно великим активним опором.

Електроустановки напругою до 1 кВ – в основному розподільні, розгалужені, із значною кількістю силових елементів, апаратів контролю та керування. Як правило, вони живляться від одного потужного джерела. Тому при живленні електроустановок напругою до 1 кВ від знижувальних трансформаторів у розрахунку струмів КЗ необхідно виходити з того, що напруга, підведена до трансформатора, незмінна за амплітудою і дорівнює номінальному значенню.

Розрахунки струмів КЗ у цих мережах виконують з тими ж припущеннями, що і в мережах напругою понад 1 кВ, але з урахуванням активних складових опорів силових елементів мережі. У розрахунковій схемі короткозамкненого контуру треба враховувати:

1) активні та індуктивні складові опорів усіх елементів короткозамкненого контуру, включаючи провідники та струмоведучі частини розподільних пристроїв, трансформатори струму, струмові котушки автоматичних вимикачів;

2) активні опори перехідних контактів та контактних з'єднань у контурі перебігу струму КЗ;

3) перехідний опір електричної дуги в місці КЗ;

4) значення параметрів режиму роботи синхронних та асинхронних двигунів, що перейшли на генераторний режим роботи.

При цьому рекомендується зважати на:

- вплив комплексного навантаження (двигуни, перетворювачі, термічні установки, електричні лампи) на сумарний струм КЗ, якщо номінальний струм двигунів навантаження перевищує 10 % від початкового значення періодичної складової струму КЗ основного джерела;

- зміну значень активних опорів елементів та провідників короткозамкненого контуру внаслідок їх нагрівання струмом КЗ;

- вплив конденсаторних батарей в підживленні місця КЗ при розрахунку струмів КЗ для вибору запобіжників.

Допускається нехтувати складовою опору (активною або реактивною), якщо повний опір контуру перебігу струму КЗ зменшується при цьому не більш як на 10 %.

1.4. Розрахункова схема системи електропостачання

Розрахункова схема для аналізу аварійного режиму з КЗ складається на основі принципової схеми СЕП в однолінійному зображенні. Принципова схема повинна відповідати схемі електричних з'єднань елементів СЕП для умов нормальної експлуатації з найбільшою кількістю ввімкнених джерел живлення. До розрахункової схеми вводять лише ті елементи СЕП, що в аварійному режимі – як генеруючі джерела або з властивостями електричного опору в колі перебігу струму КЗ. Тобто в ній показують: джерела живлення СЕП (генератори, синхронні компенсатори, статичні джерела реактивної потужності; можливі, у разі переходу на генераторний режим, місцеві джерела живлення (узагальнене навантаження, двигуни); точки КЗ; силові трансформатори, реактори, повітряні та кабельні лінії електромереж, що пов'язують джерела живлення з точками КЗ. У розрахунковій схемі ще подається опис елементів через їх паспортні, номінальні показники в обсязі, необхідному для розрахунків.

Залежно від завдання на розрахунковій схемі можна позначати декілька точок та видів КЗ. Кінцева мета – визначення як найбільших (для перевірки електроустаткування на стійкість до дії струмів КЗ), так і найменших (для перевірки релейного захисту) значень аварійних струмів, а також залишкових напруг у вузлах мережі. Тому за станом складання розрахункової схеми для обчислення відповідних значень параметрів розрахункового аварійного режиму з'ясовують і розрахункові умови (місце розміщення точки, вид та передбачувана розрахункова тривалість КЗ). Аварійному режимові надається смислове значення відповідно до кінцевої мети розрахунку струму КЗ. Розрахункові умови режиму визначають з урахуванням розвитку мережі.

Кожен елемент розрахункової схеми характеризується наведеним нижче складом паспортних показників визначення, необхідних для обчислення параметрів режиму з КЗ.

У синхронних машин (електрична система обмеженої потужності, генератор, компенсатор, синхронний двигун) – такі типові показники: номінальні повна S_n (МВ·А) або її активна складова P_n (МВт) потужності, коефіцієнт потужності $\cos \varphi_n$ і напруга U_n (кВ); опори, відповідно, поздовжньою та поперечною осями: надперехідні – x''_{*d} і x''_{*q} , перехідні – x'_{*d} і x'_{*q} , синхронні x_{*d} і x_{*q} ; опори розсіяння обмо-

тки статора $x_{*\sigma}$; опори зворотної послідовності x_{*2} ; активна R_f та індуктивна x_{*f} складові опору обмотки збудження (Ом); активна R_{1d} та індуктивна x_{*1d} складові опору поздовжньої демпферної обмотки; активна R_{1d} (Ом) та індуктивна x_{*1q} складові опору поперечної демпферної обмотки; струм збудження граничний $I_{f_{gp}}$ (А), а при роботі в режимі неробочого ходу з номінальною напругою – I_{f0} (А); постійні часу затухання аперіодичної складової струму статора при трифазному $T_a^{(3)}$ і однофазному $T_a^{(1)}$ КЗ на затискачах машини, с; напруга $U_{\phi(0)}$ (кВ), струм статора $I_{(0)}$ (А) і коефіцієнт потужності $\cos\varphi_{(0)}$ у момент часу до появи КЗ; коефіцієнт корисної дії двигунів η (%).

Якщо СЕП живиться від потужної ЕЕС, то зв'язок з нею може визначатися струмом або потужністю КЗ на приймальних шинах. Відсутність цих даних призводить до того, що наближену оцінку такого зв'язку виконують за номінальним струмом вимикання вимикачів, встановлених на шинах зв'язку з ЕЕС. Припускають, що струм (потужність) трифазного КЗ безпосередньо за вимикачем дорівнює відповідно його номінальному струмові вимикання $I_{вим.н}$ або номінальній потужності вимикання $S_{вим.н}$ при заданій напрузі. На основі цих параметрів і знаходять еквівалентний опір системи.

Асинхронний двигун характеризується номінальними потужністю S_n (МВт), напругою U_n (кВ), коефіцієнтом потужності $\cos\varphi_n$; кратністю пускового струму $I_{*пуск}$; номінальним ковзанням s_n (%); кратністю максимального моменту відносно номінального моменту M_{*max} ; опором статора постійному струму R (Ом); напругою $U_{\phi(0)}$ (кВ), струмом I_0 (кА) і коефіцієнтом потужності $\cos\varphi(0)$ в момент часу до появи КЗ.

Для силових трансформаторів та автотрансформаторів властива група показників: номінальна потужність S_n (МВ·А); номінальні напруги обмоток U_{B_n} , U_{C_n} і U_{H_n} (кВ); фактичні коефіцієнти трансформації n ; напруга короткого замикання між парами обмоток $u_{к B-H}$, $u_{к B-C}$, $u_{к C-H}$ (%) та їх залежність від коефіцієнтів трансформації; діапазон регулювання напруги, що визначає напругу короткого замикання в умовах КЗ (%); втрата активної потужності короткого зами-

кання в обмотках $\Delta P_{к В-Н}$, $\Delta P_{к В-С}$, $\Delta P_{к С-Н}$ або в трансформаторі $\Delta P_{к}$ (кВт); схема та група з'єднання обмоток.

Реакторіві притаманні: номінальна напруга U_n (кВ); номінальний індуктивний опір x_n (Ом або %); коефіцієнт зв'язку $\kappa_{зв}$ (для здвоєного реактора); номінальний струм I_n (А); номінальні втрати потужності ΔP_n (кВт) або відношення x_n / r .

Повітряні лінії на розрахункових схемах відзначаються: кількістю паралельних ланцюгів; довжиною лінії l (км); індуктивним опором прямої послідовності x_1 і нульової послідовності x_0 (Ом/км); активним опором прямої послідовності r_1 (Ом/км) або відношенням x_1 / r_1 ; активним опором нульової послідовності r_0 (Ом/км). Значення опорів x_1 і r_1 подаються у довідниках залежно від марки проводу і значення середньої геометричної відстані між проводами. Середні розрахункові значення x_1 складають 0,4 Ом/км для повітряних ліній напругою 6-220 кВ; 0,33 Ом/км для ПЛ напругою 330 кВ (два проводи на фазу) і 0,3 Ом/км для ПЛ напругою 500 кВ (три проводи на фазу). Опір x_0 залежить від перетину проводів, відстані між фазами, наявності або відсутності заземлених тросів та сусідніх паралельних ланцюгів.

Кабельні лінії задаються довжиною l (км), кількістю кабелів на лінії, індуктивним опором прямої послідовності x_1 і нульової послідовності x_0 (Ом/км), активним опором прямої послідовності r_1 та нульової послідовності r_0 (Ом/км). Значення опорів КЛ залежать від типу кабелю і змінюються в широких межах. Середні значення x_1 дорівнюють: 0,12 Ом/км – для трижильних КЛ напругою 35 кВ; 0,08 Ом/км – для КЛ напругою 6 і 10 кВ; 0,07 Ом/км – для КЛ напругою 3 кВ. Значення опорів x_0 і r_0 залежать від способу прокладання кабелів та їх типів. У випадках трижильних КЛ наближено можна вважати, що $x_0 = (3,5 \dots 4,6) = x_1$.

Комплексне навантаження має показники конкретних електроспоживачів: повну потужність S_n МВ·А; коефіцієнт потужності $\cos \varphi_n$ і напругу живлення U_n , кВ. У наближених розрахунках допускається еквівалентність комплексного навантаження з її поданням як узагальнене навантаження з еквівалентними е.р.с. та опором. Рекомендовані значення опорів прямої та зворотної послідовностей елементів комплексних навантажень наведені в табл. 1.3.

Характеристика елементів комплексних навантажень


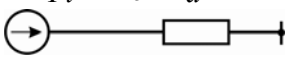
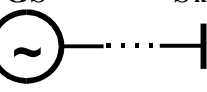
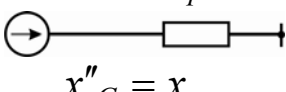

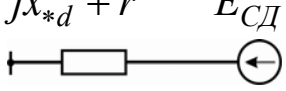
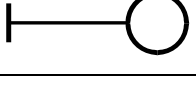
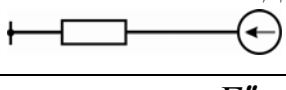
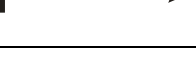
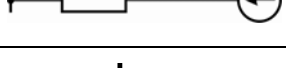
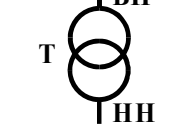
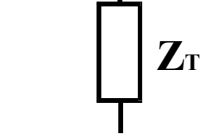
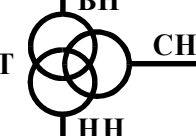
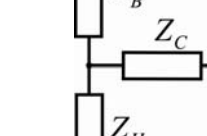
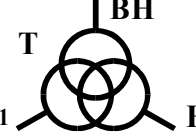
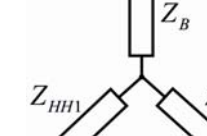
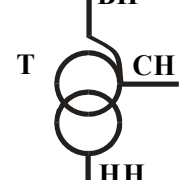
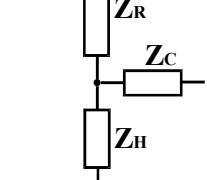
Елемент комплексного навантаження	$\cos \varphi_n$	Опір, відн.од.	
		прямої послідовності \underline{Z}_{1n}	зворотної послідовності \underline{Z}_{2n}
Синхронні двигуни високовольтні	0,9	$0,04 + j \cdot 0,22$	$0,04 + j \cdot 0,22$
Асинхронні двигуни високовольтні	0,9	$0,06 + j \cdot 0,18$	$0,06 + j \cdot 0,18$
Асинхронні двигуни низьковольтні	0,8	$0,09 + j \cdot 0,154$	$0,09 + j \cdot 0,154$
Електричні лампи	1,0	1,0	1,13
Газорозрядні джерела світла	0,85	$0,85 + j \cdot 0,53$	$0,382 + j \cdot 0,24$
Перетворювачі	0,9	$0,9 + j \cdot 0,44$	$1,66 + j \cdot 0,814$
Електротермічні установки	0,9	$1,0 + j \cdot 0,49$	$0,4 + j \cdot 0,196$

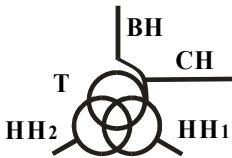
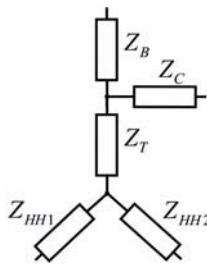


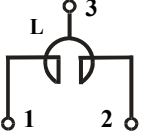
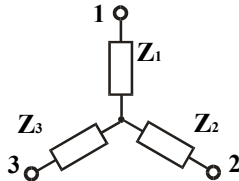




1.5. Схема заміщення та способи визначення показників її елементів

Розрахункову схему СЕП можна безпосередньо використовувати для обчислення струмів КЗ аналітичними методами. Вона містить реальні елементи (на різних ступенях напруги) з електромагнітними зв'язками, опорами втрат і розсіювання. З можливістю застосування методів теорії електричних кіл у розрахунках струмів КЗ схему СЕП слід подавати у вигляді електричного контуру. При цьому вважають, що КЗ – симетричне (несиметричні види КЗ розглядатимуться окремо в розд. 6–8) і перехідний процес аналізується в одній фазі. Для цього здійснюють перехід від розрахункової схеми до схеми заміщення, суть якого – в заміні окремих елементів електричними еквівалентами, з'єднаними у такій же послідовності (табл. 1.4).

Схема заміщення складається для кожної точки КЗ. Елемент позначають у вигляді дроби так: у чисельнику – його порядковий номер арабськими цифрами (номер повторюють і на розрахунковій схемі для даного елемента), а в знаменнику – значення опору або іншого показника.

Елементи СЕП у розрахункових схемах та їх електричні еквіваленти в схемах заміщення

Елемент	Позначення елемента в схемах	
	розрахунковій	заміщення
Генератор (синхронний компенсатор)	$G (GC)$ 	$E_{Гг}$ $jx''_d + r$ 
Еквівалентне джерело системи	GS S_k 	$E'' = U_{cp\ n}$  $x''_C = x''_{3φ}$
Синхронний двигун	MS 	$jx''_d + r$ E''_{CD} 
Асинхронний двигун	M 	$jx''_d + r$ E''_{AD} 
Узагальнене навантаження	$S_{нв}$ 	Z_H E''_H 
Двообмотковий трансформатор		
Триобмотковий трансформатор		
Трифазний трансформатор з обмоткою НН, розщепленою на дві частини		
Трифазний автотрансформа тор		

Група однофазних трансформаторів з обмоткою НН, розщепленою на дві частини		
Одноланцюговий реактор		
Подвоєний реактор		
Повітряна лінія		
Кабельна лінія		

При обчисленні значень показників елементів схем заміщення потрібно врахувати:

- у спрощених методах розрахунку активні елементи (генеруючі джерела) розрахункової схеми заміщають еквівалентом у вигляді джерела е.р.с. та його опору, які визначаються для моменту часу $t = 0$ (табл. 1.4). Обчислюючи параметри режиму КЗ при $t > 0$, значення опорів елементів та струморозподіл у схемі передбачають незмінними для всіх моментів часу $t \geq 0$ перехідного процесу і рівними обчисленим;

- в уточнених методах розрахунку струмів КЗ у моменти часу перехідного процесу $t > 0$: обчислюють для генеруючих джерел ЕЕС показники E_t та x_t ; для пасивних же елементів ураховують зміну активної складової опору внаслідок нагрівання струмами КЗ.

Значення показників еквівалентів елементів у схемах заміщення визначають:

- 1) в іменованих одиницях виміру із зведенням (перерахунком) значень показників елементів до обраного основного ступеня напруги мережі з використанням фактичних коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та автотрансформаторів;

2) у відносних одиницях виміру із зведенням значень показників елементів розрахункових схем до обраних базисних умов з використанням фактичних коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та автотрансформаторів;

3) в іменованих одиницях виміру із зведенням значень показників елементів розрахункових схем до обраного основного ступеня напруги з використанням наближеного врахування коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та автотрансформаторів;

4) у відносних одиницях виміру із зведенням значень показників елементів розрахункових схем до обраних базисних умов з використанням наближеного обліку коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та автотрансформаторів;

5) в іменованих одиницях виміру із збереженням трансформаторних зв'язків (тобто без зведення значень показників елементів розрахункових схем до одного ступеня напруги) і використанням фактичних коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів і автотрансформаторів.

Докладніше розглянемо зміст кожного із означених способів. Способи 1-й та 2-й називають точним зведенням в іменованих і відносних одиницях виміру, а 3-й і 4-й – наближеним відповідно.

1. Точне зведення в іменованих одиницях виміру полягає в перерахуванні значень показників елементів на ступінь напруги, який називають основним. Таким може бути будь-який ступінь напруги СЕП, в тому числі – й фіктивний.

Зведення значень параметрів режиму $\dot{E}_i, \dot{U}_i, \dot{I}_i$ та опору \underline{Z}_i елемента в іменованих одиницях з i -го ступеня напруги, віддаленого від основного кількома послідовно ввімкненими трансформаторами з фактичними коефіцієнтами трансформації n_1, n_2, \dots, n_m , здійснюється за співвідношеннями:

$$\begin{aligned}\hat{E} &= \dot{E}_i n_1 n_2 \dots n_m; \\ \hat{U} &= \dot{U}_i n_1 n_2 \dots n_m; \\ \hat{I} &= \dot{I}_i / (n_1 n_2 \dots n_m); \\ \hat{Z} &= \dot{Z}_i (n_1 n_2 \dots n_m)^2.\end{aligned}\tag{1.1}$$

Тут $\hat{E}, \hat{U}, \hat{I}, \hat{Z}$ – зведені параметри, а коефіцієнт трансформації кожного трансформатора визначають як відношення напруги неробочого ходу обмотки, зверненої до основного ступеня напруги, до напруги

неробочого ходу обмотки, зверненої до ступеня напруги, де міститься елемент, параметри якого зводяться.

Якщо первинні параметри режиму $\dot{E}_{*H}, \dot{U}_{*H}, \dot{I}_{*H}$ та опір Z_{*H} елемента задані у відносних одиницях виміру щодо номінальних умов (номінальна напруга U_H та потужність S_H на i -му ступені напруги), то їхні зведені до основного ступеня напруги значення в іменованих одиницях виміру встановлюють за виразами:

$$\begin{aligned}\widehat{E} &= \dot{E}_{*Hi} U_H n_1 n_2 \dots n_m; \\ \widehat{U} &= \dot{U}_{*Hi} U_H n_1 n_2 \dots n_m; \\ \widehat{I} &= \dot{I}_{*Hi} S_H / (\sqrt{3} U_H n_1 n_2 \dots n_m); \\ \widehat{Z} &= Z_{*Hi} U_H^2 (n_1 n_2 \dots n_m)^2 / S_H.\end{aligned}\tag{1.2}$$

У схемі заміщення, де значення показників елементів зведені за співвідношеннями (1.1) і (1.2), обчислені значення параметрів режиму будуть натуральними тільки для основного ступеня напруги. Для іншого ж ступеня напруги СЕП натуральні значення струму та напруги визначають перерахуванням за відповідними коефіцієнтами трансформації трансформаторів між шуканим і основним ступенями.

2. Зміст точного зведення у відносних одиницях виміру – в перерахуванні значень показників елементів розрахункової схеми до базисних умов. Останні визначаються:

- довільно вибраним значенням базисної потужності $S_{\bar{o}}$ (для спрощення розрахунку одного порядку з сумарною потужністю джерел живлення та кратної десяти, тобто 100, 1000);
- базисною напругою для ступеня напруги, що береться за основну, $U_{\bar{o} осн}$;
- базисним струмом на основному ступені напруги

$$I_{\bar{o} осн} = S_{\bar{o}} / (\sqrt{3} U_{\bar{o} осн}).\tag{1.3}$$

Для інших i -тих ступенів напруги СЕП базисну напругу обчислюють з урахуванням фактичних коефіцієнтів трансформації, використовуючи формулу

$$U_{\bar{o} i} = U_{\bar{o} осн} / (n_1 n_2 \dots n_{i-1}),\tag{1.4}$$

а базисний струм – за виразом

$$I_{\bar{o} i} = I_{\bar{o} осн} (n_1 n_2 \dots n_{i-1}),\tag{1.5}$$

тобто для кожного ступеня напруги повинно зберігатися співвідношення

$$S_{\bar{o}} = \sqrt{3}U_{\bar{o}i}I_{\bar{o}i}. \quad (1.6)$$

Якщо первинні показники елемента розрахункової схеми $\dot{E}_i, \dot{U}_i, \dot{I}_i$ та \underline{Z}_i задані в іменованих одиницях виміру на i -му ступені напруги мережі СЕП, то для зведення їх до базисних умов застосовують вирази:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{*\bar{o}} &= \dot{E}_i / U_{\bar{o}i}; \\ \dot{U}_{*\bar{o}} &= \dot{U}_i / U_{\bar{o}i}; \\ \dot{I}_{*\bar{o}} &= \dot{I}_i / U_{\bar{o}i}; \\ \underline{Z}_{*\bar{o}} &= \underline{Z}_i S_{\bar{o}} / U_{\bar{o}i}^2, \end{aligned} \quad (1.7)$$

де $U_{\bar{o}i}, I_{\bar{o}i}$ – відповідно базисна напруга та базисний струм того ступеня напруги мережі, на якому міститься даний елемент розрахункової схеми.

Якщо первинні показники $\dot{E}_{*_{ni}}, \dot{U}_{*_{ni}}, \dot{I}_{*_{ni}}$ та $\underline{Z}_{*_{ni}}$ елемента i -го ступеня напруги розрахункової схеми задані у відносних одиницях виміру щодо номінальних показників елемента (номінальні потужність S_n , напруга U_n , струм I_n), то їх зведення до базисних умов виконують за формулами:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{*\bar{o}} &= \dot{E}_{*_{ni}} U_n / U_{\bar{o}i}; \\ \dot{U}_{*\bar{o}} &= \dot{U}_{*_{ni}} U_n / U_{\bar{o}i}; \\ \dot{I}_{*\bar{o}} &= \dot{I}_{*_{ni}} [S_n / (\sqrt{3}U_n)] (\sqrt{3}U_{\bar{o}i} / S_{\bar{o}}); \\ \underline{Z}_{*\bar{o}} &= \underline{Z}_{*_{ni}} (U_n^2 / S_n) (S_{\bar{o}} / U_{\bar{o}i}^2); \\ \underline{Z}_{*\bar{o}} &= \underline{Z}_{*_{ni}} (U_n / I_n) (I_{\bar{o}i} / U_{\bar{o}i}). \end{aligned} \quad (1.8)$$

У схемі заміщення зі значеннями показників елементів у відносних одиницях виміру, зведених до базисних умов, натуральні значення параметрів режиму (наприклад, струму КЗ) визначають:

- на основному ступені напруги

$$\dot{I}_{косн} = \dot{I}_{*\bar{o}к} I_{\bar{o}осн}; \quad (1.9)$$

- на інших i -тих ступенях напруги

$$\dot{I}_{кi} = \dot{I}_{*\bar{o}к} I_{\bar{o}i}. \quad (1.10)$$

3. Наближене зведення в іменованих одиницях виміру має своєю суттю перерахування значень показників елементів розрахункової схеми до одного ступеня напруги, що береться за основний. При цьому зведення базується на використанні середніх значень коефіцієнтів

трансформації трансформаторів чи автотрансформаторів. Для кожного ступеня напруги визначається середня номінальна напруга за шкалою, кВ: 1150; 750; 515; 400; 340; 230; 158; 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 1,21; 0,69; 0,4; 0,23; 0,133. Середні значення коефіцієнтів трансформації визначають рівними співвідношенням середніх номінальних напруг відповідних обмоток трансформатора або автотрансформатора. Враховуючи це, у формулах зведення (1.1) добуток коефіцієнтів трансформації для m послідовно ввімкнених між i -тим та основним ступенями трансформаторів:

$$n_{cpi} n_{cpi+1} \dots n_{cpi+m} = \frac{U_{cpi+1}}{U_{cpi}} \cdot \frac{U_{cpi+2}}{U_{cpi+1}} \dots \frac{U_{cpi+m}}{U_{cpi+m-1}} = \frac{U_{cpi+m}}{U_{cpi}}, \quad (1.11)$$

де U_{cpi} – середня номінальна напруга i -го ступеня трансформації, з якого здійснюється перерахунок; U_{cpi+m} – те ж для основного ступеня напруги.

Зведення в іменованих одиницях виміру до основного ступеня напруги значень параметрів режиму та опорів з i -го ступеня напруги виконують за виразами:

$$\begin{aligned} \hat{E} &= \dot{E}_i (U_{cpi+m} / U_{cpi}); \\ \hat{U} &= \dot{U}_i (U_{cpi+m} / U_{cpi}); \\ \hat{I} &= \dot{I}_i / (U_{cpi+m} / U_{cpi}); \\ \hat{Z} &= \underline{Z}_i (U_{cpi+m} / U_{cpi})^2. \end{aligned} \quad (1.12)$$

Якщо до основного ступеня напруги зводяться показники, задані на i -му ступені у відносних одиницях виміру (щодо номінальних умов), то слід використовувати вирази:

$$\begin{aligned} \hat{E} &= \dot{E}_{*ni} U_{cpi} (U_{cpi+m} / U_{cpi}) = \dot{E}_{*ni} U_{cpi+m}; \\ \hat{U} &= \dot{U}_{*ni} U_{cpi} (U_{cpi+m} / U_{cpi}) = \dot{U}_{*ni} U_{cpi+m}; \\ \hat{I} &= \dot{I}_{*ni} [S_n / (\sqrt{3} U_{cpi})] / (U_{cpi+m} / U_{cpi}) = \\ &= \dot{I}_{*ni} S_n / (\sqrt{3} U_{cpi+m}); \\ \hat{Z} &= \underline{Z}_{*nomi} (U_{cpi}^2 / S_n) (U_{cpi+m}^2 / U_{cpi}^2) = \underline{Z}_{*ni} U_{cpi+m}^2 / S_n. \end{aligned} \quad (1.13)$$

Параметри режиму КЗ, обчислені за виразами (1.12) і (1.13), будуть реальними для основного ступеня напруги, а для решти i -тих ступенів напруги дійсні значення визначають перерахуванням за середніми значеннями коефіцієнтів трансформації, наприклад струму КЗ:

$$\dot{I}_{ki} = \dot{I}_{kocn} / (U_{cpi} / U_{cpi+m}). \quad (1.14)$$

4. Наближене зведення у відносних одиницях виміру – це перерахування до базисних умов значень показників елементів СЕП за середніми значеннями коефіцієнтів трансформації (1.11). Базисні умови задають: базисними потужністю $S_{\bar{\sigma}}$ і напругою $U_{\bar{\sigma} осн}$, що беруть останню рівною середній номінальній напрузі основного ступеня $U_{\bar{\sigma} осн} = U_{ср осн}$; базисним струмом $I_{\bar{\sigma} осн}$, що обчислюється за виразом (1.3).

На інших i -тих ступенях напруги базисні умови визначаються:

- значенням базисної напруги i -го ступеня, яке внаслідок обчислення відповідно до виразу (1.4) з урахуванням виразу (1.11) дорівнює її середній номінальній напрузі, тобто $U_{\bar{\sigma} i} = U_{ср i}$;

- значенням базисного струму i -го ступеня

$$I_{\bar{\sigma} i} = S_{\bar{\sigma}} / (\sqrt{3}U_{ср i}). \quad (1.15)$$

Якщо первинні значення показників елементів розрахункової схеми СЕП задані на i -му ступені напруги в іменованих одиницях виміру, то їх зведене значення визначають за виразами:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{*\bar{\sigma}} &= \dot{E}_i (U_{ср осн} / U_{ср i}) / U_{ср осн} = \dot{E}_i / U_{ср i}; \\ \dot{U}_{*\bar{\sigma}} &= \dot{U}_i (U_{ср осн} / U_{ср i}) / U_{ср осн} = \dot{U}_i / U_{ср i}; \\ \dot{I}_{*\bar{\sigma}} &= [\dot{I}_i / (U_{ср осн} / U_{ср i})] / [S_{\bar{\sigma}} / (\sqrt{3} \cdot U_{ср осн})] = \\ &= \dot{I}_i / [S_{\bar{\sigma}} / \sqrt{3}U_{ср i}] = \dot{I}_i / \dot{I}_{\bar{\sigma} i}; \\ \underline{Z}_{*\bar{\sigma}} &= \underline{Z}_i (U_{ср осн} / U_{ср i})^2 (S_{\bar{\sigma}} / U_{ср осн}^2) = \underline{Z}_i S_{\bar{\sigma}} / U_{ср i}^2. \end{aligned} \quad (1.16)$$

Первинні показники елементів розрахункової схеми СЕП, задані у відносних одиницях виміру (щодо номінальних умов) на i -му ступені напруги, перераховують за виразами:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{*\bar{\sigma}} &= \dot{E}_{*н i} U_{ср i} (U_{ср осн} / U_{ср i}) / U_{ср осн} = \dot{E}_{*н i}; \\ \dot{U}_{*\bar{\sigma}} &= \dot{U}_{*н i} U_{ср i} (U_{ср осн} / U_{ср i}) / U_{ср осн} = \dot{U}_{*н i}; \\ \dot{I}_{*\bar{\sigma}} &= \{\dot{I}_{*н i} [S_{н} / (\sqrt{3}U_{ср i})]\} / (U_{ср осн} / U_{ср i}) / \\ & / [S_{\bar{\sigma}} / (\sqrt{3}U_{ср осн})] = \dot{I}_{*н i} S_{н} / S_{\bar{\sigma}}; \\ \underline{Z}_{*\bar{\sigma}} &= (\underline{Z}_{*н i} U_{ср i}^2 / S_{н}) (U_{ср осн} / U_{ср i})^2 / \\ & / (U_{ср осн}^2 / S_{\bar{\sigma}}) = \underline{Z}_{*н i} S_{\bar{\sigma}} / S_{н}. \end{aligned} \quad (1.17)$$

У кінцевому вигляді виразів (1.16) і (1.17) відсутня напруга основного ступеня, що спрощує розрахунки. Як бачимо з їх проміжних перетворень, вона враховується приховано.

5. У схемах заміщення із збереженням трансформаторних зв'язків показники елементів розраховують в іменованих одиницях виміру. Трансформаторні зв'язки зберігають, якщо:

- урахується перемикання розгалужень для регулювання напруги трансформаторів або автотрансформаторів;
- у розрахунковій схемі є паралельні до трансформаторних зв'язків контури з іншими значеннями коефіцієнтів трансформації;
- параметри режиму КЗ розраховують із застосуванням моделей змінного струму, де трансформаторні зв'язки вводять безпосередньо.

За цим способом розрахунку:

- показники елементів визначені для ступеня напруги, де вони розміщені; відповідно при зміні значення напруги внаслідок його регулювання необхідне переобчислення опорів елементів не лише для цього ступеня;
- обчислені параметри режиму КЗ мають натуральні значення на кожному ступені напруги.

Схема заміщення трансформатора із збереженням трансформаторного зв'язку складається без урахування гілки намагнічування з послідовно ввімкнених ідеального трансформатора з коефіцієнтом трансформації $n_T = U_2 / U_1$ і опору розсіювання трансформатора Z_T (рис. 1.1,а). Якщо паралельні кола мають трансформатори з різними значеннями коефіцієнтів трансформації (відповідно n_{T1} і n_{T2}), то схема заміщення таких паралельних кіл з трансформаторними зв'язками (рис. 1.1,б) містить в одному з кіл, наприклад у другому,

додатковий ідеальний трансформатор з коефіцієнтом трансформації n_{T2} / n_{T1} і в обох колах ідеальні трансформатори з коефіцієнтами трансформації n_{T1} та опори розсіювання Z_{T1} і Z_{T2} , з'єднані як і в розрахунковій схемі. Коли немає потреби враховувати індивідуальне регулювання напруги або паралельно ввімкнені трансформатори характеризуються маловідмінними коефіцієнтами трансформації, у наближених розрахунках можна використати середнє значення коефіцієнта трансформації

$$n_{T\text{cp}} \approx \sqrt{n_{T1}n_{T2}}.$$

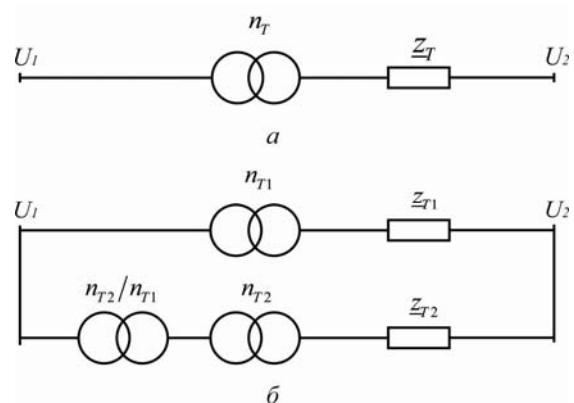


Рис. 1.1. Схеми заміщення із збереженням трансформаторних зв'язків: а – для одного трансформатора; б – для паралельно ввімкнених трансформаторів з різними коефіцієнтами трансформації

1.6. Еквівалентні перетворення схем заміщення

Найчастіше основним завданням розрахунку режиму КЗ слугує визначення струму в аварійній вітці або точці КЗ. Тому схему заміщення СЕП необхідно перетворити так, щоб аварійну вітку зберегти по можливості відокремленою до закінчення перетворення.

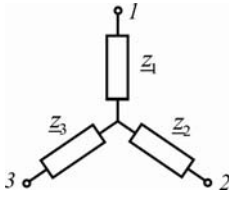
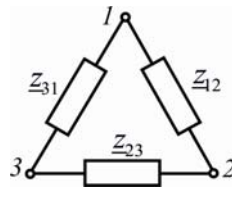
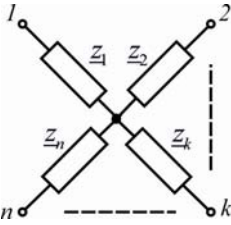
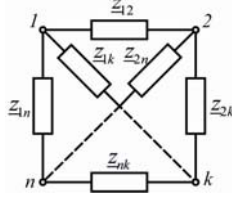
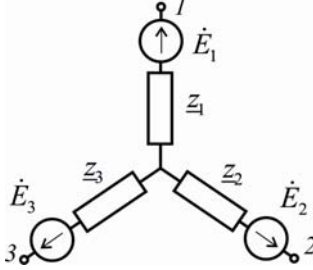
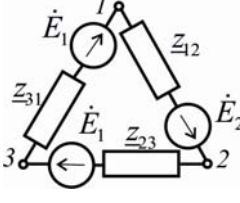
Шляхом еквівалентних перетворень схема заміщення СЕП зводиться до найпростішого вигляду для визначення результуючого опору короткозамкненого контуру. З цією метою використовують відомі методи перетворення лінійних електричних ланцюгів: послідовне і паралельне складання опорів; заміна кількох джерел з різними е.р.с. та опорами, приєднаних до загальної точки мережі, одним еквівалентним джерелом; перетворення трикутника на еквівалентну зірку, зірки – на еквівалентний трикутник і багатопроменевої зірки – на багатокутник з діагоналями (табл. 1.5).

Складну схему заміщення СЕП з кількома джерелами (рис. 1.2,а) можна перетворити з використанням коефіцієнтів струморозподілу на багатопроменевою схему заміщення з генеруючими променями до точки КЗ у вузлі променів (рис. 1.2,в). При перетворенні допускають рівність зведених е.р.с. джерел.

Таблиця 1.5

Еквівалентні перетворення схем

Вид перетворення	Схеми		Еквівалентні співвідношення
	первинна	еквівалентна	
Послідовне з'єднання			$Z_{ек} = \sum_{k=1}^n Z_k$
Паралельне з'єднання			$Z_{ек} = 1 / \sum_{k=1}^n (1/Z_k)$
Заміна групи джерел еквівалентним			$\dot{E}_{ек} = Z_{ек} \sum_{k=1}^n (\dot{E}_k / Z_k);$ $Z_{ек} = 1 / \sum_{k=1}^n (1/Z_k)$
Заміна трикутника зіркою			$Z_{123} = Z_{12} + Z_{31} + Z_{23};$ $Z_1 = Z_{12} Z_{31} / Z_{123};$ $Z_2 = Z_{12} Z_{23} / Z_{123};$ $Z_3 = Z_{23} Z_{31} / Z_{123}$

<p>Заміна зірки трикутником</p>			$\underline{Z}_{12} = \underline{z}_1 + \underline{z}_2 + \underline{z}_1 \underline{z}_2 / \underline{z}_3$ $\underline{Z}_{23} = \underline{z}_2 + \underline{z}_3 + \underline{z}_2 \underline{z}_3 / \underline{z}_1$ $\underline{Z}_{31} = \underline{z}_3 + \underline{z}_1 + \underline{z}_3 \underline{z}_1 / \underline{z}_2$
<p>Заміна багатопромежевої зірки багатокутником з діагоналями</p>			$\underline{Z}_{12} = \underline{z}_1 \underline{z}_2 Y_{1-n};$ $\underline{Z}_{23} = \underline{z}_2 \underline{z}_3 Y_{1-n};$ <p>.....</p> $\underline{Z}_{k(k-1)} = \underline{z}_k \underline{z}_{k-1} Y_{1-n},$ <p>де $Y_{1-n} = \sum_{k=1}^n (1/\underline{z}_k)$</p>
<p>Заміна зірки з е.р.с. в променях трикутником з е.р.с.</p>			$\dot{E}_{12} = (\dot{E}_2 (\underline{z}_2 + \underline{z}_3) - (\dot{E}_2 + \dot{E}_3) \underline{z}_1) / \underline{z}_{123};$ $\dot{E}_{23} = (\dot{E}_2 (\underline{z}_1 + \underline{z}_2) - (\dot{E}_1 + \dot{E}_3) \underline{z}_2) / \underline{z}_{123};$ $\dot{E}_{31} = (\dot{E}_3 (\underline{z}_1 + \underline{z}_2) - (\dot{E}_1 + \dot{E}_2) \underline{z}_3) / \underline{z}_{123},$ <p>де $\underline{z}_{123} = \underline{z}_1 + \underline{z}_2 + \underline{z}_3$.</p> <p>Опори \underline{z}_{12}, \underline{z}_{23}, \underline{z}_{31} визначають як і при заміні зірки трикутником</p>

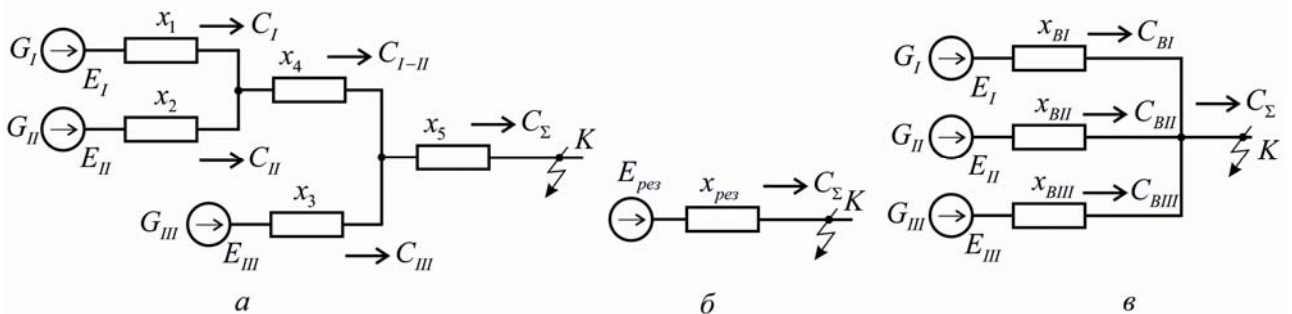


Рис. 1.2. Перетворення схеми заміщення з використанням коефіцієнтів струморозподілу: *а* – первинна складна; *б* – еквівалентна; *в* – багатопроменева

Коефіцієнти струморозподілу характеризують відносну частку кожного джерела в живленні місця КЗ.

Перетворення здійснюють послідовно за правилами:

- струм у місці КЗ умовно беруть рівним одиниці ($C_{\Sigma} = 1$);

- коефіцієнти струморозподілу (свідчать про відносну частку струму КЗ, що перебігає вітками) порівнюють у генеруючих вітках первинної схеми заміщення (рис. 1.2,а) та відповідних променях нової схеми заміщення (рис. 1.2,в), тобто

$$C_I = C_{BI}; \quad C_{II} = C_{BII}; \quad C_{III} = C_{BIII}.$$

- При цьому для генеруючих віток обох схем заміщення виконують тотожності:

$$C_I + C_{II} + C_{III} = C_{\Sigma}; \quad C_{BI} + C_{BII} + C_{BIII} = 1;$$

- результуючий опір первинної схеми заміщення (рис.1.2,б) визначають об'єднанням нульових точок джерел живлення G_I, G_{II}, G_{III} , тобто

$$x_{рез} = x_5 + x_3 [x_4 + x_1 x_2 / (x_1 + x_2)] / [x_3 + x_4 + x_1 x_2 / (x_1 + x_2)];$$

- коефіцієнти струморозподілу в паралельних вітках первинної схеми заміщення обернено пропорційні їх опорам:

$$C_{III} / C_{\Sigma} = [x_4 + x_1 x_2 / (x_1 + x_2)] / [x_3 + x_4 + x_1 x_2 / (x_1 + x_2)];$$

$$C_{I-II} / C_{\Sigma} = x_3 / [x_3 + x_4 + x_1 x_2 / (x_1 + x_2)];$$

$$C_I / C_{I-II} = [x_1 x_2 / (x_1 + x_2)] / x_1;$$

$$C_{II} / C_{I-II} = [x_1 x_2 / (x_1 + x_2)] / x_2;$$

- значення коефіцієнтів, розпочинаючи від місця КЗ і закінчуючи вітками джерел живлення, знаходять за первинною схемою заміщення:

$$C_{III} / C_{\Sigma} = [x_4 + x_1 x_2 / (x_1 + x_2)] / [x_3 + x_4 + x_1 x_2 / (x_1 + x_2)];$$

$$C_{I-II} / C_{\Sigma} = x_3 / [x_3 + x_4 + x_1 x_2 / (x_1 + x_2)];$$

$$C_I = C_{I-II} x_2 / (x_1 + x_2);$$

$$C_{II} = C_{I-II} - C_I;$$

- за $x_{рез}$ і $C_{BI}, C_{BII}, C_{BIII}$ визначають опори променів нової схеми заміщення:

$$x_{BI} = C_{\Sigma} x_{рез} / C_{BI};$$

$$x_{BII} = C_{\Sigma} x_{рез} / C_{BII};$$

$$x_{BIII} = C_{\Sigma} x_{рез} / C_{BIII}.$$

Якщо трифазне КЗ у вузлі з кількома вітками, то цей вузол можна розрізати, зберігши КЗ на кінці кожної окремої вітки. Отриману схему заміщення легко перетворити далі відносно будь-якої вітки з точкою КЗ, враховуючи інші вітки з КЗ як навантажувальні з е.р.с., рівними нулю. Такий прийом ефективний, коли необхідно знайти струм в одній з віток, приєднаних до вузла з КЗ.

При симетрії схеми заміщення СЕП стосовно точки КЗ або симетрії ділянки схеми щодо будь-якої проміжної точки в ході перетворення можна з'єднати точки з однаковими потенціалами і вилучити із схеми опори, якими струми КЗ не перебігають.

Перетворення схем заміщення СЕП спрощується, якщо трипроменею зірку замінити еквівалентним трикутником, а потім розрізати по вершині, де прикладена е. р. с.

Заміна двох або більше джерел живлення одним еквівалентним можлива, якщо джерела живлення перебувають практично в однакових умовах відносно точки КЗ, що перевіряється за виразом

$$S_{I_n} x_{I_{рез}} / (S_{II_n} x_{II_{рез}}) = 0,4 \dots 2,5.$$

Тут S_{I_n} , S_{II_n} – номінальні потужності джерел; $x_{I_{рез}}$, $x_{II_{рез}}$ – результуючі опори між відповідним джерелом живлення і точкою КЗ.

При перетворенні схеми заміщення СЕП джерело меншої потужності можна не враховувати, якщо

$$x_{I_{рез}} / x_{II_{рез}} \geq 20 \text{ і } S_{I_n} / S_{II_n} \leq 0,05.$$

Складні схеми заміщення СЕП не обов'язково перетворювати аналітичним шляхом, а еквівалентувати за допомогою розрахункових моделей постійного або змінного струму. Для зведення схеми заміщення до простішого вигляду результуючий опір між кожним джерелом і точкою КЗ визначається безпосереднім вимірюванням.

Отримані в умовах розглянутих перетворень еквівалентні е.р.с. джерел живлення та результуючі опори короткозамкненого кола – первинні для визначення струмів і напруг при КЗ.

1.7. Застосування наближеного зведення для розрахунку опорів схем заміщення

Показники елементів короткозамкненого кола розрахункової схеми зводять до базисних умов за загальними виразами (1.16) і (1.17). У практичних розрахунках опори (відн. од. виміру) для конкретних елементів короткозамкненого кола визначають за нижченаве-

деними формулами (розрахункові схеми та схеми заміщення окремих елементів – у табл. 1.5).

При ввімкненні синхронних генераторів, компенсаторів та синхронних двигунів на i -му ступені напруги з $U_{\bar{o}i} = U_{cp i}$

$$x_{*\bar{o}} = x_{*d}'' S_{\bar{o}} / S_H; \quad (1.18)$$

на ступені напруги з $U_{cp} \neq 1,05U_H$

$$x_{*\bar{o}} = (x_{*d}'' U_H^2 / S_H) / (U_{\bar{o}i}^2 / S_{\bar{o}}); \quad (1.19)$$

$$r_{*\bar{o}} = x_{*\bar{o}} / (\omega T_a).$$

Для синхронних двигунів $x_{*H} = x_d'' \approx 1 / I_{*пуск}$, де $I_{*пуск} = I_{пуск} / I_H$ – кратність пускового струму при пуску від повної напруги. Для асинхронних двигунів $x_{*H} = x_*'' = 1 / I_{*пуск}$ (у формули (1.18), (1.19) замість x_{*d}'' необхідно підставити x_*'').

Зведений опір джерел ЕЕС

$$x_{*\bar{o}} = x_{*GS}'' S_{\bar{o}} / S_H \quad (1.20)$$

або

$$x_{*\bar{o}} = S_{\bar{o}} / S_{kt0} \approx I_{\bar{o}i} / I_{вим H} \quad (1.21)$$

При ввімкненні трифазних двообмоткових трансформаторів на i -му ступені напруги з $U_{\bar{o}i} = U_{cp i}$

$$Z_{*\bar{o}} = (u_k / 100) S_{\bar{o}} / S_H; \quad (1.22)$$

$$r_{*\bar{o}} = \Delta P_k S_{\bar{o}} / S_H^2; \quad (1.23)$$

$$x_{*\bar{o}} = \sqrt{Z_{*\bar{o}}^2 - r_{*\bar{o}}^2}. \quad (1.24)$$

Для трифазних трансформаторів (автотрансформаторів):

$$\left. \begin{aligned} Z_{*\bar{o}B} &= 0,5(u_{kB-H} + u_{kB-C} - u_{kC-H}) S_{\bar{o}} / (100S_H) \\ Z_{*\bar{o}C} &= 0,5(u_{kB-C} + u_{kC-H} - u_{kB-H}) S_{\bar{o}} / (100S_H) \\ Z_{*\bar{o}H} &= 0,5(u_{kB-H} + u_{kC-H} - u_{kB-C}) S_{\bar{o}} / (100S_H) \end{aligned} \right\}. \quad (1.25)$$

$$r_{*\bar{o}B} = r_{*\bar{o}C} = r_{*\bar{o}H} = 0,5 \Delta P_k S_{\bar{o}} / S_H^2. \quad (1.26)$$

Для трифазних двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою НН та окремою роботою частин обмотки НН1 і НН2

$$\left. \begin{aligned} Z_{*\bar{o}B} &= u_{kB-HH} (1 - \kappa_{розщ} / 4) S_{\bar{o}} / (100S_H) \\ Z_{*\bar{o}HH1} &= Z_{*\bar{o}HH2} = u_{kB-C} \kappa_{розщ} S_{\bar{o}} / (200S_H) \end{aligned} \right\}, \quad (1.27)$$

$$\left. \begin{aligned} r_{*\bar{o}B} &= \Delta P_{kB-HH} S_{\bar{o}} / S_H^2 \\ r_{*\bar{o}HH1} &= r_{*\bar{o}HH2} = 2r_{*\bar{o}B} \end{aligned} \right\}, \quad (1.28)$$

де $\kappa_{розщ}$ – коефіцієнт розщеплення ($\kappa_{розщ} = Z_{розщ} / Z_{кВ-НН}$); $Z_{НН1} = Z_{НН2} = Z_{розщ} / 2$. За даними випробувань $\kappa_{розщ} = 3,5$. При цьому

$$\left. \begin{aligned} Z_{*бВ} &= 0,125u_{кВ-НН}S_{б} / (100S_{н}) \\ Z_{*бНН1} &= z_{*бНН2} = 1,75u_{кВ-НН}S_{б} / (100S_{н}) \end{aligned} \right\} \quad (1.29)$$

У разі паралельної роботи частин обмотки НН1 та НН2 трансформатор має наскрізний індуктивний опір

$$Z_{*бск} = (u_{кВ-НН} / 100)S_{б} / S_{н}. \quad (1.30)$$

Опір трансформаторів з РПН обчислюють залежно від регульованої напруги $U_{Вn}$ на даному розгалуженні n та напруги КЗ $u_{кn}$ за формулою

$$Z_{*бn} = (u_{кn} / 100)(U_{Вn}^2 / S_{н}) / (U_{бi}^2 / S_{б}). \quad (1.31)$$

Напруга короткого замикання та відповідна йому напруга розгалуження, що входять до (1.31), визначаються для трьох положень регулятора РПН: середнього і двох крайніх. Установлюють розрахункові значення цих напруг, віднесених до номінальної потужності трансформатора та напруг відповідних розгалужень. Для трансформатора з розщепленою обмоткою НН значення $u_{кn}$ віднесені до значення потужності $S_{НН1(НН2)} = 0,5S_{н}$. Для триобмоткового трансформатора опори трипроменевої схеми заміщення розраховують за (1.31) після визначення за даними значеннями напруг КЗ обмоток

$$u_{кВ-Сn}, \quad u_{кВ-Нn}, \quad u_{кС-Нn}, \quad u_{кВn}, \quad u_{кСn}, \quad u_{кНn}$$

у середньому та крайніх положеннях регулятора РПН.

При ввімкненні однофазних двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою НН

$$\left. \begin{aligned} Z_{*бВ} &= 0 \\ Z_{*бНН1} &= Z_{*бНН2} = 2(u_{кВ-НН} / 100)S_{б} / S_{н} \end{aligned} \right\}, \quad (1.32)$$

а для однофазних трансформаторів з такою ж обмоткою

$$\left. \begin{aligned} Z_{*бВ} &= 0,5(u_{кВ-Н} + u_{кВ-С} - u_{кС-Н})S_{б} / (100S_{н}) \\ Z_{*бС} &= 0,5(u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н})S_{б} / (100S_{н}) \\ Z_{*бНН1} &= Z_{*бНН2} = 2Z_{*ск}S_{б} / S_{н} \\ Z_{*бНН} &= (Z_{*НН} - Z_{*ск})S_{б} / S_{н} \end{aligned} \right\}, \quad (1.33)$$

де

$$Z_{*CK} = (u_{KB-H} / 100) \parallel (u_{KC-H} / 100);$$

$$Z_{*HH} = 0,5(u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}) / 100.$$

Зведений опір одноланцюгового реактора

$$x_{*\bar{b}} = x_H I_{\bar{b}} U_{pH} / (100 I_{pH} U_{\bar{b}i}); \quad (1.34)$$

$$r_{*\bar{b}} = \Delta P_H S_{\bar{b}} / (I_{pH}^2 U_{\bar{b}i}^2), \quad (1.35)$$

а для подвоєного

$$\left. \begin{aligned} x_{*\bar{b}1} = x_{*\bar{b}2} &= (1 + \kappa_{3\bar{b}}) x_H I_{\bar{b}} U_{pH} / (100 I_{pH} U_{\bar{b}i}) \\ x_{*\bar{b}3} &= -\kappa_{3\bar{b}} x_H I_{\bar{b}} U_{pH} / (100 I_{pH} U_{\bar{b}i}) \end{aligned} \right\}; \quad (1.36)$$

$$\left. \begin{aligned} r_{*\bar{b}1} = r_{*\bar{b}2} &= \Delta P_H S_{\bar{b}} / (I_{pH}^2 U_{\bar{b}i}^2) \\ r_{*\bar{b}3} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (1.37)$$

Зведені опори лінії електропередачі

$$\left. \begin{aligned} r_{*\bar{b}} &= r_0 l S_{\bar{b}} / U_{cp i}^2 \\ x_{*\bar{b}} &= x_0 l S_{\bar{b}} / U_{cp i}^2 \end{aligned} \right\}. \quad (1.38)$$

Приклади розрахунків

Приклад 1.1. Для електричної мережі (рис. 1.3,а) скласти схему заміщення при трифазному КЗ у точці K та визначити її показники точним і наближеним способами зведення в іменованих та відносних одиницях виміру.

Розв'язання. Схема заміщення електричної мережі зображена на рис. 1.3,б.

Розрахунок в іменованих одиницях виміру з точним зведенням параметрів елементів короткозамкненого кола. За основний ступінь напруги беремо такий, де з'явилося КЗ, тобто $U_{осн} = U_H$. Тоді

$$\hat{U}_{GS} = U_{GS} U_H / U_B = 150 \cdot 6,6 / 160 = 6,19 \text{ кВ};$$

$$\hat{U}_{GS\phi} = 6,19 / \sqrt{3} = 3,57 \text{ кВ};$$

$$\hat{x}_1 = 0;$$

$$\hat{x}_2 = x_0 l U_H^2 / U_B^2 = 0,4 \cdot 20 \cdot 6,6^2 / 160^2 = 0,014 \text{ Ом};$$

$$\hat{Z}_3 = (u_K / 100) U_{BH}^2 U_H^2 / (S_{TH} U_B^2) = (12 / 100) 150^2 \cdot 6,6^2 / (63 \cdot 160^2) = 0,073 \text{ Ом};$$

$$\hat{r}_3 = (\Delta P_K U_{BH}^2 / S_{TH}^2) (U_H^2 / U_B^2) = (85 \cdot 10^{-3} \cdot 150^2 / 63^2) \times (6,6^2 / 160^2) = 0,0008 \text{ Ом};$$

$$\hat{x}_3 = \sqrt{\hat{Z}_3^2 - \hat{r}_3^2} = \sqrt{0,073^2 - 0,0008^2} \approx 0,073 \text{ Ом};$$

$$x_4 = 0,105 \text{ Ом};$$

$$r_4 = \Delta P_{H\phi} / I_{pH}^2 = 6,1 \cdot 10^3 / 4000^2 = 0,0004 \text{ Ом}.$$

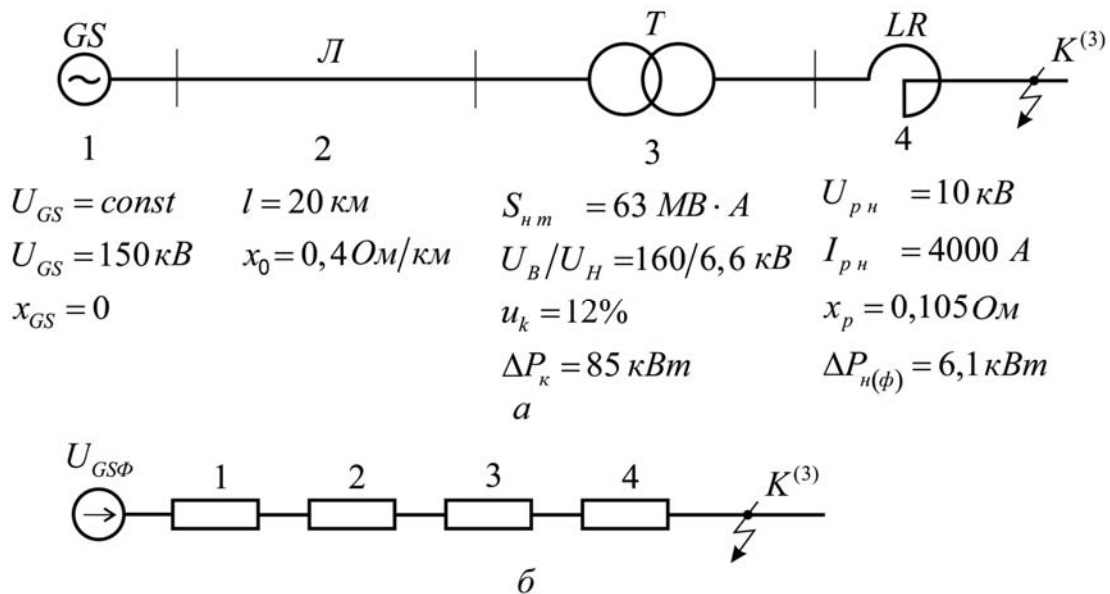


Рис. 1.3 (до прикладу 1.1): *a* – розрахункова схема; *б* – схема заміщення

Результуючий опір кола КЗ:

$$\hat{x}_{рез} = 0 + 0,014 + 0,073 + 0,105 = 0,192 \text{ Ом};$$

$$\hat{r}_{рез} = 0,0008 + 0,0004 = 0,0012 \text{ Ом};$$

$$\hat{Z}_{рез} = 0,0012 + j0,192 \text{ Ом}.$$

Розрахунок в іменованих одиницях виміру з наближеним зведенням параметрів елементів. Для розглянутої схеми заміщення значення середніх номінальних напруг дорівнюють відповідно 158 та 6,3 кВ. При цьому

$$\hat{U}_{GS} = U_{GS} U_{Hcp} / U_{Bcp} = 150 \cdot 6,3 / 158 = 5,98 \text{ кВ};$$

$$\hat{U}_{GS\phi} = 5,98 / \sqrt{3} = 3,45 \text{ кВ};$$

$$\hat{x}_1 = 0;$$

$$\hat{x}_2 = x_0 l U_{Hcp}^2 / U_{Bcp}^2 = 0,4 \cdot 20 \cdot 6,3^2 / 158^2 = 0,013 \text{ Ом};$$

$$\hat{Z}_3 = (u_k / 100) U_{Bcp}^2 U_{Hcp}^2 / (S_{Tn} U_B^2) = (12 / 100) 158^2 \cdot 6,3^2 / (63 \cdot 160^2) = 0,0756 \text{ Ом};$$

$$\hat{r}_3 = (\Delta P_k U_{Bcp}^2 / S_{Tn}^2) (U_{Hcp}^2 / U_{Bcp}^2) = 85 \cdot 10^{-3} \cdot 6,3^2 / 63^2 = 0,00085 \text{ Ом};$$

$$\hat{x}_3 = 0,0756 \text{ Ом}; \quad x_4 = 0,105 \text{ Ом}; \quad r_4 = 0,0004 \text{ Ом}.$$

Результуючий опір кола КЗ:

$$\widehat{x}_{рез} = 0 + 0,013 + 0,0756 + 0,105 = 0,194 \text{ Ом};$$

$$\widehat{r}_{рез} = 0,00085 + 0,0004 = 0,00125 \text{ Ом};$$

$$\widehat{Z}_{рез} = 0,00125 + j0,194 \text{ Ом}.$$

Розрахунок у відносних одиницях виміру з точним зведенням параметрів елементів. Базисну потужність беремо рівною $S_{\bar{\sigma}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ і зводимо параметри елементів короткозамкнутого кола до базисних умов:

$$U_{\bar{\sigma} \text{ осн}} = 6,6 \text{ кВ};$$

$$I_{\bar{\sigma} \text{ осн}} = S_{\bar{\sigma}} / (\sqrt{3}U_{\bar{\sigma} \text{ осн}}) = 100 / (\sqrt{3} \cdot 6,6) = 8,75 \text{ кА};$$

на ступені ВН

$$U_{\bar{\sigma} B} = U_{\bar{\sigma} \text{ осн}} U_B / U_H = 6,6 \cdot 160 / 6,6 = 160 \text{ кВ};$$

$$I_{\bar{\sigma} B} = I_{\bar{\sigma} \text{ осн}} U_H / U_B = 8,75 \cdot 6,6 / 160 = 0,361 \text{ кА}.$$

Відносне значення напруги системи

$$U_{*\bar{\sigma} GS} = U_{GS} / U_{\bar{\sigma} H} = 150 / 160 = 0,94.$$

Опори, зведені до базисних умов:

$$x_{*\bar{\sigma} 1} = 0;$$

$$x_{*\bar{\sigma} 2} = x_0 l S_{\bar{\sigma}}^2 / U_{\bar{\sigma} B}^2 = 0,4 \cdot 20 \cdot 100 / 160^2 = 0,031;$$

$$Z_{*\bar{\sigma} 3} = (u_{\kappa} / 100)(U_{Bн}^2 / S_{Tн})(S_{\bar{\sigma}} / U_{\bar{\sigma} B}^2) = (12 / 100) \times \\ \times (150^2 / 63)(100 / 160^2) = 0,167;$$

$$r_{*\bar{\sigma} 3} = (\Delta P_{\kappa} / S_{Tн})(U_{Bн}^2 / S_{Tн})(S_{\bar{\sigma}} / U_{\bar{\sigma} B}^2) = (85 \cdot 10^{-3} / 63) \times \\ \times (150^2 / 63)(100 / 160^2) = 0,0019;$$

$$x_{*\bar{\sigma} 3} = \sqrt{0,167^2 - 0,0019^2} \approx 0,167;$$

$$x_{*\bar{\sigma} 4} = x_n S_{\bar{\sigma}} / U_{\bar{\sigma} \text{ осн}}^2 = 0,105 \cdot 100 / 6,6^2 = 0,24;$$

$$r_{*\bar{\sigma} 4} = (\Delta P_{н\phi} / I_{pн}^2) S_{\bar{\sigma}} / U_{\bar{\sigma} \text{ осн}}^2 = (6,1 \cdot 10^3 / 4000^2) 100 / 6,6^2 = \\ = 0,00088.$$

Результуючі опори кола КЗ:

$$x_{*\bar{\sigma} рез} = 0 + 0,031 + 0,167 + 0,24 = 0,438;$$

$$r_{*\bar{\sigma} рез} = 0,0019 + 0,00088 = 0,00278;$$

$$\underline{Z}_{*\bar{\sigma} рез} = 0,00278 + j0,438.$$

Розрахунок (відн. од.) з наближеним зведенням параметрів елементів.

При $U_{\bar{\sigma} \text{ осн}} = 6,3 \text{ кВ}$ та $U_{\bar{\sigma} B} = 158 \text{ кВ}$ маємо:

$$U_{* \bar{b} GS} = U_{GS \text{ cp}} / U_{\bar{b} B} = 158 / 158 = 1,0;$$

$$x_{* \bar{b} 1} = 0;$$

$$x_{* \bar{b} 2} = x_0 I S_{\bar{b}} / U_{B \text{ cp}}^2 = 0,42 \cdot 20 \cdot 100 / 158^2 = 0,032;$$

$$Z_{* \bar{b} 3} = (u_K / 100) S_{\bar{b}} / S_{T_H} = (12 / 100) 100 / 63 = 0,19;$$

$$r_{* \bar{b} 3} = (\Delta P_K / S_{T_H}) S_{\bar{b}}^2 / S_{T_H}^2 = 85 \cdot 10^{-3} \cdot 100 / 63^2 = 0,0021;$$

$$x_{* \bar{b} 3} = \sqrt{0,19^2 - 0,0021^2} = 0,19;$$

$$x_{* \bar{b} 4} = x_H S_{\bar{b}} / U_{\bar{b} \text{ осн}}^2 = 0,105 \cdot 100 / 6,3^2 = 0,26;$$

$$r_{* \bar{b} 4} = (\Delta P_{H \phi} / I_{pH}^2) S_{\bar{b}} / U_{\bar{b} \text{ осн}}^2 = \\ = (6,1 \cdot 10^3 / 4000^2) 100 / 6,3^2 = 0,00096.$$

Результуючі опори кола КЗ:

$$x_{* \bar{b} \text{ рез}} = 0 + 0,032 + 0,19 + 0,26 = 0,482;$$

$$r_{* \bar{b} \text{ рез}} = 0,0021 + 0,00096 = 0,0031; \underline{Z}_{* \bar{b} \text{ рез}} = 0,0031 + j0,482.$$

Використання наближеного зведення викликає похибку (9,1 %) при обчисленні результуючого опору.

Приклад 1.2. Для первинної схеми на рис. 1.4,а скласти еквівалентну схему заміщення при трифазному КЗ у точці *K* та перетворити її.

Розв'язання. Схема заміщення, що відповідає розрахунковій схемі, зображена на рис. 1.4,б.

Перетворення схеми доцільно розпочинати з послідовного складання опорів 1 і 5, 2 і 8, 4 і 12, паралельного складання опорів 13 і 14 та послідовного складання отриманого опору з опором 15. Потім необхідно джерела з е.р.с. E_1 і E_{GS} , E_4 та $E_{H\phi}$ замінити відповідними еквівалентними джерелами (на рис.1.4,в відповідні їм ділянки з е.р.с. E_5 і E_6). «Зірку», яку утворюють опори 6 і 7, а також опір, отриманий внаслідок складання опорів 2 і 8, слід замінити еквівалентним трикутником (на рис. 1.4,б – трикутник з опорами 19-21).

Одержаний трикутник розрізаємо в точці, де прикладена е.р.с. E_2 , після чого маємо два джерела з однаковими е.р.с. E_2 , ввімкненими відповідно через опори 19 і 20 (рис. 1.4,в).

Джерела, приєднані до одних шин, слід замінити еквівалентними (на рис. 1.4,г їм відповідають ділянки з е.р.с. E_7 та E_8), а трикутник з опорами 9, 10 і 21 перетворити на еквівалентну зірку.

Завершальний етап перетворення зводиться до складання опорів та заміни джерел, приєднаних до однієї точки, еквівалентним джерелом живлення.

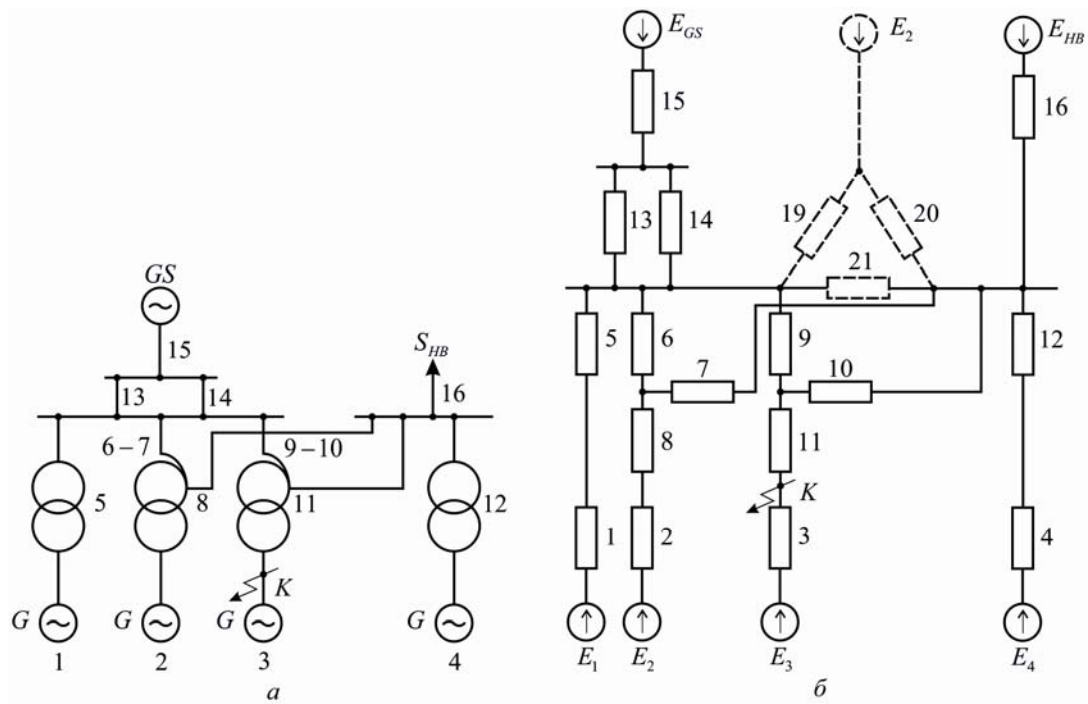


Рис. 1.4 (до прикладу 1.2): *а* – розрахункова схема; *б* – схема заміщення

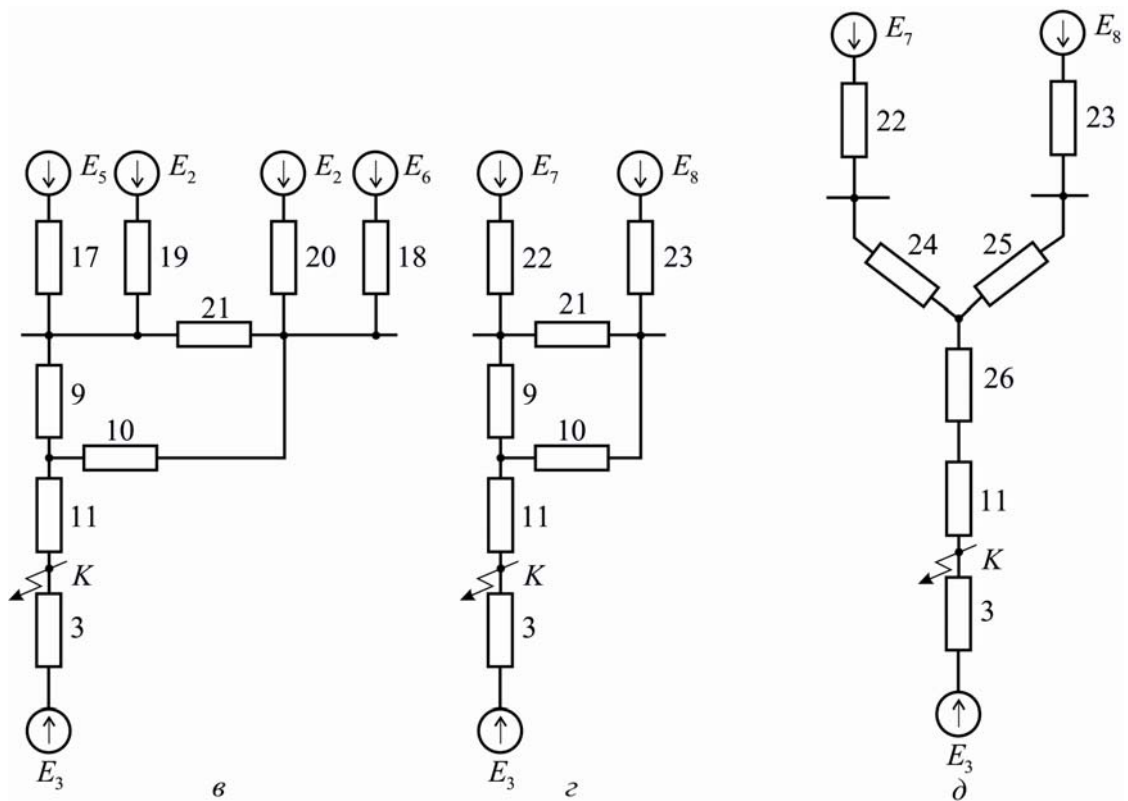


Рис. 1.4 (до прикладу 1.2): *в, з, д* – схеми заміщення, їх послідовне перетворення

Контрольні запитання

1. Причини появи електромагнітних перехідних процесів в СЕП та можливі наслідки.
2. Основні види КЗ та ймовірність їх виникнення в елементах СЕП у мережах різних рівнів напруги.
3. Терміни "коротке замикання", "замикання". Як позначаються види замикань залежно від стану нейтралі мережі?
4. Умови та основні припущення при розрахунках КЗ.
5. Як вибирають і розраховують базисні умови для різних ступенів напруги СЕП?
6. Чи залежить результат розрахунку струмів КЗ від вибору базисних умов?
7. Мета точного та наближеного зведень показників елементів короткозамкненого кола (генераторів, трансформаторів, ліній електропередач, реакторів)?
8. Мета розрахунку КЗ. Послідовність перетворень схем заміщення при розрахунках струмів КЗ.
9. Електрична віддаленість струму КЗ від джерела живлення.

Теми рефератів

1. Види, причини, наслідки електромагнітних перехідних процесів у системах електропостачання.
2. Похибки в розрахунках струму КЗ за точним та наближеним зведеннями показників елементів схеми заміщення короткозамкненого кола.
3. Основні причини пошкодження електротехнічного обладнання.
4. Призначення розрахунків струмів КЗ на різних ступенях розподілу електроенергії.

Розділ 2. ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА ПАРАМЕТРИ СИНХРОННИХ МАШИН

2.1. Загальні відомості

Перехідні процеси в машинах змінного струму досліджують нині на математичних моделях, побудованих відповідно до основних закономірностей перебігу процесів. Вибір необхідної адекватності моделі залежить від мети розрахунків та наявних обчислювальних засобів. При описанні електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів електричну машину розглядають як електродинамічну систему з цілою сукупністю електричних кіл (обмоток) та обертової маси (ротора). Загалом поведінка такої системи описується в перехідному процесі системою диференціальних рівнянь, що зв'язують напругу кіл та моменти сил, діючих на ротор.

Магнітне поле в машинах змінного струму, збуджене струмом обмоток, через складну конфігурацію магнітної системи машин, своєрідне розміщення обмоток і нелінійність магнітної характеристики магнітопроводу неоднорідне. Тому точне визначення магнітного поля в синхронній машині – досить складне завдання.

У практичних розрахунках електромагнітних перехідних процесів при складанні, аналізі та розв'язку диференціальних рівнянь машини необхідна часткова ідеалізація (низка припущень) при описі магнітного поля. Це дає можливість отримати досить нескладні електромагнітні зв'язки при збереженні основних характеристик електромагнітного процесу в машині. Ідеалізація зводиться до зазначених нижче чинників.

- Магнітна проникність сердечників магнітної системи машини береться нескінченною, що тотожно відсутності насичення. Це дозволяє однозначно отримати залежність стану магнітного поля від струму будь-якої обмотки, а також використати принцип накладення при визначенні результуючого поля в зазорі при спільній дії струмів усіх обмоток.

- Розподіл полів самоіндукції трифазних обмоток та взаємоіндукції обмоток статора і ротора вздовж кола машини вважається синусоїдальним. Це дає змогу враховувати лише першу (як основну) гармоніку означених полів; у результаті наведені в статорі е.р.с. будуть синусоїдальними функціями основної частоти.

- Магнітопровід у межах кожного полюсного поділу та стержня демпферних обмоток симетричний відносно поздовжньої та поперечної осей, всі фазні обмотки машини мають однакову кількість витків, активний опір та взаємне зміщення магнітних осей.

- Усі демпферні обмотки синхронної машини подаються двома еквівалентними демпферними контурами – поздовжнім та поперечним, магнітні осі яких збігаються з осями d та q (d – через полюси ротора, а q – через міжполюсний простір) відповідно.

- Ротор машини протягом аналізованого перехідного процесу обертається зі сталим значенням частоти.

Залежно від характеру перехідного процесу та призначення вирішуваного завдання можна використати не всі перелічені припущення, а обмежитися кількома.

2.2. Початкові рівняння електричних кіл

Систему диференціальних рівнянь для синхронної машини, за якими визначають миттєві значення напруг електричних контурів з демпферними обмотками (рис. 2.1) в перехідному процесі, подамо таким чином:

$$\left. \begin{aligned} -u_A &= d\psi_A / dt + r i_A \\ -u_B &= d\psi_B / dt + r i_B \\ -u_C &= d\psi_C / dt + r i_C \\ u_f &= d\psi_f / dt + r_f i_f \\ 0 &= d\psi_{de} / dt + r_{de} i_{de} \\ 0 &= d\psi_{qe} / dt + r_{qe} i_{qe} \end{aligned} \right\}, \quad (2.1)$$

де u_A, u_B, u_C – фазні напруги на затискачах обмоток статора; $\psi_A, \psi_B, \psi_C, i_A, i_B, i_C$ – потокозчеплення та струм фазних обмоток; r – активний опір фазних обмоток; u_f – напруга, прикладена до кола збудження; ψ_f, i_f – потокозчеплення та струм обмотки збудження; r_f – активний опір обмотки збудження.

У рівняннях для короткозамкнених демпферних контурів синхронної машини потокозчеплення, струм та опір у поздовжніх і поперечних колах позначені відповідними індексами de та qe . Потокозчеплення з будь-якою обмоткою машини, що входять до системи диференціальних рівнянь (2.1), на основі прийнятої ідеалізації можна

визначити у вигляді суми поточкозчеплень само- та взаємоіндукції з усіма іншими обмотками:

$$\left. \begin{aligned}
 \psi_A &= L_A i_A + M_{AB} i_B + M_{AC} i_C + M_{Af} i_f + M_{Ade} i_{de} + \\
 &\quad + M_{Aqe} i_{qe} \\
 \psi_B &= M_{BA} i_A + L_B i_B + M_{BC} i_C + M_{Bf} i_f + M_{Bde} i_{de} + \\
 &\quad + M_{Bqe} i_{qe} \\
 \psi_C &= M_{CA} i_A + M_{CB} i_B + L_C i_C + M_{Cf} i_f + M_{Cde} i_{de} + \\
 &\quad + M_{Cqe} i_{qe} \\
 \psi_f &= M_{fA} i_A + M_{fB} i_B + M_{fC} i_C + L_f i_f + M_{fde} i_{de} \\
 \psi_{de} &= M_{deA} i_A + M_{deB} i_B + M_{deC} i_C + L_{de} i_{de} \\
 \psi_{qe} &= M_{qeA} i_A + M_{qeB} i_B + M_{qeC} i_C + L_{qe} i_{de}
 \end{aligned} \right\} \cdot \quad (2.2)$$

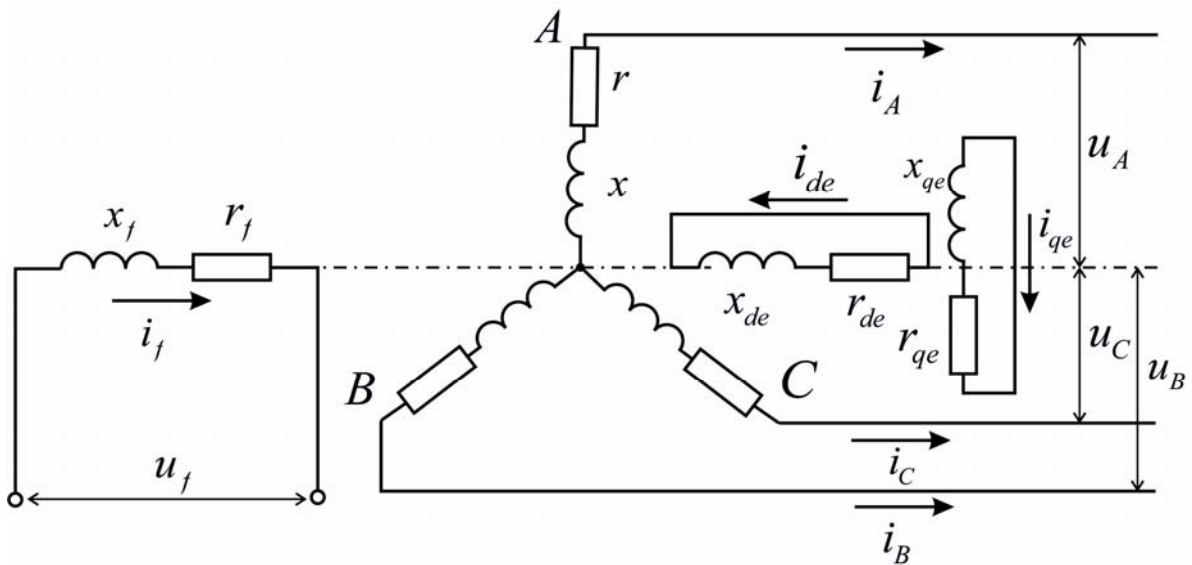


Рис. 2.1. Принципова схема синхронної машини з демпферними обмотками в поздовжній та поперечній осях ротора

У рівняннях (2.2) для будь-якої обмотки використовуємо такі позначення: L та M – власна індуктивність і взаємоіндуктивність з іншими обмотками; i та ψ – миттєві струм і поточкозчеплення обмотки.

За принципом взаємності $M_{AB} = M_{BA}$, $M_{AC} = M_{CA}$, $M_{fA} = M_{Af}$ (і т.п.) у рівнянні (2.2) можливе скорочення кількості взаємних індуктивностей вдвічі. Окремі індуктивності в (2.2) не залежать від положення ротора машини у просторі, внаслідок чого мають постійне значення, а частина індуктивностей, як змінні параметри, змінюються

при обертаннях ротора. До сталих належать індуктивності L та взаємні індуктивності M нерухомих один відносно одного контурів за умови, що конфігурація магнітної системи щодо них залишається сталою при будь-якому положенні ротора у просторі. В явнополюсних машинах індуктивності контурів ротора і взаємні індуктивності обмотки збудження та поздовжнього демпферного контуру – сталі. Решта L та M (як змінні параметри) залежать від положення ротора у просторі відносно обмоток статора. У неявнополюсних машинах ці індуктивності – також постійні.

Ураховуючи, що диференціальні рівняння напруг обмоток машини містять е.р.с. у вигляді похідної від потокозчеплення за часом, а потокозчеплення залежать від зміни струмів обмоток та індуктивностей, які є функцією часу, коефіцієнти L та M у системі рівнянь (2.1) – змінні. Розв'язок такої системи рівнянь для аналізу перехідних процесів викликає значні труднощі навіть за допомогою інформаційної техніки. Тому постало завдання перетворити диференціальні рівняння таким чином, щоб їх істотно спростити, отримавши з постійними коефіцієнтами. При вирішенні цього завдання використані закономірності зміни індуктивностей обмоток синхронної машини та лінійні перетворення, суть яких в тому, що первинні змінні в рівняннях заміщають новими змінними, лінійно зв'язаними з первинними. При цьому кількість нових змінних, введених до розгляду, дорівнює числу замінюваних змінних.

2.3. Власні та взаємні індуктивності обмоток

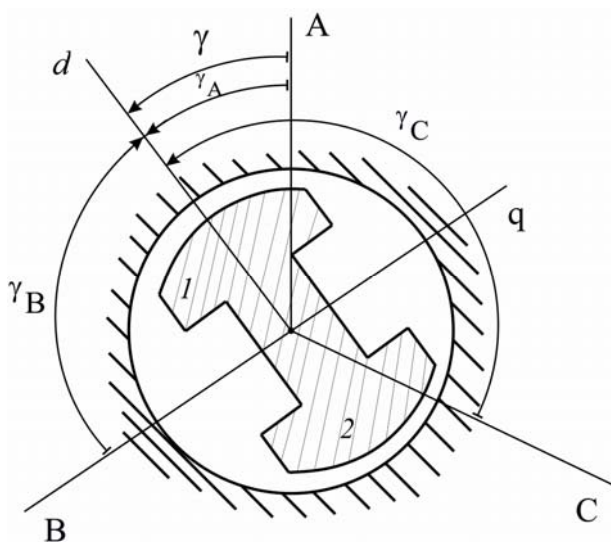


Рис. 2.2. До визначення індуктивностей обмоток статора синхронної машини

У просторі положення ротора синхронної машини відносно магнітних осей симетричних фазних обмоток статора A , B , C та системи координатних осей d , q можна визначити кутом γ (рис. 2.2). До того ж припускаємо, що позитивна поздовжня вісь d міцно зв'язана з обертовим ротором, а позитивна поперечна вісь q відстає на 90 ел. град від поздовжньої осі (явнополюсний ротор).

Індуктивності фазних обмоток статора – періодичні функції кута γ між магнітною віссю фази та поздовжньою віссю ротора d з періодом π (на рис. 2.2 кути між осями A, B, C та віссю d позначені через $\gamma_A, \gamma_B, \gamma_C$). Це пояснюється тим, що магнітна провідність проміжку для поля, утвореного струмом обмотки статора, однакова для обох полюсів ротора та відповідає зміні кута γ на значення π . Однакові також індуктивності обмоток статора як для додатного, так і від’ємного значень кута γ , оскільки являють собою парні функції цього кута. Отже, індуктивність фазних обмоток матиме вигляд:

$$L_x = l_0 + l_2 \cos 2\gamma_x + l_4 \cos 4\gamma_x + l_6 \cos 6\gamma_x + \dots, \quad (2.3)$$

де $x \in \{A, B, C\}$.

Ураховуючи симетрії всіх фаз, коефіцієнти розкладання в (2.3) для них однакові. В ідеалізованій машині розкладання (2.3) має містити лише перші два члени (вищі гармоніки е.р.с. та індуктивностей не беруться до уваги). Тому припускаємо

$$L_x = l_0 + l_2 \cos 2\gamma_x. \quad (2.4)$$

Якщо за рис. 2.2 маємо $\gamma_A = \gamma$; $\gamma_B = 120^\circ - \gamma$; $\gamma_C = 120^\circ + \gamma$, то вирази для власних індуктивностей фазних обмоток статора:

$$L_A = l_0 + l_2 \cos 2\gamma;$$

$$L_B = l_0 + l_2 \cos 2(\gamma - 120^\circ) = l_0 + l_2 \cos(2\gamma + 120^\circ); \quad (2.5)$$

$$L_C = l_0 + l_2 \cos 2(\gamma + 120^\circ) = l_0 + l_2 \cos(2\gamma - 120^\circ),$$

де l_0 – постійна складова індуктивності; l_2 – амплітуда другої гармоніки індуктивності.

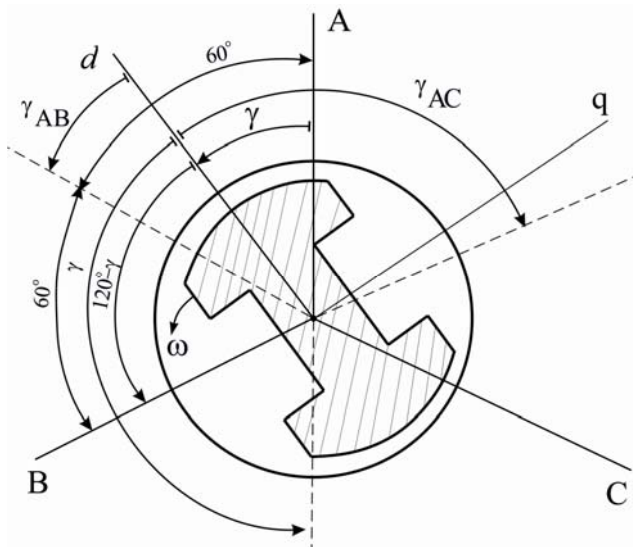


Рис. 2.3. До визначення взаємних індуктивностей обмоток статора синхронної машини

Дослідні дані свідчать, що від значення l_0 амплітуда четвертої гармоніки l_4 складає 6, тоді як амплітуда гармоніки l_6 – близько 0,7 %. У неявнополюсних машинах $l_2 = 0$ та $L_A = L_B = L_C = l_0 = const$.

Взаємні індуктивності фазних обмоток статора – парна періодична функція кута між поздовжньою віссю d та лінією, проведеною між магнітними осями фаз. Наприклад, для фаз A та B взаємна індуктивність M_{AB} – парна періодична функція кута

γ_{AB} (рис. 2.3), оскільки на основі принципу взаємності $M_{BA} = M_{AB}$. Отже, M_{AB} залежить від знака кута γ_{AB} і при переміщенні ротора на кут π має таке ж значення, як і в первинному положенні ротора. За аналогією з власними індуктивностями фазних обмоток після розкладання функції M_{AB} в ряд Фур'є та врахування для "ідеалізованої" машини лише постійної складової й другої гармоніки кута маємо:

$$M_{AB} = m_0 + m_2 \cos 2\gamma_{AB}.$$

За абсолютним значенням взаємоіндуктивність M_{AB} мінімальна при $\gamma_{AB} = 0$ і максимальна при $\gamma_{AB} = 90^\circ$. Ураховуючи, що $\gamma_{AB} = 60^\circ - \gamma$; $\gamma_{AC} = 60^\circ + \gamma$; $\gamma_{BC} = 180^\circ - \gamma$, взаємні індуктивності фазних обмоток статора визначаються:

$$\left. \begin{aligned} M_{AB} &= m_0 + m_2 \cos 2(60^\circ - \gamma) = m_0 + m_2 \cos(2\gamma - 120^\circ) \\ M_{AC} &= m_0 + m_2 \cos 2(60^\circ + \gamma) = m_0 + m_2 \cos(2\gamma + 120^\circ) \\ M_{BC} &= m_0 + m_2 \cos 2(180^\circ - \gamma) = m_0 + m_2 \cos 2\gamma \end{aligned} \right\}, \quad (2.6)$$

де m_0 – постійна складова взаємної індуктивності фазних обмоток статора; m_2 – амплітуда другої гармоніки взаємної індуктивності.

У неявнополюсних машинах $m_2 = 0$; $M_{AB} = M_{AC} = M_{BC} = m_0 = \text{const}$

Постійні складові та амплітуди для другої гармоніки у виразах (2.5) та (2.6) можна визначити через індуктивності, якими конструктивно характеризується синхронна машина:

$$\left. \begin{aligned} l_0 &= (L_d + L_q + L_0) / 3; \\ l_2 = m_2 &= (L_d - L_q) / 3; \\ m_0 &= (L_0 - (L_d - L_q) / 2) / 3. \end{aligned} \right\} \quad (2.7)$$

Взаємні індуктивності фазних обмоток статора та обмоток ротора при обертанні ротора змінюються за гармонічним законом, досягаючи найбільшого значення при збігу магнітних осей розглядуваних обмоток. Оскільки магнітна вісь обмотки збудження збігається з віссю d (рис. 2.4), взаємні індуктивності між фазними обмотками статора та обмотками збудження визначаються з таких виразів:

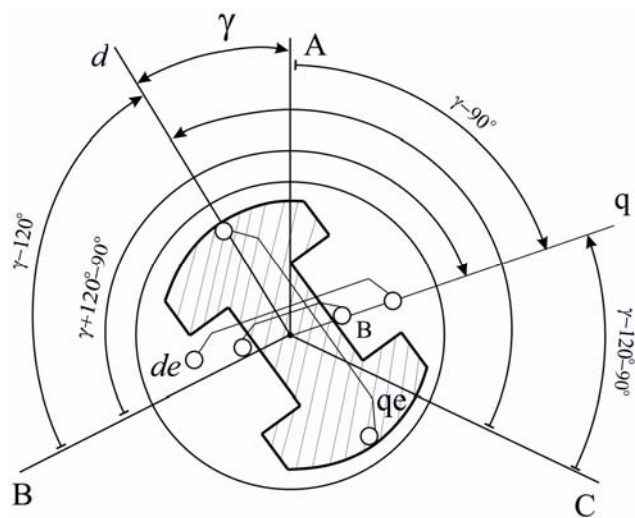


Рис. 2.4. До визначення взаємних індуктивностей обмоток статора та ротора

$$\left. \begin{aligned} M_{Af} &= M_{Afd} \cos \gamma \\ M_{Bf} &= M_{Afd} \cos(\gamma - 120^\circ) \\ M_{Cf} &= M_{Afd} \cos(\gamma + 120^\circ) \end{aligned} \right\}, \quad (2.8)$$

де M_{Afd} – взаємна індуктивність обмоток при збігу магнітних осей.

Аналогічно визначають взаємні індуктивності між демпферними контрами та фазними обмотками статора:

для поздовжнього контуру

$$\left. \begin{aligned} M_{Ad} &= M_{Ade} \cos \gamma \\ M_{Bd} &= M_{Ade} \cos(\gamma - 120^\circ) \\ M_{Cd} &= M_{Ade} \cos(\gamma + 120^\circ) \end{aligned} \right\}; \quad (2.9)$$

для поперечного контуру

$$\left. \begin{aligned} M_{Aq} &= M_{Aqe} \sin \gamma \\ M_{Bq} &= M_{Aqe} \sin(\gamma - 120^\circ) \\ M_{Cq} &= M_{Aqe} \sin(\gamma + 120^\circ) \end{aligned} \right\}, \quad (2.10)$$

де M_{Ade} ; M_{Aqe} – взаємна індуктивність фазної обмотки статора та відповідно поздовжнього і поперечного демпферних контурів при збігу магнітних осей.

Таким чином, при сталій частоті обертання ротора всі власні та взаємні індуктивності, що залежать від кута γ , – гармонійні функції часу. Це обумовлено $\gamma = \omega t + \gamma_0$, де γ_0 відповідає значенню кута при $t = 0$.

2.4. Лінійні перетворення систем координат

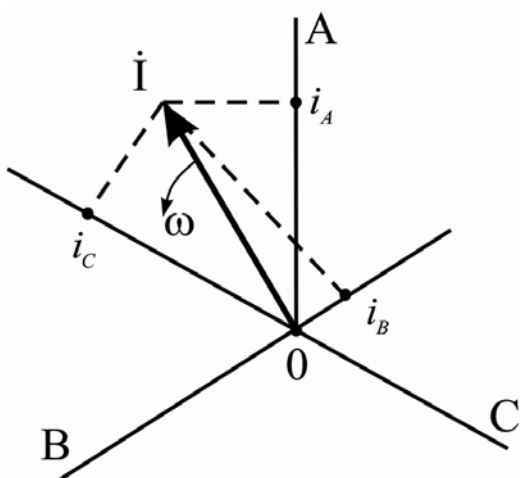


Рис. 2.5. Визначення миттєвих фазних струмів за допомогою зображального вектора

Відомо, що миттєві фазні значення ω , i , ψ , l можна уявити як проекції єдиного вектора на нерухомі магнітні осі фаз. Такий вектор зветься *узагальненим* або *зображальним* вектором трифазної системи. Наприклад, якщо зображальний вектор струму \dot{I} має незмінне значення модуля, то його проекції на осі A , B , C дають миттєві фазні струми i_A , i_B , i_C (рис. 2.5). При обертанні такого вектора зі сталою частотою за його допомогою зображують

симетричні синусоїдальні струми. При цьому кінець вектора \dot{I} виписує коло.

Взагалі з вектором \dot{I} можна зобразити будь-які три струми (i_A, i_B, i_C), що змінюються в часі за довільним законом з умовою

$$i_A + i_B + i_C = 0. \quad (2.11)$$

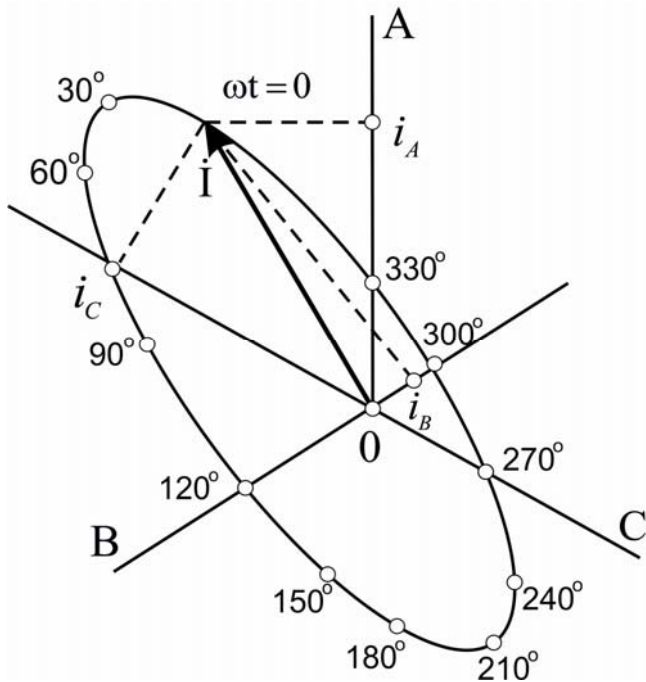


Рис. 2.6. Визначення миттєвих несиметричних фазних струмів за допомогою зображального вектора

На рис. 2.6 показано миттєві несиметричні струми, які визначають зображальним вектором \dot{I} . Вектор обертається зі змінною частотою, виписуючи довільну криву, на якій – значення ωt , за якими кінець вектора потрапляє в дану точку. Зображальний вектор може бути спроектованим на осі будь-якої системи координат, що дає змогу перейти від однієї системи координат до будь-якої. Так здійснюється лінійне перетворення системи координат. При цьому для диференціальних рівнянь перехідного процесу в синхронній машині маємо можливість звільнитися від

змінних L і M та значно спростити їх розв'язок. Наприклад, розглядаючи лінійне перетворення трьох фазних струмів машини (i_A, i_B, i_C) їх заміщенням на нові струми i_X, i_Y, i_Z , один з останніх зручно подати у вигляді $(i_A + i_B + i_C) / 3 = i_0$. Саме так запишемо струм i_Z та позначимо через $3i_0$, де i_0 – нульова складова струму: $i_Z = i_A + i_B + i_C = 3i_0$.

Зручність подібного вибору в тому, що для трифазних обмоток, з'єднаних зіркою з ізольованою нейтраллю, часто $i_0 = 0$. Якщо $i_0 \neq 0$, то цей струм не має в перехідному процесі будь-якого впливу на рух ротору машини. Тому під час дослідження стійкості роботи машини, зокрема при визначенні електромагнітного моменту машини, на нульову складову струму можна не зважати. Цей струм, проте, повинен урахуватися при визначенні фазних струмів машини.

Із трьох нових струмів (i_X, i_Y, i_0) лише два з них (i_X, i_Y) можуть бути зображені на векторній діаграмі, а струм $i_0 \neq 0$ береться до уваги аналітично, коли $i_A + i_B + i_C = 3i_0 \neq 0$.

Залежно від умов означеного завдання найбільше розповсюдження отримали три системи координатних осей, вибір яких дозволяє спростити рівняння перехідного процесу в машині.

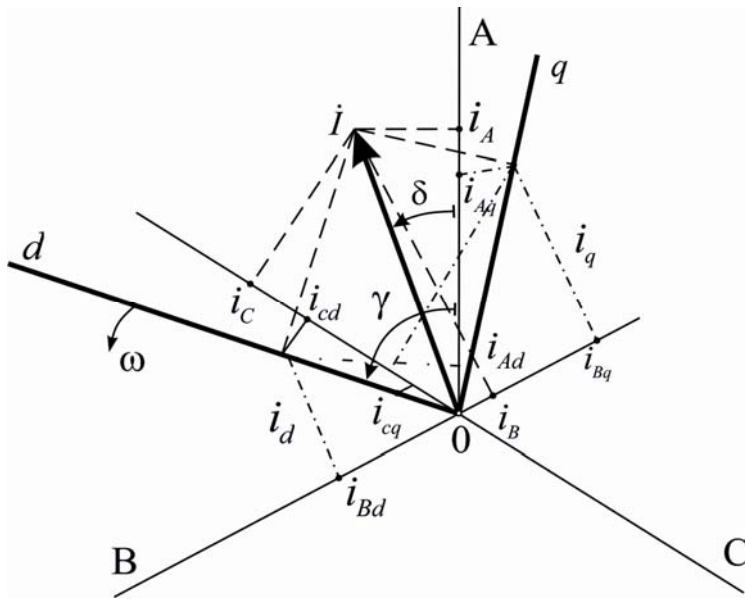
- Під час аналізу перехідних процесів в асинхронних машинах та в процесі розгляду несиметричних режимів синхронних машин зручно використовувати нерухомі у просторі ($\omega_k = 0$) осі α, β . До того ж вісь α має збігатися з віссю A первинної системи координат A, B, C .

- Для дослідження та розрахунку симетричних перехідних процесів у синхронних машинах доцільно застосовувати систему осей d, q , жорстко зв'язану з обертовим ротором, при цьому вісь d поєднана з поздовжньою віссю ротора. Перехід від осей A, B, C до осей d і q – основне та найбільш зручне для застосування, оскільки дає можливість перетворювати первинні диференціальні рівняння синхронної машини з періодичними коефіцієнтами на рівняння з постійними коефіцієнтами. Це пояснюється тим, що в системі координатних осей d і q неявнополюсну машину в магнітному відношенні можна розглядати як симетричну незалежно від положення ротора у просторі.

- Для розрахунку перехідних процесів в асинхронних машинах, а також при дослідженні групи машин може застосовуватися система координатних осей x, y , що обертаються у просторі з синхронною частотою.

Перехід від системи координатних осей A, B, C до системи координатних осей d і q та визначення співвідношень змінних у цих осях розглянемо докладніше. Вектори струму, потокозчеплення та напруги умовимося позначати відповідно $\dot{I}, \dot{\Psi}, \dot{U}$ і виразимо співвідношення змінних на прикладі струму \dot{I} .

На рис. 2.7 зображальний вектор \dot{I} подано в тривісній системі координат A, B, C та двовісній системі координат d, q . Перехід від однієї системи координат до іншої з математичного погляду відповідає заміщенню змінних. З рис. 2.7 виходить, що проекції зображального вектора струму на осі d, q виявляються лінійно зв'язаними з проекціями цього ж вектора на осі A, B, C .



Припускаючи, що $i_A + i_B + i_C = 0$, нові струми, як проекції струму \dot{I} на осі d, q , можна подати:

$$\left. \begin{aligned} i_d &= I \cos(\gamma - \delta) \\ i_q &= I \sin(\gamma - \delta) \end{aligned} \right\} . \quad (2.12)$$

Зв'язок цих струмів з фазними змінними в координатних осях A, B, C визначається рівняннями:

Рис. 2.7. До визначення зв'язку між складовими струмів в осях A, B, C та d, q

$$\left. \begin{aligned} i_A &= i_d \cos \gamma + i_q \sin \gamma \\ i_B &= i_d \cos(\gamma - 120^\circ) + i_q \sin(\gamma - 120^\circ) \\ i_C &= i_d \cos(\gamma + 120^\circ) + i_q \sin(\gamma + 120^\circ) \end{aligned} \right\} . \quad (2.13)$$

Оскільки визначник системи (2.13) не дорівнює нулю, це свідчить про правомірність перетворення та однозначність заміщення одних змінних іншими. Розв'язок рівнянь (2.13) відносно нових змінних дає змогу виразити струми i_d, i_q через i_A, i_B, i_C :

$$\left. \begin{aligned} i_d &= 2[i_A \cos \gamma + i_B \cos(\gamma - 120^\circ) + i_C \cos(\gamma + 120^\circ)] / 3 \\ i_q &= 2[i_A \sin \gamma + i_B \sin(\gamma - 120^\circ) + i_C \sin(\gamma + 120^\circ)] / 3 \end{aligned} \right\} . \quad (2.14)$$

Якщо сума змінних i_A, i_B, i_C не дорівнює нулю, то з умови $i_A + i_B + i_C = 3i_0$ маємо результат

$$i_0 = (i_A + i_B + i_C) / 3. \quad (2.15)$$

Нульова складова струму i_0 у всіх фазах однакова, а тому не впливає на зображальний вектор та його складові i_d, i_q . У цьому можна переконатися, якщо в (2.14) уявити замість i_A, i_B, i_C відповідно $i_A - i_0, i_B - i_0, i_C - i_0$, до яких

$$(i_A - i_0) + (i_B - i_0) + (i_C - i_0) = 0. \quad (2.16)$$

Таким чином, з урахуванням нульової складової струму i_0 змінні в осях d, q визначаються рівняннями (2.14) та (2.15). Зворотні

співвідношення переходу від системи координатних осей d, q до системи координатних осей A, B, C виглядають так:

$$\left. \begin{aligned} i_A &= i_d \cos \gamma + i_q \sin \gamma + i_0 \\ i_B &= i_d \cos(\gamma - 120^\circ) + i_q \sin(\gamma - 120^\circ) + i_0 \\ i_C &= i_d \cos(\gamma + 120^\circ) + i_q \sin(\gamma + 120^\circ) + i_0 \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

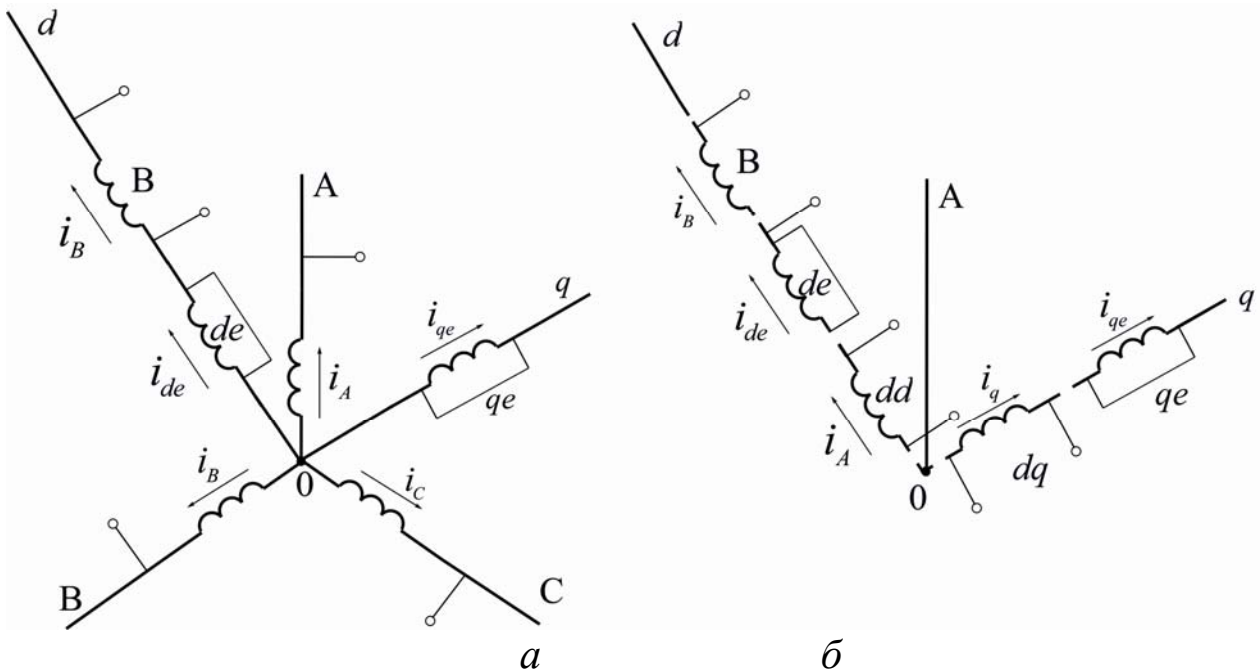


Рис. 2.8. Схематичне зображення обмоток синхронної машини:
a – реальної; *б* – перетвореної

Лінійне перетворення системи осей A, B, C на систему осей d, q викликає заміну нерухомих фазних обмоток статора двома еквівалентними контурами з струмами i_d та i_q . Це фізично відповідає заміщенню реальної трифазної машини умовною двофазною. Магнітні осі контурів двофазної машини спрямовані вздовж осей d та q .

На рис. 2.8,*a* схематично зображені обмотки реальної машини та перетвореної на систему координатних осей d, q (рис. 2.8,*б*). Еквівалентні обмотки статора позначені через de та qe . Віссю d така машина має три електромагнітно-пов'язані контури (триобмотковий трансформатор), а по осі q – дві обмотки (двообмотковий трансформатор).

Приклад 2.1. Фазні змінні – струми, задані в системі координатних осей A, B, C :

а) синусоїдальними функціями

$$i_A = I_m \cos(\omega t + \delta_0);$$

$$i_B = I_m \cos(\omega t + \delta_0 - 120^\circ);$$

$$i_C = I_m \cos(\omega t + \delta_0 + 120^\circ);$$

б) постійними значеннями $i_A = I$; $i_B = i_C = -0,5I$.

Визначити в обох випадках закономірності зміни відповідних або перетворених змінних у системі координатних осей d, q .

Розв'язання. Підставляємо в (2.14) задані синусоїдальні функції і після тригонометричних перетворень маємо:

$$i_d = I_m \cos(\gamma_0 - \delta_0); \quad i_q = I_m \sin(\gamma_0 - \delta_0).$$

З отриманих значень струмів виходить, що внаслідок переходу від системи координатних осей A, B, C до обертових разом з ротором координатних осей d, q струми, що змінюються синусоїдально i_A, i_B, i_C (а), стають постійними (i_d, i_q). Якщо підставити в (2.14) задані постійні величини (б) і виконати необхідні перетворення, буде:

$$i_d = I \cos \gamma = I \cos(\omega t + \delta_0);$$

$$i_q = I \sin \gamma = I \sin(\omega t + \delta_0).$$

Виходить, постійні величини в системі координатних осей A, B, C при переході до системи координатних осей d, q перетворюються на синусоїдально змінні струми (i_d, i_q). На рис. 2.9 зображені синусоїдально змінні та постійні величини до перетворення в системі координатних осей A, B, C та еквівалентні величини після перетворення в системі координатних осей d, q .

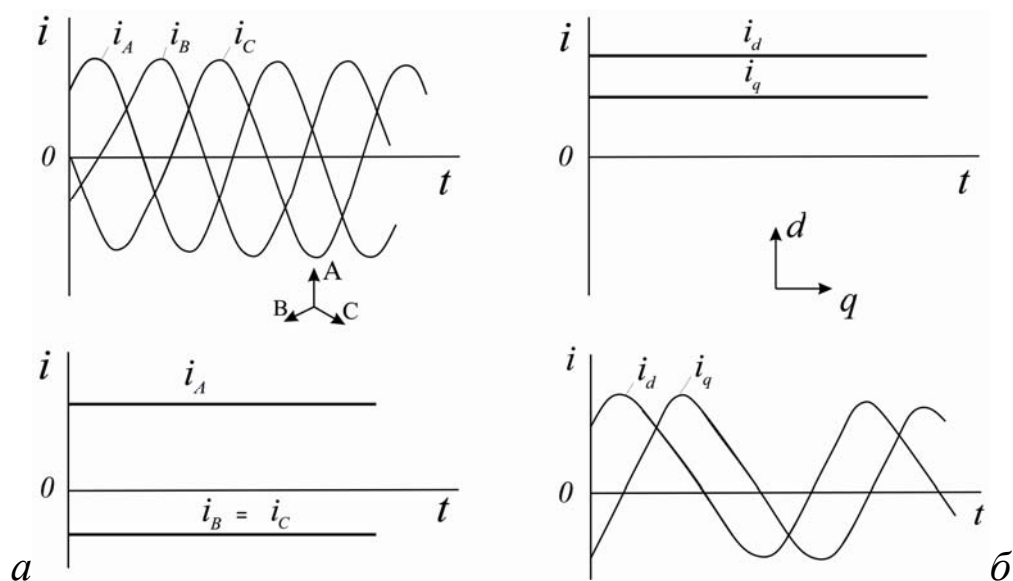


Рис. 2.9. До прикладу перетворення координат: а – первинно задані в координатах A, B, C ; б – еквівалентні в координатах d, q

2.5. Потокозчеплення та індуктивності синхронної машини

Потокозчеплення реальної синхронної машини визначаються загальною формулою за (2.2). Ці потокозчеплення подані в системі координатних осей, зв'язаних з фазними обмотками статора. Якщо в (2.2) підставити значення індуктивностей з виразів (2.5)–(2.10), потокозчеплення обмоток синхронної машини запишемо:

$$\left. \begin{aligned}
 \psi_A &= (m_0 + l_2 \cos 2\gamma)i_A + [m_0 + l_2 \cos(2\gamma - 120^\circ)]i_B + \\
 &+ [m_0 + l_2 \cos(2\gamma - 120^\circ)]i_C + M_{Afd}i_f \cos \gamma + \\
 &+ M_{Ade}i_{de} \cos \gamma + M_{Aqe}i_{qe} \sin \gamma \\
 \psi_B &= [m_0 + l_2 \cos(2\gamma - 120^\circ)]i_A + [m_0 + l_2 \cos(2\gamma + \\
 &+ 120^\circ)]i_B + [m_0 + l_2 \cos 2\gamma]i_C + M_{Afd}i_f \times \\
 &\times \cos(\gamma - 120^\circ) + M_{Ade}i_{de} \cos(\gamma - 120^\circ) + \\
 &+ M_{Aqe}i_{qe} \sin(\gamma - 120^\circ) \\
 \psi_C &= [m_0 + l_2 \cos(2\gamma + 120^\circ)]i_A + [m_0 + l_2 \cos 2\gamma]i_B + \\
 &+ [m_0 + l_2 \cos(2\gamma - 120^\circ)]i_C + M_{Afd}i_f \times \\
 &\times \cos(\gamma - 120^\circ) + M_{Ade}i_{de} \cos(\gamma + 120^\circ) + \\
 &+ M_{Aqe}i_{qe} \sin(\gamma + 120^\circ) \\
 \psi_f &= M_{Afd}[i_A \cos \gamma + i_B \cos(\gamma - 120^\circ) + \\
 &+ i_C \cos(\gamma + 120^\circ)] + L_f i_f + M_{fde}i_{de} \\
 \psi_{de} &= M_{Ade}[i_A \cos \gamma + i_B \cos(\gamma - 120^\circ) + \\
 &+ i_C \cos(\gamma + 120^\circ)] + M_{fde}i_f + L_{de}i_{de} \\
 \psi_{qe} &= M_{Aq}[i_A \sin \gamma + i_B \sin(\gamma - 120^\circ) + \\
 &+ i_C \sin(\gamma + 120^\circ)] + L_{qe}i_{qe}
 \end{aligned} \right\} \quad (2.18)$$

Вирази (2.18) для потокозчеплення обмоток машини мають індуктивності, які є функціями часу.

Визначимо потокозчеплення в системі координатних осей d , q . Тобто замість реальних фазних потокозчеплень ψ_A , ψ_B , ψ_C слід оперувати з перетвореними потокозчепленнями ψ_d , ψ_q , ψ_0 , вираженими через перетворені струми статора та обмоток ротора. Це означає також, що вирази для потокозчеплень обмоток ротора будуть мати не

реальні струми статора i_A, i_B, i_C , а перетворені i_d, i_q, i_0 . Щоб отримати ψ_0 , у виразах (2.18) для ψ_A, ψ_B, ψ_C необхідно скласти члени з однаковими струмами. При цьому нульова складова потокозчеплень обмоток

$$\psi_0 = (\psi_A + \psi_B + \psi_C) / 3 = L_0 i_0, \quad (2.19)$$

де $L_0 = l_0 + 2m_0$. Здійснивши дві інші операції над фазними потокозчепленнями з (2.18) відповідно до (2.14), (2.15) та після тригонометричних перетворень, визначимо:

$$\begin{aligned} \psi_d = 2[\psi_A \cos \gamma + \psi_B \cos(\gamma - 120^\circ) + \\ + \psi_C \cos(\gamma + 120^\circ)] / 3 = L_d i_d + M_{Afd} i_f + \\ + M_{Ade} i_{de}; \end{aligned} \quad (2.20)$$

$$\begin{aligned} \psi_q = 2[\psi_A \sin \gamma + \psi_B \sin(\gamma - 120^\circ) + \\ + \psi_C \sin(\gamma + 120^\circ)] / 3 = L_q i_q + M_{Aqe} i_{qe}, \end{aligned} \quad (2.21)$$

де L_d, L_q – індуктивності обмоток:

$$L_d = l_0 - m_0 + 3l_2 / 2; \quad L_q = l_0 - m_0 - 3l_2 / 2.$$

Увівши в (2.18) поздовжній та поперечний струми статора за (2.14) та (2.15), одержимо:

$$\psi_f = 3M_{Afd} i_d / 2 + L_f i_f + M_{fde} i_{de}; \quad (2.22)$$

$$\psi_{de} = 3M_{Ade} i_d / 2 + M_{fde} i_f + L_{de} i_{de}; \quad (2.23)$$

$$\psi_{qe} = 3M_{Aqe} i_d / 2 + L_{qe} i_q. \quad (2.24)$$

Отже, система рівнянь (2.19) – (2.24) визначає потокозчеплення обмоток синхронної машини в системі координатних осей d, q . Це потокозчеплення вже не містить змінних індуктивностей. Тому при обчисленні похідних від потокозчеплення у рівняннях перехідного процесу в машині операція диференціювання стосується лише струмів. Окрім того, потокозчеплення ψ_0 визначається тільки струмом статора i_0 і не залежить від струмів обмоток ротора, а рівняння потокозчеплення обмоток ротора не має членів зі струмом i_0 .

Лінійне перетворення системи координатних осей A, B, C на систему координатних осей d, q не потребує заміщення нерухомих фазних обмоток статора двома еквівалентними контурами зі струмами i_d та i_q , магнітні осі яких спрямовані вздовж осей d та q (рис. 2.8,б).

2.6. Перетворення диференціальних рівнянь синхронної машини

Перетворення первинних диференціальних рівнянь синхронної машини полягає в заміщенні фазних змінних їх складовими в системі координатних осей d, q . Для цього потрібно за (2.17) виразити фазні струми, напруги та потокозчеплення через нові змінні в системі координатних осей d, q . Виконаємо ці перетворення на прикладі фази A , зазначивши, що при розгляді інших фаз шлях отримання результату аналогічний:

$$i_A = i_d \cos \gamma + i_q \sin \gamma + i_0;$$

$$u_A = u_d \cos \gamma + u_q \sin \gamma + u_0;$$

$$\psi_A = \psi_d \cos \gamma + \psi_q \sin \gamma + \psi_0.$$

Підставимо значення i_A, u_A, ψ_A в перше рівняння (2.1), врахувавши при диференціюванні, що ψ_d, ψ_q та γ – функції часу t :

$$\begin{aligned} u_d \cos \gamma + u_q \sin \gamma + u_0 = & -[(d\psi_d(dt) \cos \gamma - \\ & - \psi_d(d\gamma / dt) \sin \gamma + (d\psi_q / dt) \sin \gamma + \\ & + \psi_q(d\gamma / dt) \cos \gamma + d\psi_0 / dt + \\ & + r(i_d \cos \gamma + i_q \sin \gamma + i_0)] \end{aligned}$$

або ж після перегрупування складових:

$$\begin{aligned} (u_d + d\psi_d / dt + \psi_q(d\gamma / dt) + ri_d) \cos \gamma + \\ + (u_q + d\psi_q / dt - \psi_d(d\gamma / dt) + ri_q) \sin \gamma + \\ + (u_0 + d\psi_0 / dt + ri_0) = 0. \end{aligned} \quad (2.25)$$

Рівняння (2.25) задовольняє будь-яким значенням γ . Для цього кожен з виразів у дужках повинен дорівнювати нулю. У підсумку вираз (2.25) можна подати у вигляді рівнянь:

$$\begin{aligned} -u_d &= d\psi_d / dt + \psi_q(d\gamma / dt) + ri_d; \\ -u_q &= d\psi_q / dt + \psi_d(d\gamma / dt) + ri_q; \\ -u_0 &= d\psi_0 / dt + ri_0. \end{aligned} \quad (2.26)$$

Рівняння для обмотки збудження та демпферних контурів залишаються, як і в (2.1):

$$\left. \begin{aligned} u_f &= d\psi_f / dt + r_f i_f \\ 0 &= d\psi_{de} / dt + r_{de} i_{de} \\ 0 &= d\psi_{qe} / dt + r_{qe} i_{qe} \end{aligned} \right\} . \quad (2.27)$$

Рівняння опису електромагнітного перехідного процесу синхронної машини, які вперше й окремо один від одного запропонували Р.Х. Парк та О.О. Горєв, отримали назву системи рівнянь Парка-Горєва. Якщо в рівняннях (2.26) та (2.27) всі значення виразити у відносних одиницях виміру, то індуктивності чисельно дорівнюватимуть індуктивним опорам, а потокозчеплення, що входять до цих рівнянь, виглядатимуть так:

$$\left. \begin{aligned} \psi_d &= x_d i_d + x_{afd} i_f + x_{ade} i_{de} \\ \psi_q &= x_q i_q + x_{aqe} i_{qe} \\ \psi_{de} &= x_{ade} i_d + x_f i_f + x_{fde} i_{de} \\ \psi_{qe} &= x_{ade} i_q + x_{qe} i_{qe} \end{aligned} \right\} \quad (2.28)$$

Для одночасного відображення перебігу електромагнітних і електромеханічних процесів та їхнього взаємного впливу, що має важливе значення в дослідженні стійкості роботи СЕП, при розв'язанні системи рівнянь (2.26) та (2.27) необхідно також урахувувати те з них, яке характеризує рух ротора функцією кута $\gamma = \omega t + \gamma_0$:

$$M_{mx} - M_{el} = J d\omega / dt, \quad (2.29)$$

де M_{mx} – гальмівний момент механічних сил; $M_{el} = 1,5 \rho_n - (\psi_d i_q - \psi_q i_d)$ – електромагнітний момент у системі координатних осей d, q , прикладений до ротора машини (ρ_n – число пар полюсів); J – момент інерції обертових частин.

У системі координатних осей d, q е.р.с. в статорі індукується потокозчепленнями ψ_d, ψ_q , обумовленими магнітними полями, спрямованими вздовж осей d, q . Оскільки потокозчеплення (поля) ψ_d, ψ_q і обмотка статора переміщуються відносно одне одного з частотою обертання ω , то рівняння у (2.26) містять як е.р.с. трансформації (індекс "тр"), обумовленої зміною значень відповідних потокозчеплень, так і е.р.с. обертання (індекс "об"), тобто

$$\left. \begin{aligned} u_d &= e_{dT} + e_{dOb} - r i_d \\ u_q &= e_{qT} + e_{qOb} - r i_q \end{aligned} \right\} \quad (2.30)$$

Наведений запис рівнянь (2.30) пояснюється таким чином. У перетворених координатах обмоток машини (рис. 2.8) дві обмотки ad та aq , зсунуті відносно одна одної на 90° , жорстко зв'язані між собою та мають спільну з ротором вісь обертання. Кожна з цих обмоток пронизується потоком відносно Φ_d чи Φ_q . При зміні цих потоків у перехідному процесі в обмотках наводиться е.р.с. трансформації ($e_{dT} = -d\psi_d/dt$ та $e_{qT} = -d\psi_q/dt$). Внаслідок руху обмоток віднос-

но обертових магнітних потоків у них наводяться е.р.с. обертання (в обмотці ad – е.р.с. $e_{d\text{ об}} = -\Psi_q d\gamma/dt$, а в обмотці aq – е.р.с. $e_{q\text{ об}} = +\Psi_d d\gamma/dt$).

У практиці досліджень перехідних процесів також широко використовуються рівняння для машин змінного струму в операторній формі запису ($p_t \Psi = d\Psi/dt$). Завдяки простоті запису такі рівняння дають змогу швидко вирішувати конкретні завдання, зручніші при дослідженні параметрів машини, побудові схем заміщення та застосуванні частотних методів аналізу перехідних процесів.

Контрольні запитання

1. Припущення, що використовуються при математичному опису синхронної машини.
2. Як описати перехідний процес синхронної машини системою диференціальних рівнянь у фазних координатах?
3. Визначення власних індуктивностей фазних обмоток статора синхронної машини.
4. Як установити взаємні індуктивності фазних обмоток статора та обмоток ротора синхронної машини?
5. Як виконати лінійне перетворення систем координатних осей?
6. Що являє собою узагальнений вектор трифазної системи векторів?
7. Як визначається зв'язок між складовими напруг, струмів та потокозчеплень у системах координатних осей A, B, C та d, q ?
8. Чим відрізняються потокозчеплення та індуктивності синхронної машини в системі координатних осей d, q від відповідних параметрів у системі координатних осей A, B, C ?
9. Як здійснюється лінійне перетворення первинних рівнянь напруг синхронної машини?
10. Що описує система рівнянь Парка-Горєва?

Теми рефератів

1. Вплив демпферних обмоток синхронних машин на перебіг перехідного процесу.
2. Визначення струмів перехідного процесу в обмотках статора синхронної машини за допомогою рівнянь Парка-Горєва в операторній формі.
3. Лінійне перетворення диференціальних рівнянь синхронних машин з трифазними обмотками та симетричним ротором.
4. Рівняння явнополюсної та неявнополюсної синхронної машини.
5. Рівні припущень, що допускаються при математичному моделюванні синхронних машин.

Розділ 3. МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ МАШИН ЗМІННОГО СТРУМУ

3.1. Загальні відомості

Електромагнітні перехідні процеси в машинах змінного струму характеризують зміну електромагнітних параметрів робочого режиму при заданій частоті обертання. Незважаючи на обмеженість перебігу перехідного процесу в синхронній машині (0,1...0,3 с), останній суттєво впливає на визначення розрахункових параметрів машини та її конструктивних розмірів. Розрахункові характеристики в будь-який момент перехідного процесу, включаючи і початковий момент часу, можна визначити із загальних рівнянь електромагнітного перехідного процесу синхронної машини.

Аналітичне дослідження перехідного процесу в синхронній машині пов'язане з багатьма труднощами: кілька електричних контурів на роторі з різними параметрами за поздовжньою та поперечною осями, вплив магнітної асиметрії ротора тощо. Для спрощення опису та більшої наочності показники перехідного процесу у початковий момент часу визначають на основі принципу збереження первинного потокозчеплення синхронної машини.

Наявність індуктивностей в колах машини виключає раптові зміни струму, значення якого з самого початку перехідного процесу (за першим законом комутації) залишається таким же, як і в кінці попереднього режиму. При новому режимі, проте, цей струм можна розглядати з складових і періодичної, обумовленої е.р.с., яка наводиться магнітним потоком ротора, та аперіодичної, обумовленої зміною магнітного потоку статора.

Магнітний потік, зчеплений з ротором при раптовому порушенні пер-винного режиму, зберігається незмінним і відповідна йому наведена в статорі е.р.с. також буде незмінною. Ця умова дозволяє розглядати синхронну машину в початковий момент часу перехідного процесу як трансформатор.

З появою неусталеного режиму розрізняють:

- перехідний процес при відсутності демпферних обмоток на роторі синхронної машини;
- надперехідний процес у машинах з демпферними обмотками на роторі.

Оскільки струми в демпферних обмотках затухають значно швидше, ніж в обмотках збудження, з допустимою похибкою можна вважати, що в машинах з демпферними обмотками спочатку виникає надперехідний процес.

Нижче викладено визначення е.р.с. та індуктивних опорів синхронної машини у початковий момент часу перехідного процесу (характеристики та параметри ротора зведені до статора у відносних одиницях виміру).

3.2. Перехідні е.р.с. та індуктивні опори

У режимі роботи синхронного генератора без демпферних обмоток у роторі (рис. 3.1) на неробочому ходу повний магнітний потік обмотки збудження $\dot{\Phi}_f$ складається з корисного потоку $\dot{\Phi}_{fad}$ та потоку розсіювання $\dot{\Phi}_{f\sigma}$. Корисний потік $\dot{\Phi}_{fad}$ дорівнює у свою чергу різниці: потоку у повітряному проміжку $\dot{\Phi}_{d\delta}$ та потоку поздовжньої реакції статора $\dot{\Phi}_{ad}$. При цьому результуючий магнітний потік $\dot{\Phi}_{fрез}$, зчеплений з обмоткою збудження, дорівнює сумі потоків у повітряному проміжку $\dot{\Phi}_{d\delta}$ та розсіювання $\dot{\Phi}_{f\sigma}$.

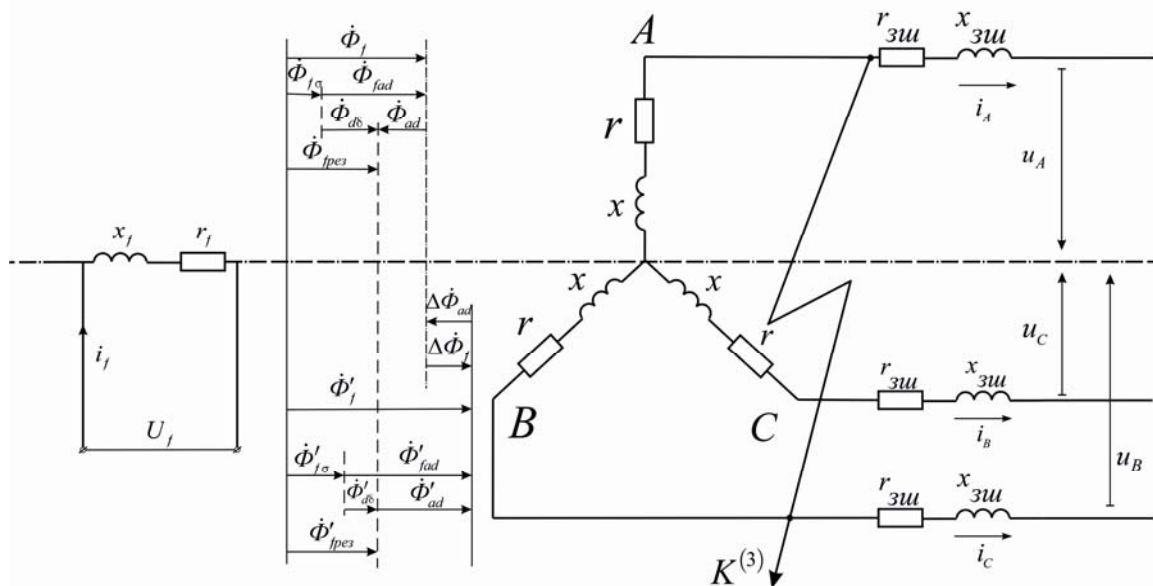


Рис. 3.1. Схема заміщення синхронної машини без демпферних обмоток із зображенням магнітних потоків у поздовжній осі

При раптовому КЗ на затискачах генератора магнітний потік реакції статора збільшується на $\Delta\dot{\Phi}_{ad}$ через зміну струму в обмотках

статора. Цей потік спрямований проти основного потоку збудження $\dot{\Phi}_f$ та на його зменшення, однак баланс магнітних потоків у початковий час не змінюється, оскільки зміна потоку на $\Delta\dot{\Phi}_{ad}$ викликає відповідну реакцію обмотки збудження $\dot{\Phi}_f$. Зростання потоку збудження від $\dot{\Phi}_f$ до $\dot{\Phi}'_f$ пропорційно збільшує потоки розсіювання від $\dot{\Phi}_{f\sigma}$ до $\dot{\Phi}'_{f\sigma}$, а $\dot{\Phi}_{d\delta}$ відповідно зменшується в повітряному проміжку до $\dot{\Phi}'_{d\delta}$.

При цьому результуючий потік $\dot{\Phi}'_{f\text{рез}}$, зчеплений з обмоткою збудження, залишається незмінним і рівним $\dot{\Phi}_{f\text{рез}}$. Незмінність результуючого потоку дає змогу характеризувати машину в початковий час перехідного процесу результуючим потокозчепленням обмотки збудження.

Ураховуючи, що результуючий потік в машині створюється спільною намагнічувальною дією струму статора I_d та струму збудження I_f , результуюче потокозчеплення буде:

$$\dot{\psi}_{f\text{рез}} = \dot{\psi}_f + \dot{\psi}_{ad}. \quad (3.1)$$

У синхронній машині без демпферних обмоток потік збудження спрямовано лише поздовжньою віссю. Тому на неробочому ходу машини частина результуючого потокозчеплення зв'язана із статором

$$\dot{\psi}'_d = (1 - \sigma_f)\dot{\psi}_{f\text{рез}}, \quad (3.2)$$

де σ_f – коефіцієнт розсіювання обмотки збудження (відношення потоку розсіювання $\dot{\Phi}_{f\sigma}$ до потоку збудження $\dot{\Phi}_f$); при переході від цих потоків до відповідних опорів

$$\sigma_f = x_{f\sigma} / x_f = x_{f\sigma} / (x_{f\sigma} + x_{ad}). \quad (3.3)$$

З урахуванням (3.3) та зміни потокозчеплень $\dot{\psi}_f$ і $\dot{\psi}_{ad}$ через відповідні струми та опори маємо:

$$\begin{aligned} \psi'_d &= (1 - \sigma_f)(\psi_f + \psi_{ad}) = \\ &= [1 - x_{f\sigma} / (x_{f\sigma} + x_{ad})][I_f(x_{f\sigma} + x_{ad}) + I_d x_{ad}]. \end{aligned}$$

Після перетворень

$$\psi'_d = I_f x_{ad} + I_d x_{ad}^2 / (x_{f\sigma} + x_{ad}). \quad (3.4)$$

Потокозчепленню ψ'_d відповідає е.р.с.

$$E'_q = E_q - I_d x_{ad}^2 / (x_{f\sigma} + x_{ad}), \quad (3.5)$$

яка в початковий момент часу перехідного процесу зберігає попереднє значення.

Підставивши у вираз (3.5) значення синхронної е.р.с.

$$E_q = U_q + I_d x_d, \quad (3.6)$$

матимемо

$$E'_q = U_q + I_d [x_d - x_{ad}^2 / (x_{f\sigma} + x_{ad})] = U_q + I_d x'_d, \quad (3.7)$$

де

$$x'_d = x_d - x_{ad}^2 / (x_{f\sigma} + x_{ad}). \quad (3.8)$$

Е.р.с. E'_q називають поздовжньою складовою перехідної е.р.с., а опір x'_d – перехідним індуктивним опором у поздовжній осі.

З (3.8) витікає, що перехідний опір x'_d менший синхронного x_d :

$$x_d - x'_d = x_{ad}^2 / (x_{f\sigma} + x_{ad}).$$

У перехідному процесі е.р.с. E'_q зберігається незмінною. Її можна визначити з виразу (3.7), якщо врахувати значення напруги U_q та струму I_d усталеного режиму, який існував до початку перехідного процесу.

Таким чином, перехідна е.р.с. E'_q , залишаючись незмінною в початковий момент часу раптового порушення режиму, дає можливість зв'язати попередній режим з новим і в цьому – її практичне використання. Саме визначення "перехідна" означає, що е.р.с. та перехідний опір x'_d дозволяють оцінити раптовий перехід від одного режиму до іншого. Оскільки перехідна е.р.с. раптово не змінюється, її можна віднести не лише до моменту порушення режиму, а й до будь-якого часу перебігу перехідного процесу.

Значення перехідних величин E'_q та x'_d можна також визначити із схеми заміщення машини. Схема еквівалентного контуру статора ad зі струмом I_d може розглядатися як двообмотковий трансформатор. На рис. 3.2,а наведена принципова схема машини з магнітним зв'язком між статором та обмоткою збудження, в коло якої введено е.р.с. E_{fq} відповідно до результуючого потокозчеплення $\psi_{f\text{рез}}$. Параметри x'_d та x_d являють собою перехідний і синхронний опори первинної обмотки, визначені при короткозамкненій та розімкненій обмотках збудження машини відповідно. Опори x'_d і x_d аналогічні індуктивним опорам трансформатора при короткому замиканні та неробочому ходу. Схему заміщення двообмоткового трансформатора

зображено на рис. 3.2,б. Після заміни кіл з опорами $x_{f\sigma}$ та x_{ad} одним еквівалентним колом з паралельним вмиканням цих опорів отримаємо схему заміщення машини з показниками E'_q та x'_d (рис. 3.2,в):

$$E'_q = E_{fq} x_{ad} / (x_{f\sigma} + x_{ad}); \quad (3.9)$$

$$x'_d = x_{\sigma} + x_{f\sigma} x_{ad} / (x_{f\sigma} + x_{ad}). \quad (3.10)$$

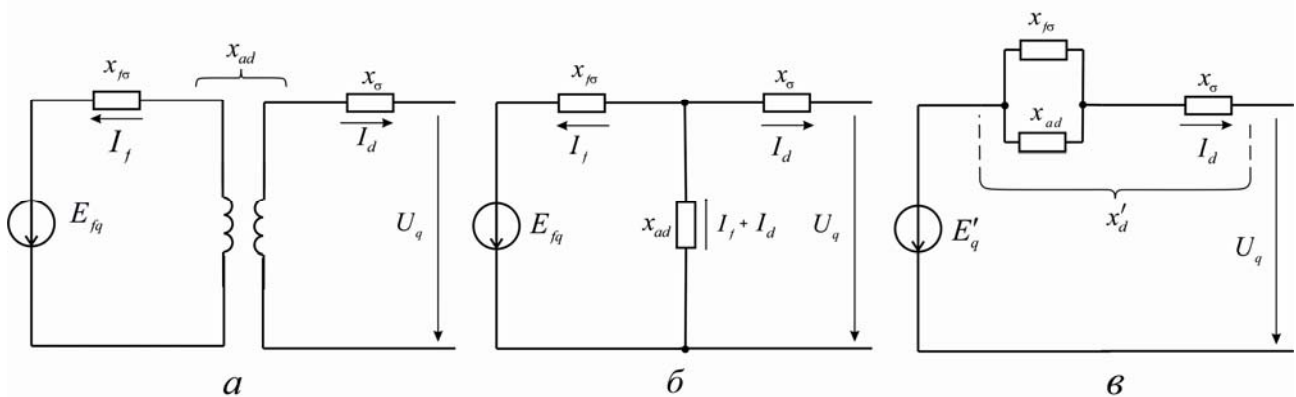


Рис. 3.2. До визначення перехідного індуктивного опору синхронної машини в поздовжній осі: *а* – принципова схема машини з магнітним зв’язком між статором та обмоткою збудження; *б* – схема заміщення машини як двообмотковий трансформатор; *в* – перетворена схема заміщення

Підставивши у вираз (3.8) $x_d = x_{\sigma} + x_{ad}$, констатуємо

$$x'_d = x_d - x_{ad}^2 / (x_{f\sigma} + x_{ad}) = x_{\sigma} + x_{f\sigma} x_{ad} / (x_{f\sigma} + x_{ad}).$$

Ураховуючи, що в поздовжній осі ротора закорочені контури (машина без демпферних обмоток) відсутні, складова перехідної е.р.с. $E'_d = 0$, а перехідні опори $x'_q = x_q$. У цьому разі періодична складова струму в початковий момент часу перехідного процесу є поздовжньою складовою і зветься початковим значенням перехідного струму

$$I'_d = E'_q / x'_d \quad (3.11)$$

або

$$I'_d = E'_q / (x'_d + x'_{3ш}), \quad (3.12)$$

якщо КЗ відбувається за зовнішнім індуктивним опором $x_{3ш}$ кола генератора.

Параметри режиму, які характеризують перехідний процес, можна зобразити на векторній діаграмі. На рис. 3.3,а видно, як визначається перехідна е.р.с. \dot{E}_q на основі даних початкового усталеного режиму. Для цього від кінця вектора напруги \dot{U}_q (точка A) прокладають вектори спаду напруги $j\dot{I}_d x'_d$ та $j\dot{I}_q x'_q$ і отримують точку B . Опускаючи перпендикуляр з точки B до поздовжньої осі, отримують точку C . Відрізок OC на цій осі відповідає \dot{E}'_q , що випливає з рівняння (3.7). Трикутник BCD – прямокутник, при цьому точка C міститься на колі з діаметром

$$BD = I(x'_q - x'_d). \quad (3.13)$$

При раптовому КЗ на затискачах генератора струм збільшується від I до I' , напруга дорівнює \dot{U} , а кут між ними – φ' . Перехідна е.р.с. залишається незмінною. За цих умов векторну діаграму, що характеризує перехідний процес (рис. 3.3,б), можна побудувати за відомими відрізками $A'B'$ та $B'D'$, пропорційними струму, а також відомим кутом $90^\circ - \varphi'$. Відрізок $B'D'$ – діаметр кола, на якому кінець вектора \dot{E}_q . Для визначення початку координат діаграми O' від точки D' проводиться пряма до перетину з лінією, яка за напрямком збігається з \dot{U}' . Відрізок $O'C'$ розташований між початком координат та півколом, являє собою \dot{E}'_q . Початок координат O' можна визначити також з допомогою дуги, описаної з точки D' .

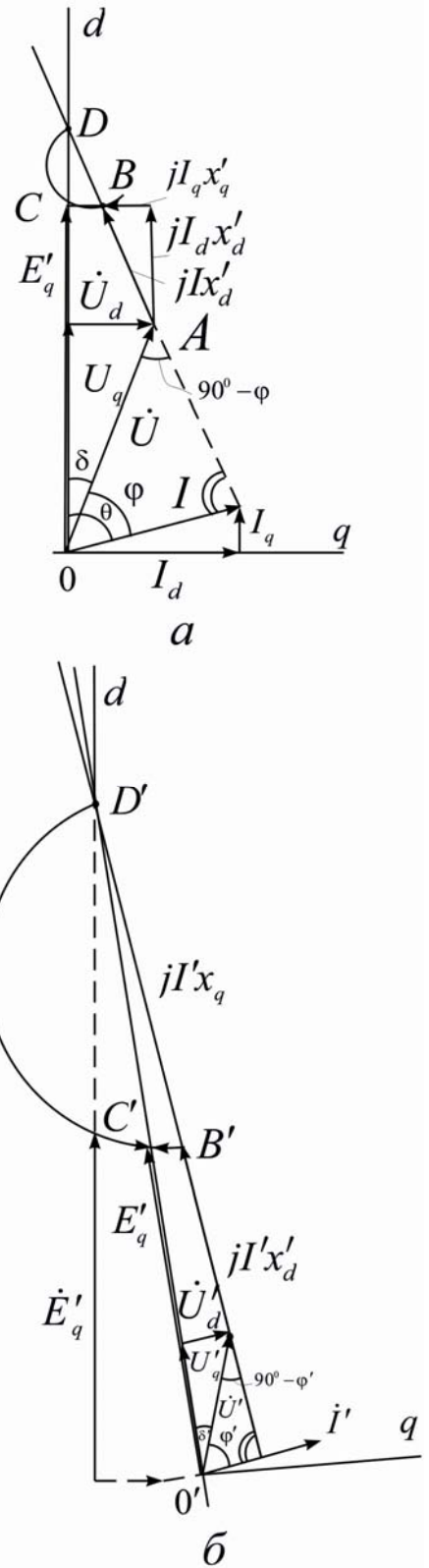


Рис. 3.3. Векторні діаграми визначення е.р.с. синхронної машини початкового усталеного (а) та перехідного (б) режимів

У синхронній машині без демпферних обмоток перехідний процес виникає звичайно в перший момент часу після раптової зміни навантаження. Потім змінювання струмів та напруг стає згасаючим в цьому режимі до усталених значень. Однак, на практиці трапляються багато випадків, коли режим синхронної машини можна приблизно вважати перехідним за весь час її експлуатації. Серед таких режимів – робота синхронних генераторів, від яких живляться електродугові печі в металургії з різкими коливаннями навантаження протягом періоду плавки металу, багатомашинні агрегати з раптовими змінами навантаження та ін. За таких експлуатаційних режимів період часу зміни навантаження менший постійної часу затухання аперіодичних складових струму в обмотці ротора

$$T_d' = T_d x_d' / x_d, \quad (3.14)$$

де T_d – постійна часу обмотки збудження при розімкненій обмотці статора.

Приклад 3.1. На затискачах генератора з номінальними значеннями струму, напруги та $\cos \varphi_n = 0,85$ виникло раптове КЗ. Визначити початкові значення перехідного струму та напруги генератора, а також наведеного струму в обмотці збудження при $x_\sigma = 0,12$; $x_d' = 0,25$; $x_d = 1$; $x_q = 0,6$.

Розв'язання. Номінальні параметри візьмемо за базові й виконаємо розрахунок у відносних одиницях виміру. Значення зовнішнього активного та індуктивного опорів складають:

$$z_{зи} = U_n / I_n = 1;$$

$$r_{зи} = z_{зи} \cos \varphi = 1 \cdot 0,85 = 0,85;$$

$$x = z_{зи} \sin \varphi = 1 \cdot 0,53 = 0,53;$$

$$\varphi = \arccos 0,85 = 32^\circ.$$

Знаходимо кут між струмом I та напругою U_q (рис. 3.3)

$$\theta = \arctg [(x_q + x_{зи}) / r_{зи}] = \arctg [(0,6 + 0,53) / 0,85] = 53^\circ$$

і кут

$$\delta = \theta - \varphi = 53 - 32 = 21^\circ.$$

При цьому

$$I_d = I \sin \theta = 1 \cdot \sin 53^\circ = 0,8;$$

$$I_q = I \cos \theta = 1 \cdot \cos 53^\circ = 0,6;$$

$$U_d = U \sin \delta = 1 \cdot \sin 21^\circ = 0,36;$$

$$U_q = U \cos \delta = 1 \cdot \cos 21^\circ = 0,93.$$

За знайденими значеннями складових струму та напруги визначаємо е.р.с.:

$$E'_q = U_q + I_d x'_d = 0,93 + 0,8 \cdot 0,25 = 1,13;$$

$$E_q = U_q + I_d x_d = 0,93 + 0,8 \cdot 1 = 1,73.$$

У відносних одиницях виміру

$$I_f = E_q = 1,73.$$

Схему заміщення генератора подано на рис. 3.4, де:

$$x_{ad} = x_d - x_\sigma = 1 - 0,12 = 0,88;$$

$$x_f = x_{ad}^2 / (x_d - x'_d) = 0,88^2 / (1 - 0,25) = 1,03;$$

$$x_{f\sigma} = x_f - x_{ad} = 1,03 - 0,88 = 0,15.$$

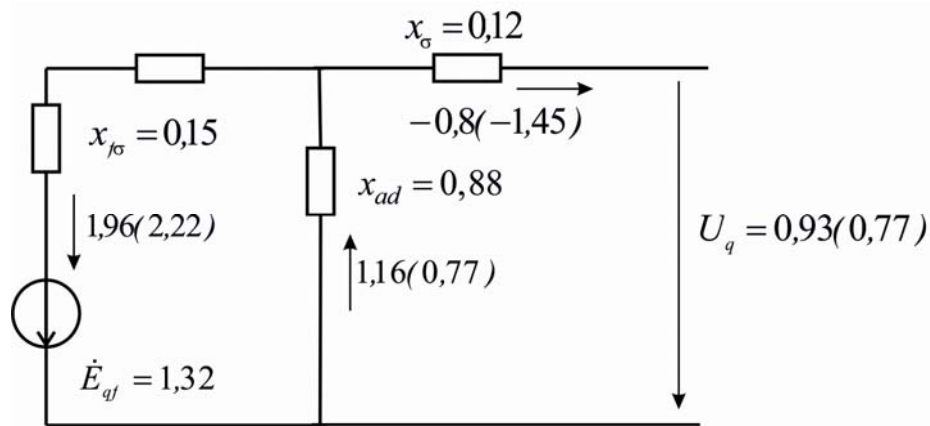


Рис. 3.4. (до прикладу 3.1). Схема заміщення генератора в поздовжній осі ротора

Струм збудження, зведений до статора,

$$\hat{I}_f = I_f / x_{ad} = 1,73 / 0,88 = 1,96.$$

Е.р.с., яка відповідає результуючому потокозчепленню обмотки збудження та зведена до статора,

$$\hat{E}_{qf} = I_f x_f - I_d x_{ad} = 1,96 \cdot 1,03 - 0,8 \cdot 0,88 = 1,32.$$

Визначаємо характеристики генератора в початковий момент часу переходного процесу:

$$I'd = E'_q / (x'_d + x_{зш}) = 1,13 / (0,25 + 0,53) = 1,45;$$

$$U'q = I'd x_{зш} = 1,45 \cdot 0,53 = 0,77;$$

$$I'f = U'q + I'd x_d = 0,77 + 1,45 \cdot 1 = 2,22.$$

Початкове значення наведеного струму в обмотці збудження

$$\Delta I_f = I'_f - I_f = 2,22 - 1,73 = 0,59$$

з його зведеним до статора значенням

$$\Delta \hat{I}_f = \Delta I_f / x_{ad} = 0,59/0,88 = 0,67.$$

Початкове значення струму, зведеного до статора,

$$\hat{I}_f = \hat{I}_f + \Delta \hat{I}_f = 1,96 + 0,67 = 2,63.$$

Струми попереднього та початкового моментів часу перехідних режимів (у дужках) наведені на схемі заміщення (рис. 3.4).

3.3. Надперехідні е.р.с. та індуктивні опори

У синхронній машині з демпферними обмотками значення е.р.с. та індуктивного опору в початковий момент часу перехідного процесу залежать також від струмів у цих обмотках. Синхронна машина має на роторі, окрім обмотки збудження, по одній демпферній обмотці в його поздовжній та поперечній осях. Обмотка статора та обидві обмотки ротора в поздовжній осі зв'язані між собою загальним потоком взаємоіндукції $\dot{\Phi}_{ad}$, якому відповідає реактивний опір поздовжньої реакції x_{ad} .

Раптове прирощення потоку $\Delta \dot{\Phi}_{ad}$ в такій машині викликає внаслідок реакції ротора прирощення потоку збудження $\Delta \dot{\Phi}_f$ та $\Delta \dot{\Phi}_{1d}$. До того ж баланс результуючих потокозчеплень повинен зберігатися незмінним і відповідати рівнянням:

для обмотки збудження

$$\Delta \hat{I}_f (x_{f\sigma} + x_{ad}) + \Delta \hat{I}_{1d} x_{ad} + \Delta \hat{I}_{1d} x_{ad} = 0; \quad (3.15)$$

для поздовжньої демпферної обмотки

$$\Delta \hat{I}_{1d} (x_{1d\sigma} + x_{ad}) + \Delta \hat{I}_{1d} x_{ad} + \Delta \hat{I}_d x_{ad} = 0, \quad (3.16)$$

де $\Delta \hat{I}_{1d}$ та $x_{1d\sigma}$ – початкове значення струму, наведеного в поздовжній демпферній обмотці, та її реактивний опір.

З виразів (3.15) і (3.16) як наслідок рівність потокозчеплень розсіювання обмотки збудження та поздовжньої демпферної обмотки:

$$\Delta \hat{I}_f x_{f\sigma} = \Delta \hat{I}_{1d} x_{1d\sigma}. \quad (3.17)$$

Чим менший опір розсіювання обмотки, тим більший наведений в ній струм і відповідно більша роль цієї обмотки у створенні відповідної реакції ротора.

Якщо спільну реакцію обмотки збудження та демпферної поздовжньої обмотки (кількох демпферних обмоток) у початковий момент часу перехідного процесу замінити такою ж реакцією від сумарного струму

$$\Delta \widehat{I}_{de} = \Delta \widehat{I}_f + \Delta \widehat{I}_{1d}$$

в одній еквівалентній обмотці поздовжньої осі ротора з реактивним опором розсіювання $x_{\sigma de}$, то рівняння балансу поточкозчеплення можна подати у такому вигляді:

$$\Delta \widehat{I}(x_{\sigma de} + x_{ad}) = (\Delta \widehat{I}_f + \Delta \widehat{I}_{1d})(x_{\sigma de} + x_{ad}) = -I_d x_{ad}. \quad (3.18)$$

Сумісний розв'язок рівнянь (3.15), (3.17) та (3.18) дає змогу визначити еквівалентне реактивне розсіювання

$$x_{\sigma de} = x_{f\sigma} x_{1d\sigma} / (x_{f\sigma} + x_{1d\sigma}) \quad (3.19)$$

як опір двох паралельних віток з $x_{f\sigma}$ та $x_{1d\sigma}$. При цьому реактивний опір машини в поздовжній осі ротора та її аналог з машиною без демпферних обмоток

$$x''_d = x_d - x_{ad}^2 / (x_{\sigma de} + x_{ad}) = x_\sigma + x_{\sigma de} x_{ad} / (x_{\sigma de} + x_{ad}). \quad (3.20)$$

Загалом під еквівалентним опором кількох демпферних контурів поздовжньою віссю $x_{\sigma de}$ розуміють сумарний опір паралельних віток цих контурів та обмотки збудження.

Опір x''_d зветься надперехідним реактивним опором в поздовжній осі синхронної машини. У поперечній же осі ротора, де розташована лише одна демпферна обмотка, її індуктивний опір зветься надперехідним реактивним опором в поперечній осі

$$x''_q = x_q - x_{aq}^2 / (x_{1q\sigma} + x_{aq}) = x_\sigma + x_{1q\sigma} x_{aq} / (x_{1q\sigma} + x_{aq}). \quad (3.21)$$

При наявності в поздовжній осі ротора кількох демпферних обмоток в (3.21) необхідно замість $x_{1q\sigma}$ підставити еквівалентний опір цих обмоток $x_{\sigma de}$.

Електрорушійні сили E''_q та E''_d у початковий момент часу перехідного процесу зводяться відповідно поздовжньою та поперечною складовими надперехідної е.р.с. Ці е.р.с. на початку зміни режиму зберігають свої значення і визначаються:

$$E''_q = U_q + I_d x''_d; \quad (3.22)$$

$$E''_d = U_d + I_q x''_q, \quad (3.23)$$

де U_d, U_q, I_d, I_q – складові напруг та струмів до порушення нормального режиму роботи синхронної машини.

Таким чином, синхронну машину з демпферними обмотками в початковий момент часу перехідного процесу характеризують складові надперехідної е.р.с. E''_d, E''_q та надперехідні опори x''_d, x''_q . При-

ставкою "над" у назві "надперехідні" підкреслюють вплив на перехідний процес демпферних обмоток машини.

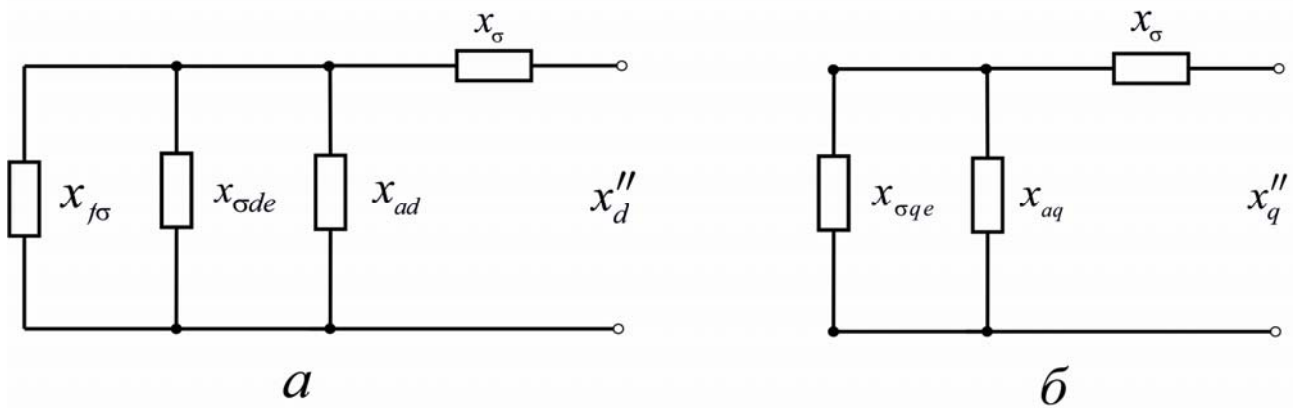


Рис. 3.5. Схеми заміщення для визначення опорів у поздовжній (а) та поперечній (б) осях

Опори x''_d та x''_q звично визначати зі схем заміщення машини (рис. 3.5). Опори $(x_f - x_{fde})$ і $(x_{de} - x_{fde})$ є опорами розсіювання обмоток у поздовжній осі ротора (рис. 3.5,а). Оскільки опір $(x_{fde} - x_{ad})$ малий, його не враховують і користуються спрощеною системою заміщення (рис. 3.5,а), де $x_{f\sigma} = x_f - x_{ad}$ та $x_{\sigma de} \approx x_{de} - x_{ad}$ являють собою опори розсіювання обмоток ротора, а $x_{\sigma} = x_d - x_{ad}$ – статора. Схема заміщення опору x''_q в поперечній осі на рис. 3.5,б, де $x_{\sigma de} = x_{de} - x_{aq}$ становить еквівалентний опір розсіювання поперечного демпферного контуру.

Складові надперехідної е.р.с. E''_d та E''_q можна визначити з векторної діаграми до усталеного режиму (рис. 3.6,а). Під час надперехідного процесу вони зберігаються постійними. Від початку координат на діаграмі відкладають вектори напруги \dot{U} та струму \dot{I} з кутом φ між ними. Від кінця вектора напруги \dot{U} (точка А) відкладають вектори спаду напруги $j\dot{I}x''_d$ та $j\dot{I}x''_q$ (точки В і D). З точки В опускають перпендикуляр до поперечної осі. Отриманий відрізок OC дорівнює складовій е.р.с. E''_q . Перпендикуляр з точки D на відрізок BC відсікає в точці E відрізок, який дорівнює складовій е.р.с. E''_d . Вектор \overline{OE} дорівнює надперехідній е.р.с. E'' .

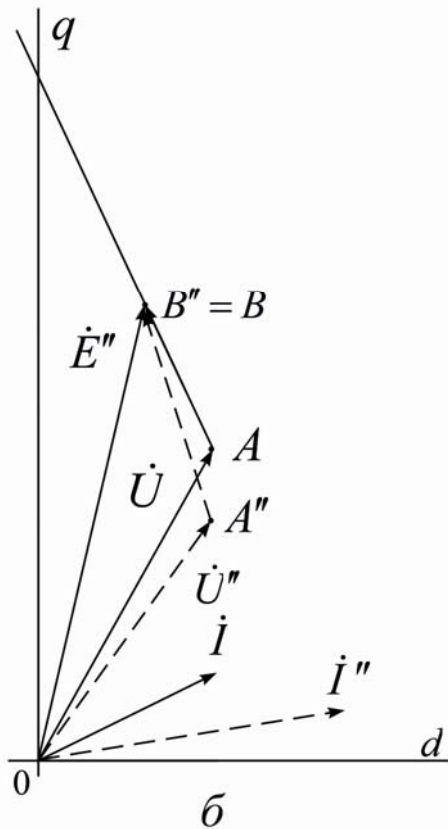
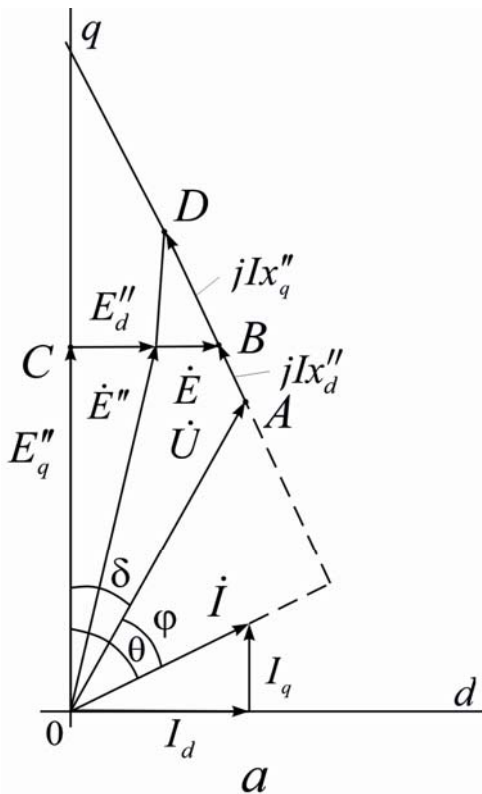


Рис. 3.6. Векторні діаграми синхронної машини: *a* – початкового усталеного режиму; *б* – надперехідного режиму

Надперехідний процес після раптової зміни навантаження досліджується за допомогою векторної діаграми аналогічно тому, як на діаграмі рис. 3.3,б для перехідного процесу, однак (як правило) $x''_q = x''_d$. При цьому напівколо DB настільки мале, що точки D, B, E практично збігаються.

Визнаючи відрізок OE рівним E'' , можна побудувати спрощену векторну діаграму (рис. 3.6,б), придатну для практичних розрахунків надперехідного процесу.

При суто індуктивному опорі кола статора поздовжня та поперечна складові надперехідного струму (початковий момент часу перехідного процесу) визначаються виразами:

$$I''_d = E''_q / (x''_d + x_{3ш}); \quad (3.24)$$

$$I''_q = E''_d / (x''_q + x_{3ш}). \quad (3.25)$$

Повний надперехідний струм

$$I'' = \sqrt{(I''_d)^2 + (I''_q)^2}. \quad (3.26)$$

Кут між надперехідними величинами E'' та I'' в загальних випадках не дорівнює 90° , оскільки навіть з суто індуктивним опором кола $x''_q \neq x''_d$.

Приклад 3.2. Синхронний генератор типу СВ-1130/40-48 з демпферними обмотками працює при номінальних значеннях струму, напруги, $\cos \varphi = 0,85$. Індуктивні опори генератора (відн. од.): $x_\sigma = 0,12$; $x''_d = 0,21$; $x'_d = 0,26$; $x_d = 0,91$; $x''_q = 0,23$; $x_q = 0,59$. Визначити початкові значення струму і напруг генератора, а також вільних струмів, наведених в обмотках ротора, при раптовому скиданні активного навантаження в результаті закорочення активного опору зовнішнього кола генератора.

Розв'язання. Розрахунок здійснюємо у відносних одиницях виміру (індекс під час запису випущено). Базисні величини – номінальні параметри режиму генератора.

У заданих умовах складові зовнішнього опору:

$$z_{zu} = U_n / I_n = 1;$$

$$r_{zu} = z_{zu} \cos \varphi = 1 \cdot 0,85 = 0,85;$$

$$x_{zu} = z_{zu} \sin \varphi = 1 \cdot 0,53 = 0,53.$$

$$\text{Кут } \varphi = \arccos 0,85 = 32^\circ.$$

Кут між I та U_q (рис. 3.7,а):

$$\theta = \arctg \left[(x_q + x_{zu}) / r_{zu} \right] = \arctg \left[(0,59 + 0,53) / 0,85 \right] = 53^\circ.$$

$$\text{Кут } \delta = \theta - \varphi = 53 - 32 = 21^\circ.$$

Значення складових струму та напруги генератора в номінальному режимі:

$$I_d = I \sin \theta = 1 \cdot 0,8 = 0,8;$$

$$U_d = U \sin \delta = 1 \cdot 0,36 = 0,36;$$

$$I_q = I \cos \theta = 1 \cdot 0,6 = 0,6;$$

$$U_q = U \cos \delta = 1 \cdot 0,93 = 0,93.$$

Після отримання значень струму та напруги визначаємо е.р.с.:

$$E''_d = U_d - I_q x''_q = 0,36 - 0,6 \cdot 0,23 = 0,22;$$

$$E''_q = U_q - I_d x''_d = 0,93 - 0,8 \cdot 0,21 = 1,1;$$

$$E'_q = U_q - I_{qd} x'_d = 0,93 - 0,8 \cdot 0,26 = 1,14;$$

$$E_q = U_q - I_d x_d = 0,93 - 0,8 \cdot 0,91 = 0,66.$$

У відносних одиницях виміру струм збудження

$$I_f = E_q = 1,66.$$

Надперехідний струм та його складові:

$$I''_d = E''_q / (x''_d + x_{zu}) = 1,1 / (0,21 + 0,53) = 1,5;$$

$$I''_q = E''_d / (x''_d + x_{zu}) = 0,22 / (0,23 + 0,53) = 0,29;$$

$$I'' = \sqrt{(I''_d)^2 + (I''_q)^2} = \sqrt{1,5^2 + 0,29^2} = 1,53.$$

Напруга генератора у надперехідному режимі

$$U'' = I'' z_{zu} = 1,53 \cdot 1,0 = 1,53.$$

Визначаємо індуктивні опори генератора:

$$x_{ad} = x_d - x_\sigma = 0,91 - 0,12 = 0,79;$$

$$x_{aq} = x_q - x_\sigma = 0,59 - 0,12 = 0,47;$$

$$x_f = x_{ad}^2 / (x_d - x'_d) = 0,79^2 / (0,91 - 0,26) = 0,96;$$

$$x_{fd} = x_f - x_{ad} = 0,96 - 0,79 = 0,17.$$

Індуктивний опір розсіювання поздовжньої демпферної обмотки визначаємо з рівняння (3.20), яке (з однією демпферною обмоткою) можна подати у такому вигляді:

$$x_d'' = x_\sigma + x_{ad}x_{f\sigma}x_{1d\sigma} / (x_{ad}x_{f\sigma} + x_{ad}x_{1d\sigma} + x_{f\sigma}x_{1d\sigma})$$

або

$$0,21 = 0,12 + 0,79 \cdot 0,17x_{1d\sigma} / (0,79 \cdot 0,17 + 0,79x_{1d\sigma} + 0,17x_{1d\sigma}),$$

звідки $x_{1d\sigma} = 0,25$.

Аналогічно визначається індуктивний опір розсіювання поздовжньої демпферної обмотки з (3.21):

$$x_q'' = x_\sigma + x_{aq}x_{1q\sigma} / (x_{aq} + x_{1q\sigma});$$

$$0,23 = 0,12 + 0,47x_{1q\sigma} / (0,47 + x_{1q\sigma}),$$

звідки $x_{1q\sigma} = 0,14$.

Значення е.р.с., наведеної в статорі потоком $\dot{\Phi}_{d\delta}$, яка дорівнює е.р.с., відповідної результуючому поточкозчепленню поздовжньої демпферної обмотки попереднього режиму, буде:

$$E_{q\delta} = E_{q1d} = U_q + I_d x_\sigma = 0,93 + 0,8 \cdot 0,12 = 1,03.$$

У поперечній осі:

$$E_{d\delta} = E_{d1q} = U_d - I_q x_\sigma = 0,36 + 0,6 \cdot 0,12 = 0,29.$$

Прирошення значень струму в початковий момент часу перехідного процесу:

$$\Delta \hat{I}_q = -I_d'' - I_d = -1,5 - (-0,8) = -0,7;$$

$$\Delta \hat{I}_q = -I_q'' - I_q = -0,29 - 0,6 = -0,89.$$

Початкові значення зведених до статора вільних струмів у колах ротора:

$$\Delta \hat{I}_f = -\Delta \hat{I}_d (x_d'' - x_\sigma) / x_{f\sigma} = 0,7(0,21 - 0,12) / 0,17 = 0,37;$$

$$\Delta \hat{I}_{1d} = -\Delta \hat{I}_d (x_d'' - x_\sigma) / x_{1d\sigma} = 0,7(0,21 - 0,12) / 0,25 = 0,25;$$

$$\Delta \hat{I}_{1q} = -\Delta \hat{I}_{1q} (x_q'' - x_\sigma) / x_{1q\sigma} = 0,82(0,23 - 0,12) / 0,14 = 0,64.$$

У демпферних обмотках до початку перехідного процесу струми відсутні. Тому в початковий момент часу перехідного процесу ці струми дорівнюють початковим вільним струмам:

$$\hat{I}_{1d} = \Delta \hat{I}_{1d}; \quad \hat{I}_{1q} = \Delta \hat{I}_{1q};$$

Зведений до статора струм збудження в номінальному режимі

$$\hat{I}_f = I_f / x_{ad} \quad f/ = 1,66 / 0,79 = 2,1.$$

Струм в обмотці збудження з урахуванням початкового значення вільного струму при наявності в машині поздовжньої демпферної обмотки

$$\hat{I}'_f = \hat{I}_f + \Delta \hat{I}_f = 2,1 + 0,37 = 2,47.$$

Електрорушійна сила

$$E_{qf} = \hat{I}'_f x_f - I_d x_{ad} = 2,1 \cdot 0,96 - 0,8 \cdot 0,79 = 1,38.$$

Схему заміщення синхронного генератора із зазначеними показниками наведено на рис. 3.7, де початкові значення величин для даного процесу – в дужках.

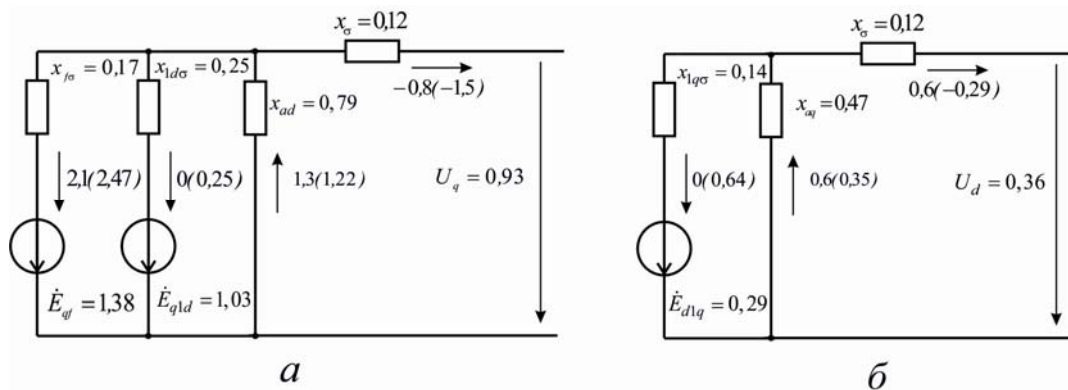


Рис. 3.7 (до прикладу 3.2). Схеми заміщення синхронного генератора у поздовжній (а) та поперечній (б) осях

3.4. Електрорушійна сила та індуктивні опори двигунів

Перехідний процес в двигунах проходить так само, як і в синхронних генераторах. У початковий момент часу при КЗ суттєвий вплив на хід процесу мають лише потужні двигуни. Двигуни ж невеликої потужності та інші електроприймачі (освітлювальне навантаження, нагрівальні установки) називають *узагальненим навантаженням*, яке враховують у вигляді типового складу споживачів промислового району з існуючою схемою електропостачання, увімкненою до великих вузлів СЕП.

На відміну від синхронних генераторів в асинхронних двигунах у початковий момент часу перехідного процесу – інші значення надперехідних е.р.с. та індуктивних опорів. У перезбуджених синхронних двигунах та компенсаторах надперехідна е.р.с. звичайно вища підведеної напруги. Тому при будь-якому різкому її зниженні реактивний струм, генерований двигуном, зростає. У недозбуджених синхронних двигунах надперехідна е.р.с. нижча підведеної напруги, в результаті чого реактивний струм споживається з мережі. За умови рівності е.р.с. та напруги двигуна ($E''_q = U$), реактивний струм у початковий момент часу перехідного процесу відсутній.

Асинхронні двигуни в початковий момент часу перехідного процесу можна розглядати як недозбуджені синхронні двигуни; в нормальному режимі асинхронні двигуни працюють з невеликим ковзанням (2...5 %).

Для асинхронного двигуна, як і для синхронного, надперехідні е.р.с. та індуктивні опори в початковий момент часу раптового пору-

шення режиму можна визначити, базуючись на незмінності потокозчеплення з обмотками ротора. З огляду на повну симетрію ротора, однак, для асинхронних двигунів немає необхідності розглядати е.р.с. та реактивні опори в поздовжній та поперечній осях. Надперехідний реактивний опір двигуна знаходять за допомогою схеми заміщення, аналогічної рис. 3.5,а. Цей опір являє собою індуктивний опір короткого замикання у загальмованому двигуні ($s = 100\%$). Практично відносне значення надперехідного опору асинхронного двигуна визначають за його пусковим струмом $I_{\text{пуск}}$:

$$x''_{\text{АД}} = U_n^2 \cos \varphi_n \eta / (I_{\text{пуск}} P_n). \quad (3.27)$$

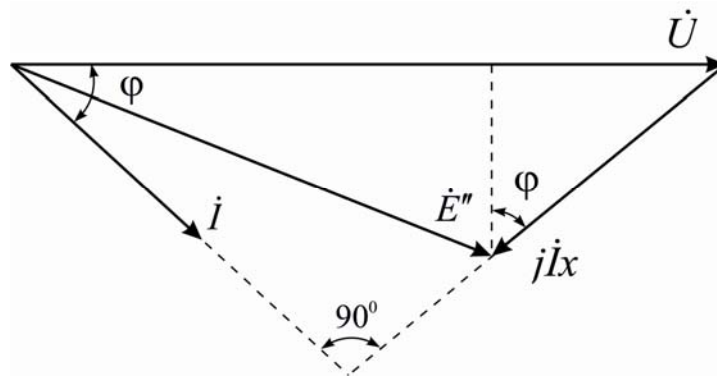


Рис.3.8. Векторна діаграма асинхронного двигуна

Надперехідна е.р.с. асинхронного двигуна встановлюється з векторної діаграми, побудованої для попереднього режиму (рис. 3.8):

$$E''_{\phi} = \sqrt{(U_{\phi 0} - I_0 x''_{\text{АД}} \sin \varphi_0)^2 + (I_0 x''_{\text{АД}} \cos \varphi_0)^2}, \quad (3.28)$$

де $U_{\phi 0}$, I_0 , φ_0 – попередні значення напруги, струму та кута зсуву між ними.

Розглядаючи е.р.с. E''_{ϕ} як проекцію вектора цієї е.р.с. на вектор U , приблизно матимемо

$$E''_{\phi} \approx U_{\phi 0} - I_0 x''_{\text{АД}} \sin \varphi_0. \quad (3.29)$$

Вплив узагальненого навантаження в початковий момент часу перехідного процесу залежить від залишкової напруги в місці її ввімкнення та віддаленості від точки КЗ. При $E''_n > U$ навантаження – додаткове джерело живлення місця КЗ. Чим ближче навантаження розміщується до точки КЗ, тим більший його вплив на живлення місця пошкодження. Тому в практичних розрахунках надперехідного струму в точці КЗ та найближчих до неї колах ураховують лише ті

навантаження та окремі двигуни, які безпосередньо зв'язані з точкою КЗ або розміщені на невеликій відстані від місця пошкодження.

Контрольні запитання

1. Відмінність між перехідними та надперехідними процесами в машинах змінного струму.
2. Перехідний процес при КЗ на затискачах синхронної машини без демпферних обмоток.
3. Визначити перехідні е.р.с. та індуктивні опори синхронної машини.
4. Зобразити напруги та струми, що характеризують перехідний процес на векторній діаграмі.
5. Визначити надперехідні е.р.с. та індуктивні опори синхронної машини.
6. Установити перехідні та надперехідні опори за допомогою схем заміщення синхронної машини.
7. Установити надперехідні складові е.р.с. E''_d та E''_q з векторної діаграми синхронної машини.
8. Надперехідні е.р.с. та індуктивні опори синхронних та асинхронних двигунів.
9. Узагальнене навантаження і його вплив на перехідний процес.
10. Як визначаються е.р.с. і опір двигунів та узагальнене навантаження в початковий момент часу перехідного процесу?

Теми рефератів

1. Визначення параметрів синхронних машин у початковий момент часу перехідного процесу.
2. Вплив двигунів та узагальненого навантаження на перехідний процес при КЗ у початковий момент часу.
3. Перехідні процеси в системі електропостачання при замиканні на затискачах синхронної машини з демпферними обмотками та без них.
4. Аналіз векторних діаграм асинхронних і синхронних машин в усталеному та надперехідному режимах.

Розділ 4. ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ ПРИ ТРИФАЗНИХ КОРОТКИХ ЗАМИКАННЯХ

4.1. Коротке замикання в радіальній мережі

Для з'ясування змін струму при трифазному КЗ спочатку розглянемо найпростішу радіальну мережу (без трансформаторних зв'язків), яка живиться від джерела з незмінною напругою. Таке джерело називають *джерелом необмеженої потужності*; його граничне значення потужності теоретично не залежить від впливу зовнішніх умов (змін навантаження, кількості ввімкнених споживачів тощо). Практично це можливо при живленні СЕП від потужних ЕЕС і якщо КЗ виникає в малопотужних електроустановках або віддалених мережах.

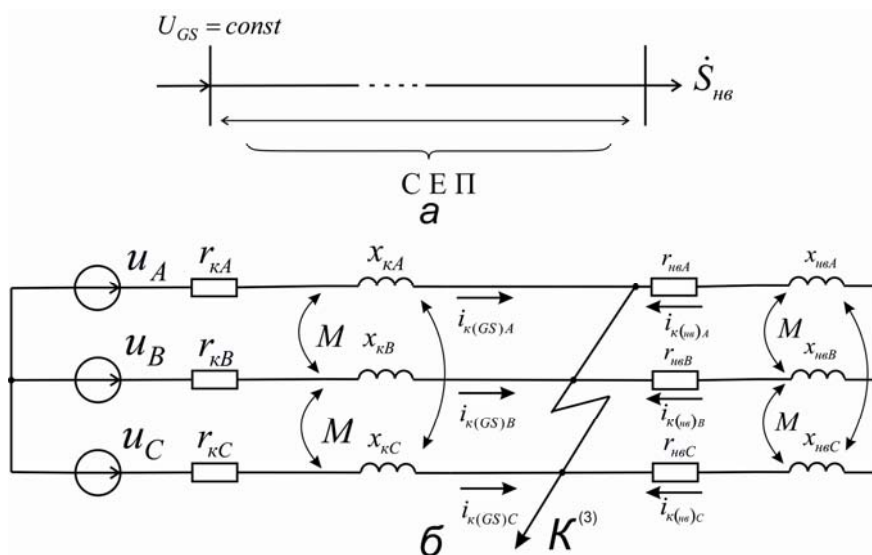


Рис.4.1. Еквівалентне уявлення найпростішої електричної мережі:
а – розрахункова схема; б – трифазна схема заміщення при трифазному КЗ

На рис. 4.1 зображено радіальну мережу, в якій раптово сталося трифазне КЗ та її трифазну схему заміщення із зосередженими опорами мережі і навантаження. Мережа живиться від джерела необмеженої потужності з фазними напругами $\dot{U}_{\max A}, \dot{U}_{\max B}, \dot{U}_{\max C}$. До виникнення КЗ у мережі перебігають струми, миттєві значення яких i_A, i_B, i_C обумовлені напругою мережі та визначаються проекціями обертових векторів струму $\dot{I}_{nv \max A}, \dot{I}_{nv \max B}, \dot{I}_{nv \max C}$ на вісь часу $t - t$ (на рис. 4.2 – проекції лише для фази А).

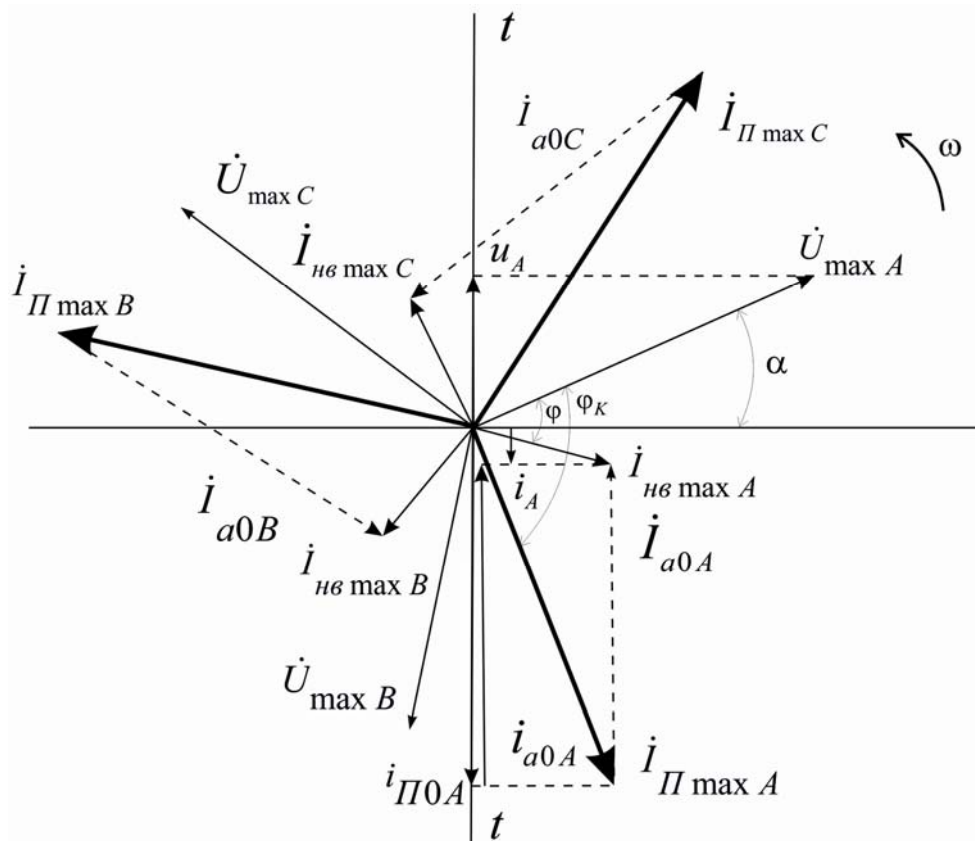


Рис. 4.2. Векторна діаграма струмів фаз у початковий момент часу виникнення трифазного КЗ для ділянки мережі з джерелом живлення

У момент виникнення КЗ мережа практично розпадається на дві частини: права шунтується від джерела точкою КЗ і залишається без зовнішнього живлення, а ліва продовжує живитися від джерела необмеженої потужності з незмінною напругою.

Струм в зашунтованій частині мережі перебігає доти, поки запас елек-тромагнітної енергії перетвориться на тепло в опорах елементів.

Для будь-якої фази можна записати рівняння, наприклад для фази А

$$u_A = i_A r_{нвA} + L_{нвA} di_A / dt + M di_B / dt + M di_C / dt,$$

яке з урахуванням умов

$$u_A = 0;$$

$$i_A = -(i_B + i_C);$$

$$L_{нв} = L_{нвA} - M; r_{нвA} = r_{нвB} = r_{нвC} = r_{нв}$$

перетвориться на рівняння універсального виду для кожної фази

$$i_{кнв} r_{нв} + L_{нв} di_{кнв} / dt = 0. \quad (4.1)$$

Розв'язок рівняння відносно струму

$$i_{кнв} = i_{at0} \exp(-t / T_{анв}), \quad (4.2)$$

який є вільним струмом і затухає за експонентним законом з постійною часу

$$T_{a_{нв}} = x_{нв} / (\omega r_{нв}). \quad (4.3)$$

Початкові значення вільного струму в фазах A, B, C зашунтованої ділянки мережі дорівнюють їх попереднім миттєвим значенням, оскільки з наявністю індуктивності в контурі раптової зміни струму не може статися. Незважаючи на те, що вільні струми в фазах затухають з однаковою постійною часу, їх початкове значення різне. Це визначається кутом зсуву між фазними струмами. Якщо, наприклад, у момент КЗ попередній струм в одній із фаз проходив через нуль, то вільний струм у такій фазі відсутній, а в інших двох вільні струми будуть однаковими, але протилежного спрямування.

На ділянці СЕП з системним джерелом живлення при КЗ (рис. 4.1) виникає, окрім вільного струму, новий вимушений струм, обумовлений напругою джерела. У зв'язку зі зменшенням внаслідок КЗ результуючого опору мережі порівняно з опором попереднього режиму нові вимушені струми $I_{П\max A}, I_{П\max B}, I_{П\max C}$ більші струмів попереднього режиму та різняться один від одного зсувом за фазою (рис.4.2). Рівняння напруг для будь-якої фази короткозамкненої ділянки мережі

$$u = i_{kGS} r_k + L_k di_{kGS} / dt, \quad (4.4)$$

де $L_k = L_{kA} - M$ – результуюча індуктивність фази (з урахуванням впливу двох інших фаз).

Розв'язок рівняння (4.4) має вигляд $i_{kGS} = i_{ПGS} + i_{aGS}$ чи розгорнено

$$i_{kGS} = (U_{\max} / Z_k) \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + i_{a0} \exp(-t / T_{aGS}), \quad (4.5)$$

де Z_k – повний опір кола КЗ; φ_k – кут зсуву струму відносно напруги в цьому колі; $T_{aGS} = x_k / (\omega r_k)$ – постійна часу кола КЗ; α – фаза ввімкнення КЗ.

Із рівняння (4.5) виходить, що перший член правої частини являє собою вимушену (періодичну) складову струму $i_{ПGS} \equiv i_{Пt}$ з постійною амплітудою $I_{П\max} = U_{\max} / Z_k$, а другий член – вільну (аперіодичну) складову струму $i_{aGS} = i_{at}$, затухаючу за експонентою з постійною часу $T_{aGS} = T_{ak}$.

За першим законом комутації початкове значення повного струму КЗ дорівнює значенню струму попереднього режиму в момент ви-

никнення КЗ та складається (рис. 4.2) із складових (періодичної та аперіодичної):

$$i_{k0} = i_{нв0} = i_{П0} + i_{a0}, \quad (4.6)$$

звідки

$$i_{a0} = i_{k0} - i_{П0} = I_{нв\ max} \sin(\alpha - \varphi) - I_{П\ max} \sin(\alpha - \varphi_k). \quad (4.7)$$

Ураховуючи, що миттєві значення струмів $i_{П0}$ і i_{k0} – проекції векторів $\dot{I}_{П\ max}$ та $\dot{I}_{нв\ max}$ на вісь часу, i_{a0} є проекцією вектора аперіодичної складової струму $(\dot{I}_{нв\ max} - \dot{I}_{П\ max})$ на ту саму вісь (рис. 4.2). Залежно від фази ввімкнення α (кут між напругою $U_{\max A}$ та горизонталлю) початковий аперіодичний струм i_{a0} може змінюватися від найбільшого значення, коли вектор $(\dot{I}_{нв\ max} - \dot{I}_{П\ max})$ буде паралельним осі $t - t$, до нуля при перпендикулярному розташуванні цього вектора відносно осі часу.

На рис. 4.3 подані залежності зміни у часі струму та його складових у фазах короткозамкненої ділянки мережі при трифазному КЗ. Чим більше значення аперіодичної складової струму КЗ, тим сильніше зміщення кривої струму відносно осі часу.

Таким чином, в обох частинах СЕП визначені струми, які становлять складові повного струму в місці КЗ:

$$i_{kt} = i_{k\ GS} + i_{k\ нв} \quad (4.8)$$

або

$$i_{kt} = I_{П\ max} \sin(\omega t + \alpha + \varphi_k) + i_{a\ GS 0} \times \exp(-t / T_{a\ GS}) + i_{a\ нв 0} \exp(-t / T_{a\ нв}). \quad (4.9)$$

У розрахунках, зорієнтованих на вибір та перевірку елементів СЕП за умовами роботи в перехідних режимах з КЗ, визначають найбільший струм, який перебігає встановленим електроустаткуванням. Тоді за те значення, яке необхідно врахувати, беруть найбільше з складових рівняння (4.8). Здебільшого це буде струм, що перебігає від джерела ЕЕС (індекси належності до ділянок СЕП "GS", "нв" надалі випускаємо).

Розглянутий математичний опис процесу струму перехідного режиму в обох частинах СЕП відносно точки КЗ свідчить про його ідентичність для всіх трьох фаз трифазної мережі. Це підтверджує достатність розгляду при трифазних КЗ схем заміщення для однієї фази.

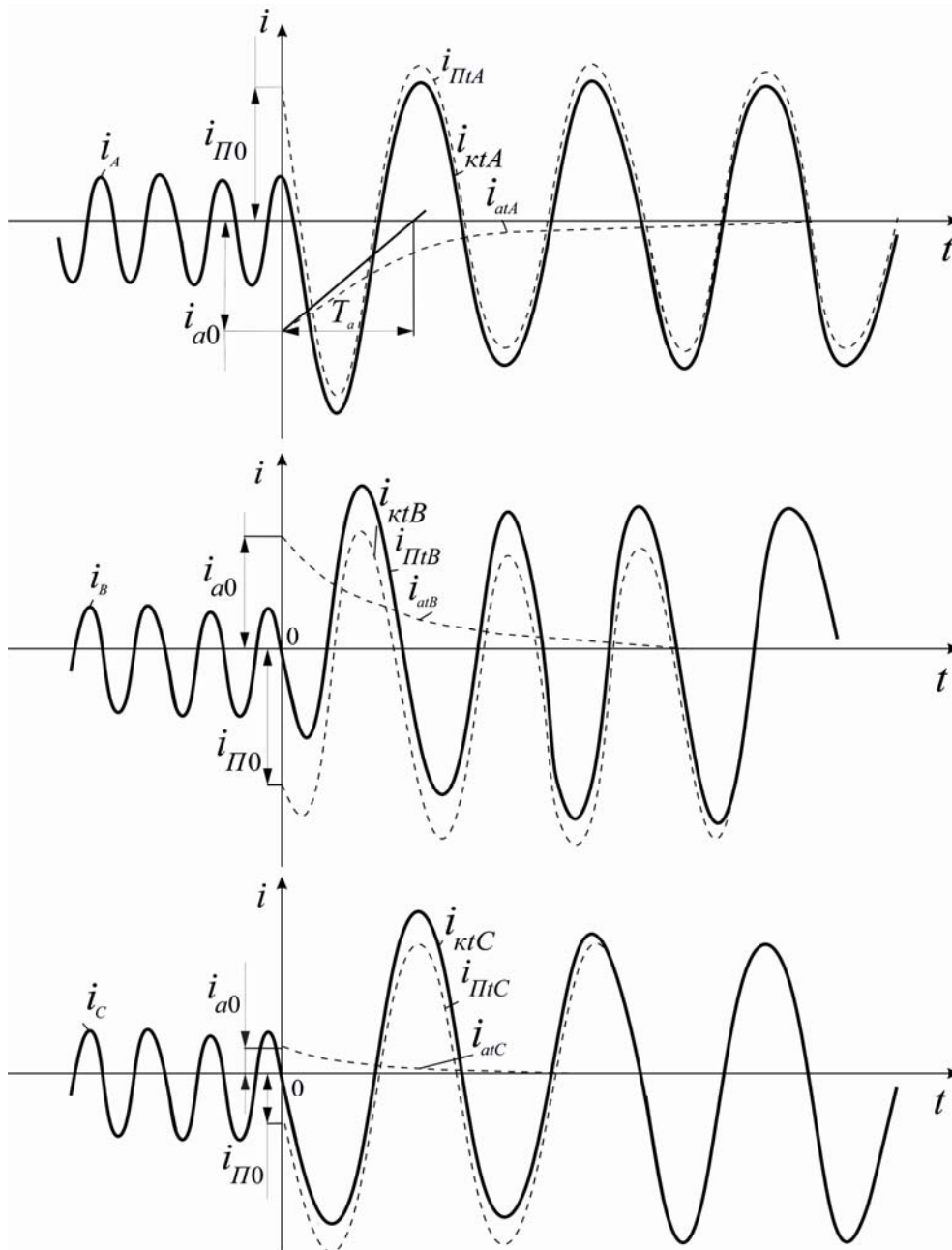


Рис. 4.3. Залежності зміни у часі повного струму та його складових у фазах А, В, С при трифазному КЗ у найпростішій електричній мережі

Для перехідного режиму, що виникає внаслідок КЗ, звичайно знаходять граничні значення його показників. Траєкторію зміни аперіодичної складової струму можна сприйняти як криволінійну вісь симетрії кривої повного струму КЗ. Через аперіодичну складову повний струм змінюється за законом, який відрізняється від синусоїдального. Найбільше значення аперіодичної складової струму КЗ залежить не лише від фази ввімкнення α , але й від струму навантаження мережі в попередньому режимі. Якщо струм навантаження в момент КЗ проходить через нульове значення

$i_{нв0} = 0$, то аперіодична складова в початковий час перехідного процесу i_{a0} дорівнює амплітуді періодичної складової $I_{П\max}$ (у цей час вона проходить через своє додатне чи від'ємне найбільше значення, рис. 4.4).

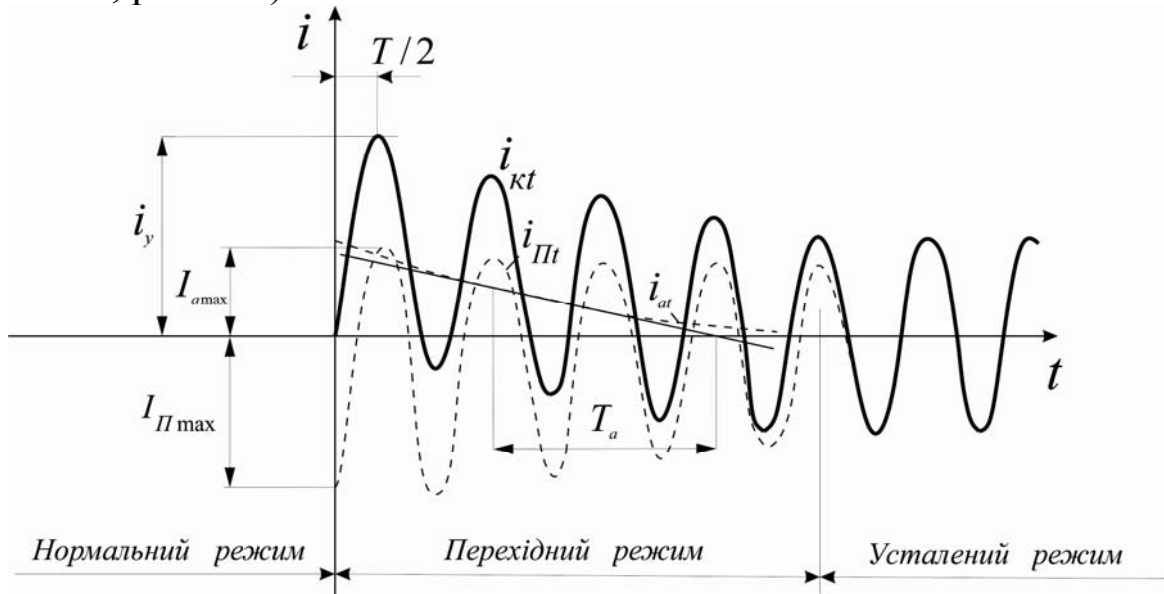


Рис. 4.4. Зміни у часі струму КЗ та його складових при найбільшому початковому значенні аперіодичної складової

Якщо з виразу (4.7) до рівняння (4.5) підставити значення i_{a0} за умови, що значення струму навантаження $I_{нв\max} \sin(\alpha - \varphi) = 0$, тоді повний струм КЗ стане функцією незалежних змінних: часу t та фази ввімкнення α . Спільний розв'язок виразів часткових похідних рівняння (4.7)

$$\begin{cases} \frac{\partial i_{кт}}{\partial t} = \omega \cos(\omega t + \alpha - \varphi_k) + \\ + (1/T_a) \sin(\alpha - \varphi_k) \exp(-t/T_a) = 0; \\ \frac{\partial i_{кт}}{\partial \alpha} = \cos(\omega t + \alpha - \varphi_k) - \\ - \cos(\alpha - \varphi_k) \exp(-t/T_a) = 0 \end{cases}$$

дає можливість визначити умову, коли відбувається максимум повного миттєвого струму КЗ

$$\operatorname{tg}(\alpha - \varphi_k) = -\omega T_a = -x_k / r_k = \operatorname{tg}(-\varphi_k).$$

Це справедливо при $\alpha = 0$ (у момент виникнення КЗ зміна напруги джерела проходить через нульове значення).

У колах з переважним індуктивним опором $\varphi_k \rightarrow 90^\circ$. Тому умови виникнення найбільших значень аперіодичної складової та миттєвого значення повного струму практично збігаються. При роз-

рахунках струмів КЗ максимальний миттєвий повний струм визначають за найбільшого значення аперіодичної складової (рис. 4.4) і вважають, що він відбувається приблизно через півперіоду ($t = 0,01$ с при $f = 50$ Гц) після замикання.

Перше найбільше миттєве значення повного струму КЗ у фазах називають *ударним струмом* короткого замикання:

$$i_y = I_{II \max} + i_{at=0,01}.$$

Ураховуючи, що i_y має найбільше значення за умови $I_{II \max} = I_{a \max}$, а $i_{at=0,01} = I_{a \max} \exp(-0,01 / T_a)$, вираз (4.9) набуває вигляду:

$$\begin{aligned} i_y &= I_{II \max} + I_{II \max} \exp(-0,01 / T_a) = \\ &= I_{II \max} [1 + \exp(-0,01 / T_a)] = \kappa_y I_{II \max}, \end{aligned} \quad (4.10)$$

де

$$\kappa_y = 1 + \exp(-0,01 / T_a). \quad (4.11)$$

Параметр κ_y називають ударним коефіцієнтом, який характеризує перевищення ударного струму над амплітудою періодичної складової. Його значення – у межах $1 < \kappa_y < 2$, що відповідає граничним значенням постійної часу T_a $[0; \infty]$.

Залежність ударного коефіцієнта від постійної часу T_a або відношення x_k / r_k зображено на рис. 4.5. За час, який дорівнює $3T_a$, аперіодична складова струму КЗ практично затухає (менше 5 % від її початкового значення).

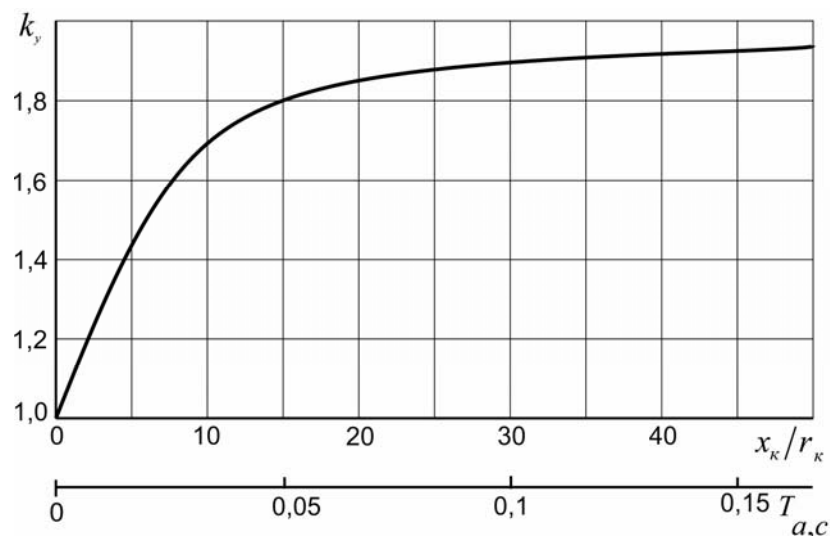


Рис. 4.5. Залежність ударного коефіцієнта від відношення складових повного результуючого опору мережі або її постійної часу

У розгалужених мережах точно визначення постійних часу потребує значних обчислень. При наявності в мережі кількох контурів результуюча аперіодична складова струму КЗ дорівнює сумі їх аперіодичних струмів. Вільний струм в будь-якій вітці такої схеми можна визначити шляхом розкладання струму КЗ, вираженого в операторній формі. Якщо зображення струму КЗ в операторній формі має вигляд

$$I_{кт}(p) = F_1(p) / [pF_2'(p)], \quad (4.12)$$

то відповідно до формули розкладу Лапласа

$$i_{кт} = \lambda^{-1} \left\{ F_1(0) / F_2(0) + \sum_{k=1}^n [F_1(p_k) / p_k F_2'(p_k)] \exp(p_k t) \right\} =$$

$$= i_{пт} + i_{ат} = i_{пт} + \sum_{k=1}^n i_{a0k} \exp(-t / T_{ак}).$$

Звідси аперіодична складова струму КЗ

$$i_{ат} = i_{a01} \exp(-t / T_{a1}) + i_{a02} \exp(-t / T_{a2}) + \dots + i_{a0k} \exp(-t / T_{ак}),$$

де $T_{a1} = -1 / p_1; T_{a2} = -1 / p_2; \dots; T_{ак} = -1 / p_k$ – постійні часу часткових аперіодичних струмів; p_1, p_2, \dots, p_k – корені характеристичного рівняння.

Початкові значення часткових аперіодичних струмів $i_{a01}, i_{a02}, \dots, i_{a0k}$ та їх постійних часу – функції змінних струмів усіх елементів схеми.

Оскільки такий спосіб визначення постійних часу навіть для порівняно нескладної схеми викликає значні ускладнення, користуються наближеним вирішенням. Припускають, що аперіодична складова струму КЗ затухає (за експонентним законом) з еквівалентною постійною часу:

$$T_{аек} \approx x_{кек} / (\omega r_{кек}), \quad (4.14)$$

де $x_{кек}$ – результуючий індуктивний опір схеми відносно точки КЗ, обчислений за умови, що всі активні опори дорівнюють нулю; $r_{кек}$ – результуючий активний опір, обчислений для всіх індуктивних опорів, якщо $x = 0$.

При такому визначенні $T_{аек}$ спостерігається еквівалентність кількості електрики в дійсних та зведених умовах. Таким чином, аперіодичний струм КЗ складної схеми подається однією еквівалентною експонентою

$$i_{ат} = i_{ат0} \exp(-t / T_{аек}). \quad (4.15)$$

Співвідношення індуктивних та активних складових опорів для елементів електричної мережі мають такі значення:

<i>Елемент</i>	<i>Відношення x/r</i>
<i>Турбогенератори</i>	<i>15 – 150</i>
<i>Гідрогенератори</i>	<i>40 – 90</i>
<i>Трансформатори</i>	<i>7 – 50</i>
<i>Реактори 6-10 кВ</i>	<i>15 – 80</i>
<i>Повітряні лінії</i>	<i>2 – 8</i>
<i>Кабельні лінії 6-10 кВ</i>	<i>0,2 – 0,8</i>
<i>Узагальнене навантаження</i>	<i>2,5</i>

Наведені відношення x/r використовують для оцінки еквівалентних постійних часу затухання аперіодичної складової при розрахунках струму КЗ у СЕП. Орієнтовно для наближених розрахунків можна брати значення відношення x/r , ударного коефіцієнта k_y та постійної часу T_a характерних віток СЕП з табл.4.1. Для визначення діючого значення повного струму КЗ та його складових необхідно знати закономірності їх змін у часі. Розрахунок їх діючого значення досить утруднений, оскільки напруга джерела загалом може змінюватися за амплітудою (джерело обмеженої потужності), а повний струм та його періодична складова являють собою складні функції часу (несинусоїдальні).

Таблиця 4.1

Середні значення параметрів (x/r , k_y , T_a) для характерних відгалужень

Мережа або місце КЗ	x/r	k_y	T_a
Мережа генератор-трансформатор	30-50	1,9-1,95	0,1-0,2
Мережа живлення асинхронного двигуна	6,3	1,6	0,02
КЗ за лінійним реактором на електростанції	30	1,9	0,1
КЗ за лінійним реактором на підстанції	18-20	1,85	0,06
КЗ за кабельною лінією 6-10 кВ	3	1,4	0,01
КЗ за трансформатором потужністю 1000 кВ·А	6,3	1,6	0,02
КЗ на приєднанні первинної напруги підстанції	15	1,8	0,5
КЗ на приєднанні вторинної напруги підстанції	20	1,85	0,06

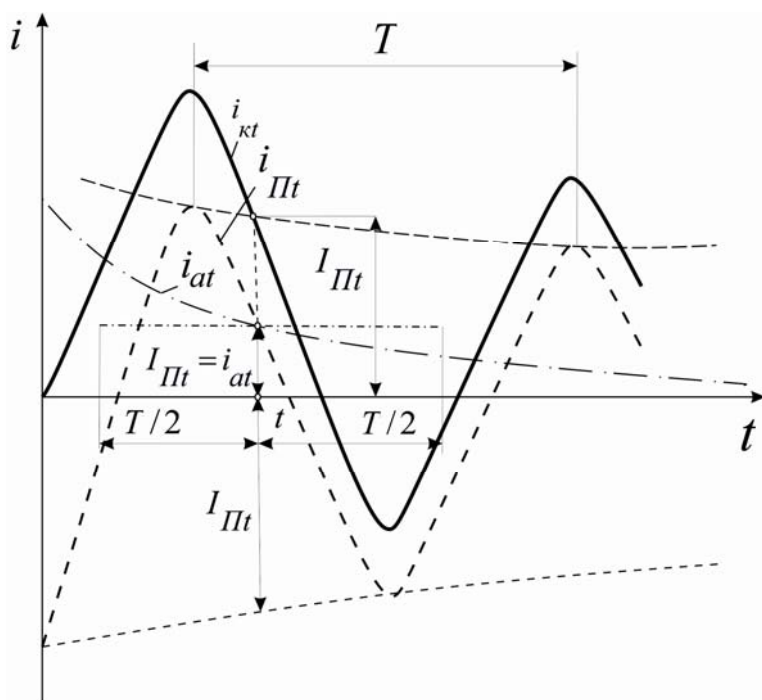


Рис. 4.6. До визначення діючого значення струму в перехідному процесі

середині періоду T , а її діюче значення в цей момент часу $I_{Pt} = I_{P \max t} / \sqrt{2}$. Діюче значення аперіодичної складової струму дорівнює її миттєвому значенню в середині періоду $I_{at} = i_{at}$.

Діюче значення повного струму КЗ для будь-якого моменту часу

$$I_{kt} = \sqrt{I_{Pt}^2 + I_{at}^2}, \quad (4.16)$$

яке відповідає виразу для визначення діючого значення несинусоїдального струму.

Діюче значення ударного струму КЗ I_y , за яким вибирають та перевіряють електричні апарати, припадає на перший період перехідного процесу. Воно визначається з припущенням, що аперіодична складова протягом періоду дорівнює її миттєвому значенню при $t = 0,01$ с, а періодична складова – своєму амплітудному значенню. За цієї умови

$$I_y = \sqrt{I_{II}^2 + i_{at=0,01}^2} = \sqrt{I_{II}^2 + [I_{a \max} \exp(-0,01 / T_a)]^2}. \quad (4.17)$$

При $I_{a \max} = I_{II \max} = \sqrt{2} I_{II}$ і враховуючи, що $\exp(-0,01 / T_a) = (\kappa_y - 1)$, вираз (4.17) подамо у вигляді

$$I_y = I_{II} \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 2)^2}.$$

Діюче значення повного струму КЗ у довільний момент часу t перехідного процесу визначають як середньоквадратичне значення струму за період T , в середині якого міститься даний момент часу. При цьому припускають, що протягом періоду T амплітуда періодичної та аперіодичної складових не змінюється, дорівнюючи їх значенням у час t , що розглядається на рис. 4.6. Амплітуду періодичної складової визначають за обвідною кривою в

При значеннях ударного коефіцієнта $1 < \kappa_y < 2$ відношення I_y / I_{II} перебуває в межах $1 < I_y / I_{II} < \sqrt{3}$, а відношення i / I_y має найбільше значення $\sqrt{3}$ при $\kappa_y = 1,5$.

4.2. Коротке замикання на затискачах генератора

Раптове трифазне КЗ на затискачах генератора – причина найбільш небезпечного аварійного режиму. Результуючий опір, утворений короткозамкненим колом, стає при цьому рівним лише внутрішньому опоріві генератора, а перехідний процес супроводжується максимальними змінами напруги та струму. Процес викликає також появу аперіодичного струму, який накладається на періодичний струм від джерела живлення. Співвідношення для їх розрахунку залишаються попередніми (див. підрозд. 4.1). Залежності зміни струму та його складових в одній з фаз мережі при трифазному КЗ на затискачах генератора без пристрою АРЗ – на рис. 4.7.

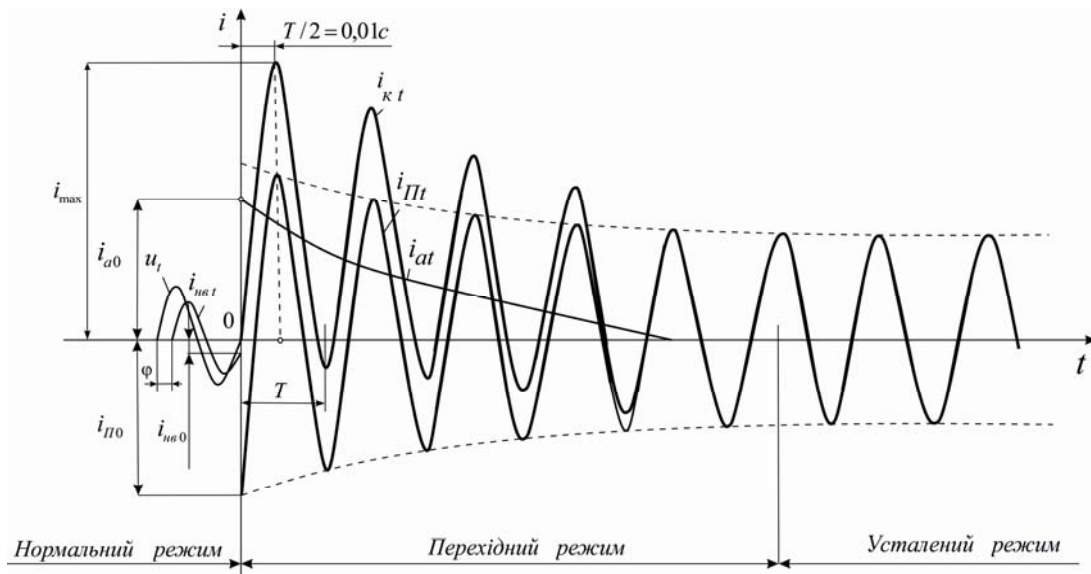


Рис. 4.7. Зміни у часі струму фази та його складових для генератора без пристрою АРЗ при трифазному КЗ на затискачах

До початку КЗ генератор працює в нормальному режимі, при якому в колі навантаження протікає струм $i_{нв}$. У момент часу $t = 0$, коли струм навантаження має значення $i_{нв0}$, виникло КЗ. У результаті – настав перехідний режим, який характеризується збільшенням значення струму.

Струм навантаження та періодичну складову струму КЗ у початковий момент часу можна визначити з векторної діаграми за виразами (рис. 4.2):

$$\left. \begin{aligned} i_{нв0} &= I_{нв\ max} \sin(\alpha - \varphi) \\ i_{П0} &= I_{П\ max} \sin(\alpha - \varphi_k) \end{aligned} \right\} \quad (4.18)$$

При КЗ на затискачах генератора або поблизу розташованих від нього точках мережі результуючий опір кола КЗ – практично індуктивний.

До того ж кут φ_k близький до 90° та завжди більший φ . Оскільки генератор в даному випадку – джерело обмеженої потужності і працює без пристрою АРЗ, напруга на його затискачах, а, як наслідок, і періодична складова струму КЗ в перехідному режимі (порівняно з їх початковими значеннями) зменшуються. Це пояснюється тим, що у міру затухання вільних струмів, наведених у початковий момент часу, в обмотці збудження, демпферних обмотках та в масиві ротора потік реакції статора при незмінному струмі збудження послаблює результуючий магнітний потік у повітряному зазорі генератора (див. розд. 2).

Періодична складова струму КЗ, якщо напруга джерела в ході перехідного процесу не змінюється (джерело необмеженої потужності), залишається незмінною за амплітудою. На рис.4.7 періодична складова струму КЗ під час перехідного режиму при відсутності пристрою АРЗ зображена синусоїдальною зі спадною амплітудою. Тривалість перехідного процесу при частоті струму $f = 50\ Гц$, наявності активних опорів короткозамкненого кола дорівнює $0,1 \dots 0,2\ с$ (середнє значення постійної затухання аперіодичної складової $T_a = 0,05\ с$, її згасання $t \approx 0,15\ с$).

Ураховуючи швидке затухання аперіодичної складової, повний струм КЗ для часу $t \geq 0,15\ с$ можна вважати практично рівним періодичній складовій. Після перебігу перехідного процесу настає усталений режим. Миттєве та діюче значення усталеного струму КЗ позначені відповідно через i_∞ і I_∞ . Початковий струм КЗ більший усталеного значення струму ($I_{П0} > I_\infty$).

Для підтримки на затискачах генератора напруги сталою або змінною в допустимих межах при зміні режимів роботи СЕП сучасні генератори обладнують пристроями АРЗ. Якщо КЗ виникає на затискачах генератора з пристроєм АРЗ, то дія АРЗ суттєво впливає на характер перехідного процесу струму. Залежності змін у часі струму та

його складових при КЗ на затискачах генератора з АРЗ наведені на рис. 4.8. У початковий момент часу виникнення КЗ з урахуванням інерції магнітних потоків, зчеплених з обмотками генератора, пристрій АРЗ на перехідний процес струму практично не впливає. З часом, однак, коли пристрій АРЗ діє, струм збудження і пов'язані з ним складові е.р.с. та струмів статора і демпферних обмоток збільшуються. Процес проходить досить повільно, оскільки в основному змінюються е.р.с. генератора та обумовлена нею періодична складова струму статора.

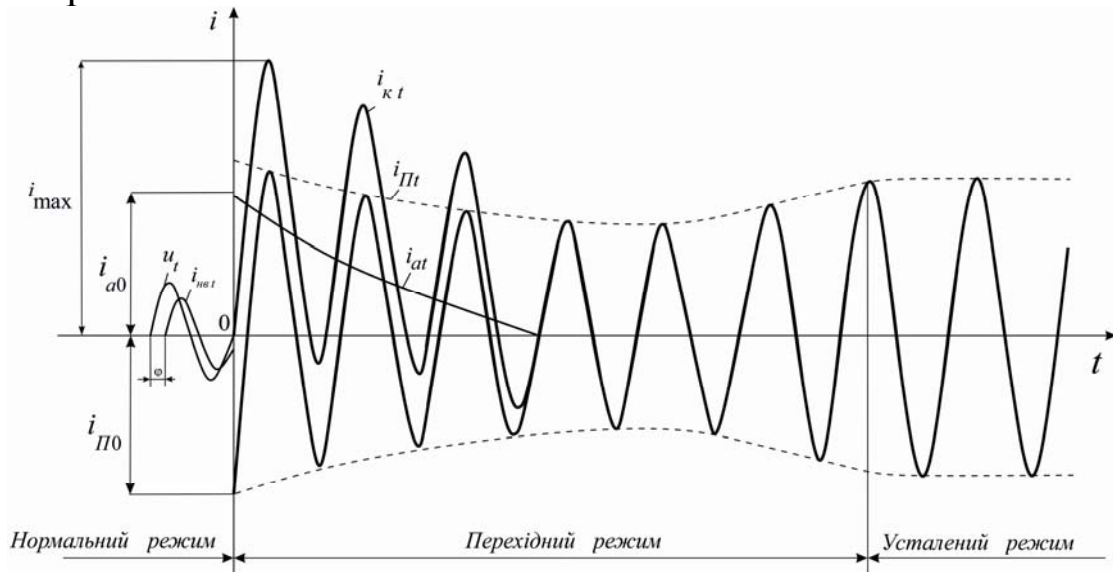


Рис. 4.8. Зміни у часі струму фази та його складових для генератора з АРЗ при трифазному КЗ на затискачах

Як бачимо з рис.4.8, при КЗ на затискачах генератора з пристроєм АРЗ на початку перехідного режиму струм змінюється так само, як і в генераторах без АРЗ. Цей інтервал часу визначається тривалістю зниження напруги до значення, при якому запускається пристрій АРЗ, та власним часом дії АРЗ. Після вступу в дію АРЗ напруга на затискачах генератора та періодична складова струму КЗ починає зростати і досягає встановлених значень, відповідних граничному струму збудження.

Оскільки дія АРЗ виявляється через кілька періодів від часу виникнення КЗ, початкові значення періодичної та аперіодичної складових, а також ударний струм КЗ у перехідному режимі будуть такими ж, як і при відсутності АРЗ. Таким чином, затухання вільних струмів в обмотці статора та обмотки збудження, що виникли при раптовому КЗ, якоюсь мірою компенсуються збільшенням струму КЗ за рахунок дії АРЗ. Залежно від співвідношення між значеннями цих

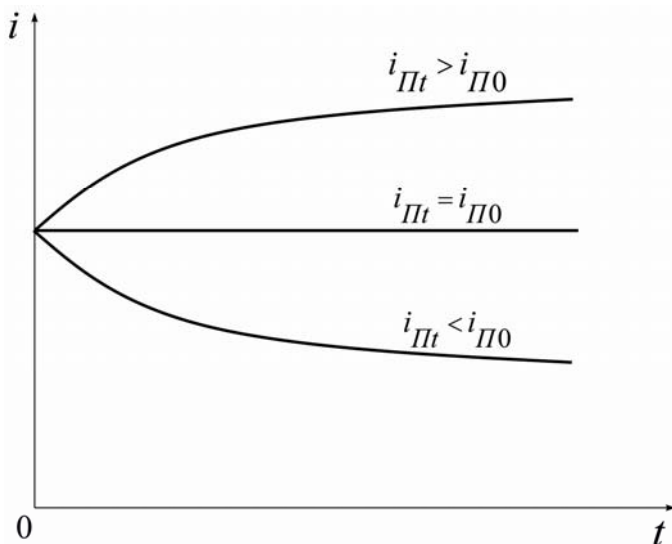


Рис. 4.9. Зміни у часі періодичної складової струму КЗ для генератора з АРЗ при різних значеннях граничного струму збудження та постійній часу обмотки збудження $T_e = 0$

струмів та характеру їх змін у часі обвідна крива струму КЗ має різну форму. При цьому аперіодична складова i_{at} зберігається практично такою ж, як і при відсутності пристрою АРЗ. Періодична складова $i_{Пт}$ залежно від співвідношення між початковим та усталеним значеннями струму КЗ при граничному струмі збудження може затухати, зростати або ж залишатися незмінною, як на рис. 4.9. Якщо під дією пристрою АРЗ напруга генератора досягає номінального або ж гранично допустимого значення, то

струм КЗ у подальшому – сталий.

Зміни в перехідному режимі діючого значення періодичної складової струму в обмотці статора та аперіодичних складових струмів в обмотці збудження і поздовжній демпферній обмотці ротора при КЗ на затискачах генератора – на рис. 4.10 (а, б, в відповідно). При відсутності пристрою АРЗ тут зміни струмів позначені штриховими кривими, а з урахуванням дії АРЗ – суцільними. З рисунка видно, що в обмотках статора та збудження внаслідок дії АРЗ значення струмів поступово збільшується, а в поздовжній демпферній обмотці струм зменшується, оскільки нарощення складової струму в цій обмотці від дії АРЗ протилежне її вільному струмові. При досягненні меж дії АРЗ струми в обмотках генератора набувають своїх кінцевих усталених значень.

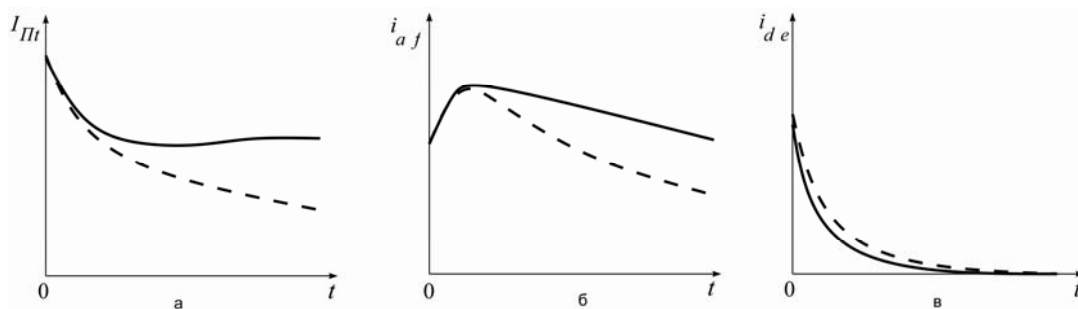


Рис. 4.10. Вплив АРЗ при КЗ на затискачах генератора на зміни струмів в обмотках: а –статорній; б –збудження; в – поздовжній демпферній

4.3. Коротке замикання у віддалених точках системи електропостачання

При виникненні КЗ у живильній чи розподільній мережі СЕП струми КЗ значно менші порівняно з тими, що з'являються при КЗ на затискачах генератора. Результируючий опір кола КЗ тут зростає, тому вплив збурення режиму у вигляді КЗ на роботу генератора протягом перехідного режиму зменшується. Скорочення тривалості перехідного процесу, яке залежить від електричної віддаленості точки КЗ, буде тим меншим, чим віддаленіша точка КЗ від джерела живлення. При КЗ в електрично віддалених точках СЕП періодична складова у перехідному режимі практично не змінюється за амплітудою (рис. 4.11). У цьому разі зміну е.р.с. генератора не враховують і напругу на його затискачах вважають сталою та рівною номінальному значенню. Струм КЗ значно перевищує номінальний і для елементів СЕП небезпечний.

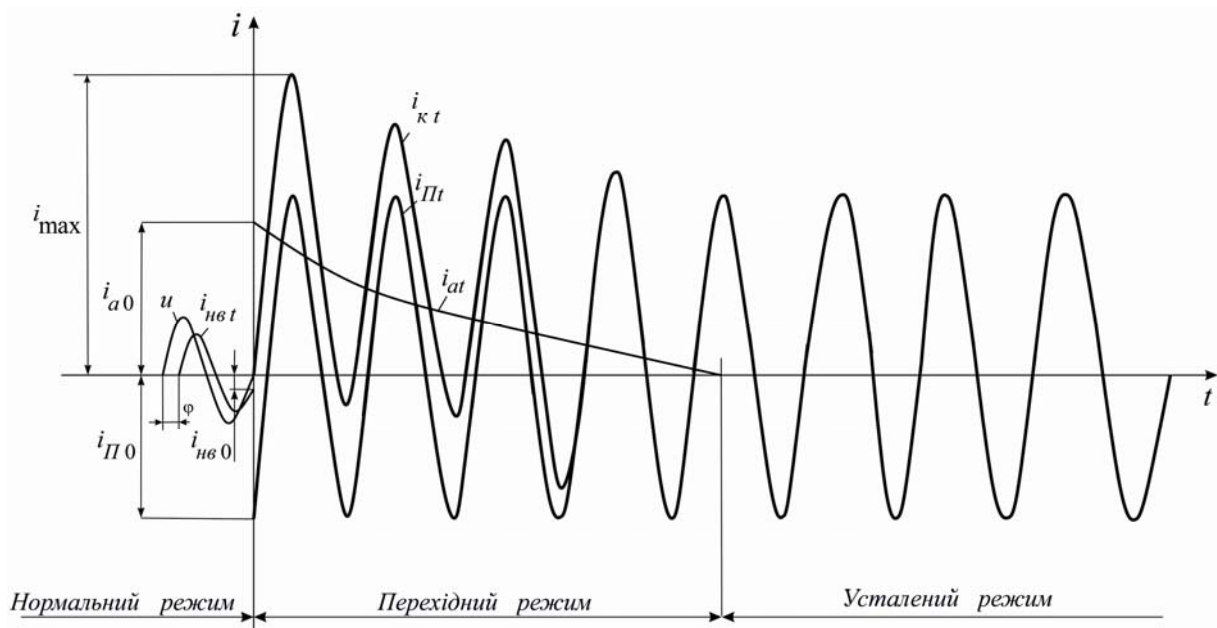


Рис. 4.11. Зміни у часі струму та його складових при КЗ у віддаленій точці системи електропостачання

Таким чином, при КЗ в електрично віддалених точках СЕП беруть до уваги, що періодична складова струму не змінюється з початкового моменту часу виникнення КЗ і в точці КЗ має значення

$$I_{П0} = I_{Пт} = I_{\infty}. \quad (4.19)$$

Аперіодична складова струму виникає при будь-якому віддаленні точки КЗ від джерела і затухає тим скоріше, чим більше значення активної складової опору короткозамкненого кола.

Значення зовнішнього опору кола ввімкнення генератора $x_{зш}$, за яким при КЗ початкове значення періодичної складової струму КЗ $I_{П0}$ та усталений струм I_{∞} однакові, можна знайти, враховуючи відповідні е.р.с. та опори, з рівняння

$$E_q'' / (x_d'' + x_{зш}) = E_q / (x_d + x_{зш}), \quad (4.20)$$

де E_q'' і E_q – е.р.с. генератора в початковий момент часу виникнення КЗ в усталеному режимі.

З (4.20) маємо:

$$x_{зш} = (E_q'' x_d - E_q x_d'') / (E_q - E_q'').$$

З побудованих залежностей відношення $I_{П0} / I_{\infty}$ від зовнішнього опору $x_{зш}$ (рис. 4.12), можна встановити, що з відсутністю регулювання напруги (крива 1) це відношення завжди більше одиниці і гранично спрямоване до неї. У випадках регулювання напруги за допомогою пристрою АРЗ генератора (крива 2) відношення $I_{П0} / I_{\infty}$ спочатку зменшується до мінімального значення (0,6...0,8), а потім зростає, також гранично наближаючись до одиниці.

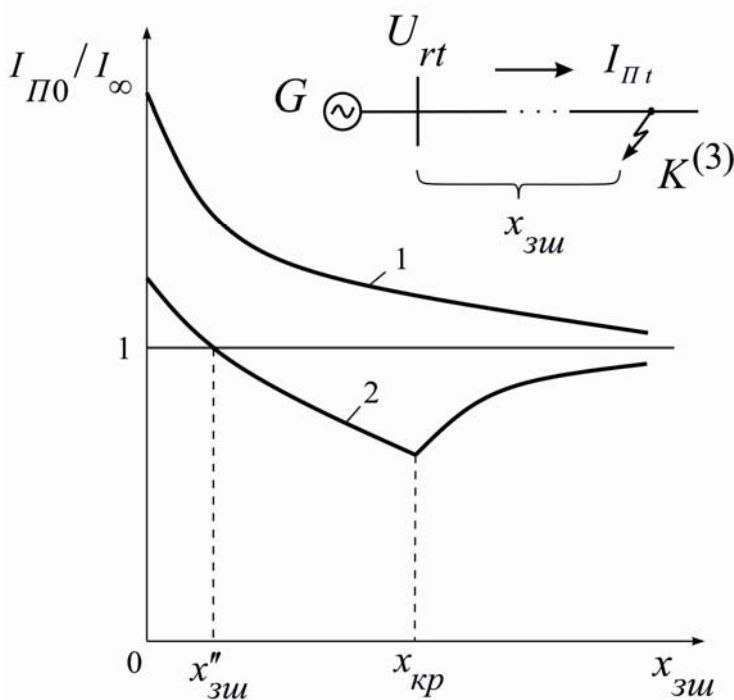


Рис. 4.12. Залежності відношення струмів $I_{П0}/I_{\infty}$ від електричної віддаленості місця КЗ та наявності пристрою АРЗ на генераторі: 1 – без АРЗ; 2 – з АРЗ

регулювання напруги (крива 1) це відношення завжди більше одиниці і гранично спрямоване до неї. У випадках регулювання напруги за допомогою пристрою АРЗ генератора (крива 2) відношення $I_{П0} / I_{\infty}$ спочатку зменшується до мінімального значення (0,6...0,8), а потім зростає, також гранично наближаючись до одиниці.

Значення зовнішнього опору короткозамкненого кола генератора, коли відношення $I_{П0} / I_{\infty}$ в СЕП з регулюванням напруги збільшується, називають критичним (позначають $x_{кр}$). Значення $x_{кр}$ залежить від параметрів синхронної

машини та попереднього режиму роботи.

На рис. 4.13 показані залежності діючих значень періодичної складової струму статора і напруги генератора від часу при ввімкненому (суцільні лінії) та вимкненому (штрихові лінії) пристрої АРЗ та віддаленостях КЗ, що характеризуються значеннями зовнішнього опору короткозамкненого кола $x_{зш} = 0$, $x_{зш} = x_{кр}$, $x_{зш} > x_{кр}$.

Порівняння отриманих кривих свідчить, що при малій електричній віддаленості КЗ крива струму генератора через дію АРЗ більш похила і зберігає характер спадної. При збільшенні значень $x_{зш}$ крива струму спочатку знижується до деякого мінімального значення, а потім зростає, досягаючи кінцевого усталеного значення струму, яке не може перевищити початкове значення струму КЗ.

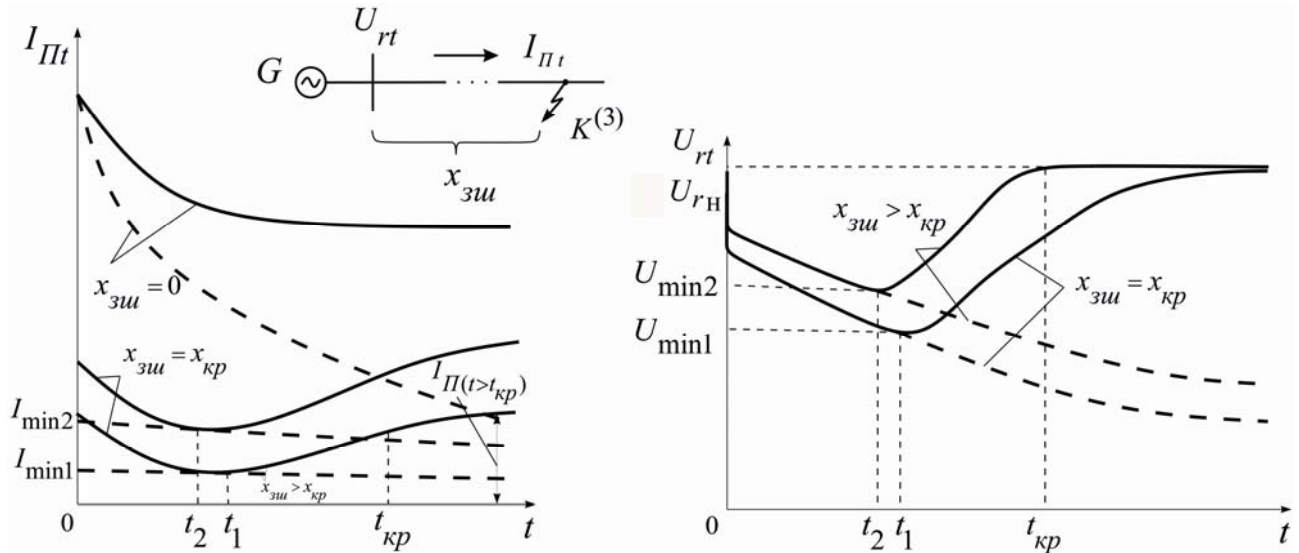


Рис. 4.13. Вплив АРЗ на зміну струму і напруги при різній електричній віддаленості місця КЗ ($x_{зш}$)

При $x_{зш} > x_{кр}$ напруга генератора досягає номінального значення при $t = t_{кр}$ й надалі залишається сталою. Струм КЗ для $t \geq t_{кр}$ також незмінний визначається за виразом:

$$I_{Пt} = U_{Гн} / x_{зш}. \quad (4.21)$$

Критичним часом $t_{кр}$ називають тривалість підвищення напруги генератора до номінального значення під дією АРЗ. Цей час зменшується із зростанням електричного віддалення КЗ, досягаючи граничного $t = 0$.

4.4. Початкове значення періодичної складової струму короткого замикання

Періодичну складову струму в початковий момент часу появи КЗ визначають за принципом збереження первинного результуючого потокозчеплення ротора при раптовому порушенні режиму роботи генератора. Оскільки в момент часу виникнення раптового КЗ пото-

козчеплення ротора залишається незмінним, наведена в статорі е.р.с. на початку перехідного процесу також не змінюється.

Як йдеться в розд. 3, перехідні е.р.с. та індуктивні опори синхронної машини без демпферних обмоток визначають за виразами:

$$E'_q = E_{qf} x_{ad} / (x_{\sigma f} + x_{ad}) = E_{gf} x_{ad} / x_f; \quad (4.22)$$

$$x'_d = x_{\sigma} + x_{\sigma f} x_{ad} / (x_{\sigma f} + x_{ad}). \quad (4.23)$$

Якщо позначити індексами "(0)" і "0" відповідно показники попереднього режиму та для початкового моменту часу появи КЗ, то перехідну е.р.с. і початковий перехідний струм КЗ можна подати:

$$E'_{q0} = E'_{q(0)} = U_{q(0)} + I_{d(0)} x'_d; \quad (4.24)$$

$$I'_{d0} = E'_{d0} / (x'_d + x_{zu}). \quad (4.25)$$

Для синхронних генераторів з демпферними контурами надперехідна е.р.с.

$$E''_q = (E_{qf} / x_{\sigma f} + E_{q,de} / x_{\sigma de}) / (1 / x_{\sigma} + 1 / x_{\sigma de} + 1 / x_{ad}); \quad (4.26)$$

надперехідний опір

$$x''_d = x_{\sigma} + x_{ad} \parallel x_{\sigma f} \parallel x_{\sigma de}. \quad (4.27)$$

За аналогією з (4.24) та (4.25) надперехідна е.р.с. та початкове значення надперехідного струму КЗ визначають з виразів:

$$E''_{q0} = E''_{q(0)} = U_{q(0)} + I_{q(0)} x''_d; \quad (4.28)$$

$$I''_{d0} = E''_{d0} / (x''_d + x_{zu}). \quad (4.29)$$

Вирази (4.22) та (4.28) використовувати для визначення $E'_{q(0)}$ і $E''_{q(0)}$ незручно, оскільки при цьому струми та напругу синхронної машини слід розкласти на складові по осях d і q . З векторних діаграм неявно- та явнополюсних синхронних машин у попередньому режимі (рис. 4.14) випливає, що значення $E'_{q(0)}$ і $E''_{q(0)}$ з достатньою для практичних розрахунків точністю можна визначити для машин:

без демпферних контурів

$$E'_{q(0)} \approx E'_{(0)} \approx U_{(0)} + I_{(0)} x'_d \sin \varphi_{(0)}; \quad (4.30)$$

з демпферними контурами

$$E''_{q(0)} \approx E''_{(0)} \approx U_{(0)} + I_{(0)} x''_d \sin \varphi_{(0)}. \quad (4.31)$$

Середні значення x'_d , x''_d та $E'_{q(0)}$, $E''_{q(0)}$ у відносних одиницях виміру для машин потужністю до 100 МВт при номінальному навантаженні та $\cos \varphi = 0,8$ до початку перехідного процесу відповідно складають:

турбогенератора – 0,2; 0,13 та 1,12; 1,078;
 гідрогенератора – 0,35; 0,25 та 1,15; 1,21.

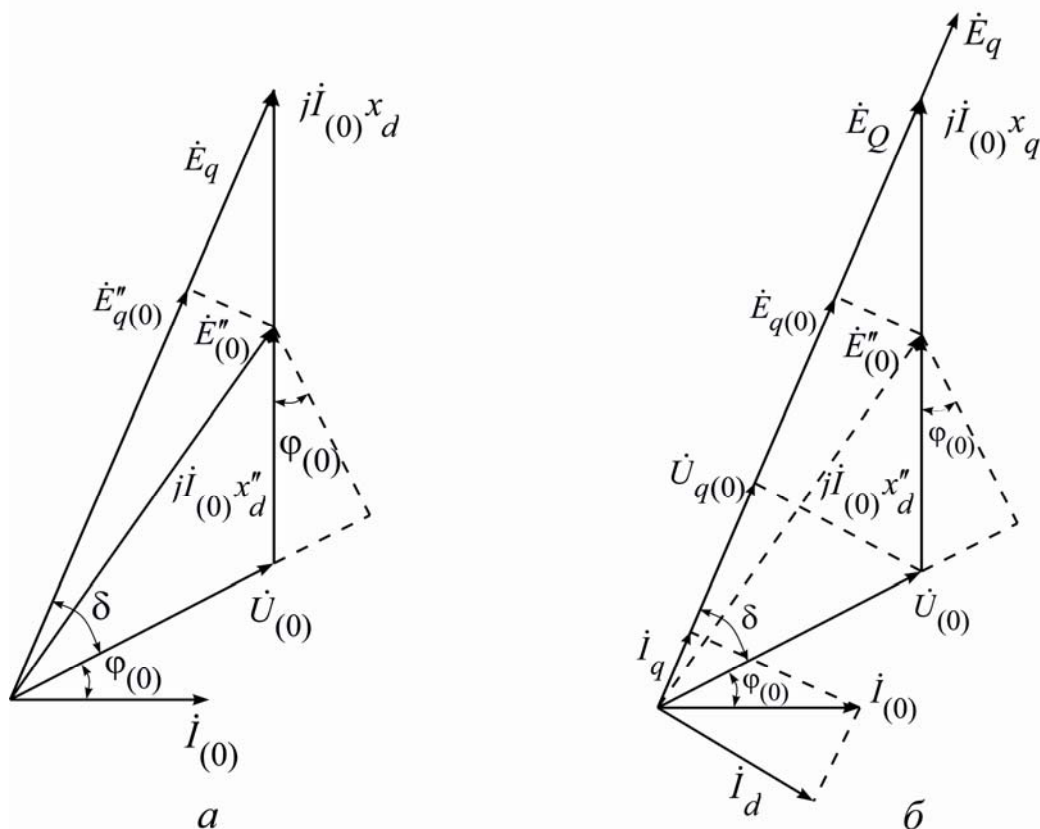


Рис. 4.14. Векторні діаграми синхронної машини до початку перехідного процесу: *a* – неявнополюсної; *б* – явнополюсної

Оскільки перехідна та надперехідна е.р.с. близькі до одиниці, у приблизних розрахунках при будь-яких значеннях навантаження, що передують КЗ, часто беруть $E'_{*q(0)} = 1$, $E''_{*q(0)} = 1$, а коли потрібно врахувати навантаження попереднього режиму машини, для визначення е.р.с. використовують вирази (4.24) та (4.28).

Початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ визначають за результуючим опором короткозамкненого кола мережі в іменованих $x_{рез}$ або відносних $x_{*(б)рез}$ одиницях виміру та перехідної е.р.с. $E'_{(0)}$ з відсутністю у машині демпферних контурів чи надперехідної е.р.с. $E''_{(0)}$ – за їх наявністю.

Якщо короткозамкнене коло мережі живиться від кількох джерел з визначеною еквівалентною е.р.с. E''_{Σ} , а результуючий опір виражено в іменованих одиницях виміру, то початкове значення періодичної складової струму КЗ

$$I_{П0}^{(3)} = E''_{\Sigma} / (\sqrt{3}x_{рез}). \quad (4.32)$$

Якщо е.р.с. та опір брати у відносних одиницях виміру, то

$$I_{П0}^{(3)} = E''_{*\Sigma} I_{\bar{\sigma}} / x_{*\bar{\sigma} рез}, \quad (4.33)$$

де $I_{\bar{\sigma}}$ – базисний струм, який відповідає ступеню напруги, де визначається струм КЗ.

У приблизних розрахунках струму КЗ можна скористатися також середніми значеннями показників елементів СЕП (табл. 4.2).

Таблиця 4.2

Середні відносні значення x''_{*d} і E'' елементів СЕП при нормальних умовах експлуатації

Елемент СЕП	x''_{*d}	E''
Турбогенератор потужністю до 100 МВт	0,125	1,08
Турбогенератор потужністю 100-500 МВт	0,2	1,13
Гідрогенератор з демпферними обмотками	0,2	1,13
Гідрогенератор без демпферних обмоток	0,27	1,18
Синхронний компенсатор	0,2	1,2
Синхронний двигун	0,2	1,1
Асинхронний двигун	0,2	0,9
Узагальнене навантаження	0,35	0,85

При відомому попередньому режимі СЕП для визначення початкового значення періодичної складової струму КЗ доцільним буде принцип накладання. Відповідно до останнього шуканий струм знаходять шляхом накладання власне аварійного струму на струм попереднього режиму. Дійсний струм отримують як результат накладання низки умовних струмів, кожен з яких відповідає дії однієї або ж кількох е.р.с. при ввімкнених інших елементах схеми.

Із значною кількістю е.р.с. у схемі СЕП визначення початкового значення періодичної складової струму КЗ спрощується, якщо скористатися теоремою про активний двополюсник. Відповідно до теореми струм в точці КЗ можна знайти як суму попереднього струму $I_{(0)}$ у вітках схеми та аварійної складової струму $I_{ав}$ від дії е.р.с., яка дорівнює значенню напруги $U_{к(0)}$, прикладеної в цій точці в попередньому режимі.

Аварійна складова струму при зазначеній умові

$$I_{ав} = -U_{к(0)} / x_{вх к}, \quad (4.34)$$

де $x_{\text{вхк}}$ – вхідний опір схеми з боку КЗ, обчислений за умови, що всі е.р.с. у схемі дорівнюють нулю.

Струм та напруга, що розглядаються в j -й вітці схеми при КЗ у точці K , визначаються виразами:

$$I_j = I_{jk} + I_{j(0)}; \quad (4.35)$$

$$U_j = U_{jk} + U_{j(0)}, \quad (4.36)$$

де $I_{jk} = I_k c_{jk}$; c_{jk} — коефіцієнт розподілу струму для j -ї вітки схеми при КЗ у точці K .

Вплив навантаження мережі на початкове значення періодичної складової струму КЗ залежить від значення залишкової напруги в точці його ввімкнення. Чим далі джерело живлення СЕП від точки КЗ та чим ближче місце ввімкнення навантаження до цієї точки, тим більший вплив навантаження на збільшення струму КЗ. Звичайно, при визначенні струму КЗ ураховують лише ті навантаження чи окремі двигуни, які безпосередньо приєднані до точки КЗ або ж перебувають на невеликій електричній відстані від неї.

При КЗ у мережі після малопотужних трансформаторів, реакторів, довгих кабельних ліній (дають значну електричну віддаленість) на результуючий опір кола КЗ впливає, в основному, опір таких елементів. Можна вважати, що за цих умов живлення точки КЗ здійснюється від джерела необмеженої потужності ($S_{GS} = \infty$; $x''_{GS} \approx 0$; $E''_{*GS} = U_{*GS} = 1 = \text{const}$). Періодична складова струму КЗ – незатухаюча ($I_{\Pi 0} = I_{\Pi t}$) і в подібних випадках визначається

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = I_{\bar{\sigma}} / x_{*\bar{\sigma}} \text{рез}. \quad (4.37)$$

Аналогічно знаходять потужність КЗ

$$S_{\kappa 0}^{(3)} = S_{\bar{\sigma}} / x_{*\bar{\sigma}} \text{рез}. \quad (4.38)$$

Значення струму та потужності, отримані за (4.37) та (4.38), будуть дещо завищеними порівняно з дійсними значеннями, оскільки реально $x''_{GS} > 0$.

4.5. Періодична складова струму короткого замикання у довільний момент часу

Зміна струму КЗ обумовлена розмагнічувальною дією реакції статора синхронного генератора, затуханням вільних складових струму та дією пристрою АРЗ. Діюче значення періодичної складової струму основної гармоніки частоти

$$I_{\Pi t} = \sqrt{I_d^2 \Pi t + I_q^2 \Pi t}. \quad (4.39)$$

У разі виникнення КЗ на затискачах генератора та зв'язаного з ним збільшення струму збудження періодичні складові струму обмотки статора синхронної машини за осями d та q у довільний момент часу можна знайти:

$$\begin{aligned} I_d \Pi t = & E_{q(0)} / x_d + (E'_{q(0)} / x'_{d de} - E_d / x_d) \exp(-t / T'_d) + (E''_{q(0)} / x''_d - \\ & - E'_{q(0)} / x'_{d de}) \exp(-t / T''_d) + \Delta I_{np} F_d(t) = I_\infty + (I' - I_\infty) \exp(-t / T_d) + \\ & + (I'' - I') \exp(-t / T''_d) + [(E_{q np} - E_{q(0)}) / x_d] F_d(t); \end{aligned} \quad (4.40)$$

$$I_q \Pi t = (U_{d(0)} / x''_q - U_{d(0)} / x_q) \exp(-t / T''_q). \quad (4.41)$$

Тут I_∞ ; I' ; I'' – періодичні складові усталеного, перехідного та над-перехідного струмів КЗ відповідно;

- надперехідні опори за осями d та q :

$$x''_{d de} = x_d (T'_d / T_{d0}) \approx x_d (T'_f + T'_{de}) / (T_{f0} + T_{de0}) \approx (0,9 \dots 1) x_d; \quad (4.42)$$

$$x''_q = x_q - x_{aq}^2 / x_{qe}; \quad (4.43)$$

- постійні часу затухання струмів:

$$T'_d \approx T'_f + T'_{de};$$

$$T''_d \approx \sigma' T'_f + T'_{de} / (T'_f + T'_{de});$$

$$T''_q = T_{qe0} (x''_q / x_q);$$

- постійна часу обмотки збудження при замкненій обмотці статора та розімкненій демпферній обмотці

$$T_f = T_{f0} (x'_q / x_q) = T_{f0} (1 - x_{ad}^2) / (x_d x_q);$$

- постійна часу демпферної обмотки при замкненій обмотці статора та розімкненій обмотці збудження

$$T_{de} = T_{de0} (1 - x_{ad}^2) / (x_d x_{de});$$

- функція $F_d(t) = \varphi(T'_d, T''_d, T_e, T_{\sigma de})$, де T_e – постійна часу системи збудження, а $T_{\sigma de} = x_{\sigma de} / r_{de} = (x_{de} - x_{ad}) / r_{de}$.

Значення параметрів, що входять до виразів для визначення постійних часу, розраховують за формулами:

$$T_{f0} = x_f / r_f;$$

$$T_{de} = x_{de} / r_{de};$$

$$\sigma' = 1 - (x'_{ad})^2 / (x_f x_{ad});$$

$$x'_{ad} = x_\sigma x_{ad} / (x_\sigma + x_{ad}) = x_\sigma x_{ad} / x_d;$$

$$x'_f = x_f - x_{ad}^2 / x_d = x_{\sigma f} + x'_{ad};$$

$$x'_{de} = x_{de} - x_{ad}^2 / x_d = x_{\sigma de} + x'_{ad};$$

$$T_{qe0} = x_{qe} / r_{qe}.$$

Повний струм у довільний момент часу містить періодичну і аперіодичну складові та складову подвійної частоти (обумовлена несиметрією ротора та наявністю аперіодичної складової струму статора. Наприклад, для фази A

$$\begin{aligned} i_A = i_{\Pi A} + i_{aA} + i_{qA} = i_{\Pi A} - (U_{q(0)} \cos \gamma_{(0)} + \\ + U_{d(0)} \sin \gamma_{(0)}) [(x_d'' + x_q'') / (2x_d'' x_q'')] \exp(-t / T_a) - \\ - [U_{q(0)} \cos(2\omega t - \gamma_{(0)}) - U_{d(0)} \sin(2\omega t + \\ + \gamma_{(0)})] \times [(x_q'' - x_d'') / (2x_d'' x_q'')] \exp(-t / T_a), \end{aligned} \quad (4.44)$$

де $T_a = x_2 / r$; $x_2 = 2x_d'' x_q'' / (x_d'' + x_q'')$ – опір зворотної послідовності.

За виразом (4.44) робимо висновок: точний розрахунок струмів КЗ у довільний момент часу в складних схемах СЕП, що, крім джерел живлення, містять потужні навантаження, утруднений. Тому при відсутності потреби у високій точності розрахунків для обчислення струмів КЗ у довільний момент часу користуються наближеними методами розрахунку.

4.6. Струм короткого замикання в усталеному аварійному режимі

В усталеному аварійному режимі всі вільні струми, що з'явилися в момент часу КЗ, у синхронній машині затухають і зміна напруги на її затискачах під дією пристрою АРЗ припиняється.

Параметри короткозамкненого кола мережі в усталеному режимі можна визначити на основі характеристик холостого ходу і короткого замикання синхронної машини, її синхронних опорів у поздовжній та поперечній осях, опору розсіювання статора та граничного струму збудження $I_{f зр}$.

Синхронний опір у поздовжній осі визначається:

$$x_{*d} = c / \kappa_c, \quad (4.45)$$

де c – відносне значення е.р.с. за ненасиченою характеристикою неробочого ходу при $I_{*f} = 1$; κ_c – відношення короткого замикання (відносний усталений струм при трифазному КЗ на затискачах генератора до відносного струму збудження, рівного одиниці). У неявнополюсних машин $x_d \approx x_q$, а у явнополюсних – $x_q \approx 0,6x_d$. При цьому

$$c = 1,05 \dots 1,2.$$

Для спрощення розрахунків струмів КЗ криволінійну характеристику неробочого ходу $E_q = f(I_f)$ спрямляють у точці з координатами $E_{*q} = 1$; $I_{*f} = 1$. Тоді

$$x_{*d} = 1 / \kappa_c; \quad (4.46)$$

$$E_{*q} = I_{*f}. \quad (4.47)$$

Струм збудження явнополюсної синхронної машини у відносних одиницях виміру при заданому навантаженні можна знайти з векторної діаграми (рис.4.15), урахувавши (4.47):

$$E_q \approx \sqrt{(U \cos \varphi)^2 + (U \sin \varphi + I x_d)^2}. \quad (4.48)$$

З векторної діаграми:

$$E_q = U_q + I_d x_d = I_d (x_d + x_{3ш}) + I_q r_{3ш};$$

$$I_q = I_d \operatorname{ctg} \varphi = I_d r_{3ш} / (x_{3ш} + x_q).$$

Після перетворення останніх виразів отримаємо:

$$I_d = E_q (x_q + x_{3ш}) / [(x_d + x_{3ш})(x_q + x_{3ш}) + r_{3ш}^2]; \quad (4.49)$$

$$I_q = E_q r_{3ш} / [(x_d + x_{3ш})(x_q + x_{3ш}) + r_{3ш}^2]; \quad (4.50)$$

$$I = \sqrt{I_d^2 + I_q^2} = E_q \sqrt{(x_q + x_{3ш})^2 + r_{3ш}^2} / [(x_d + x_{3ш})(x_q + x_{3ш}) + r_{3ш}^2]. \quad (4.51)$$

Для неявнополюсних синхронних машин вираз (4.51) спрощується:

$$I = E_q / \sqrt{(x_d + x_{3ш})^2 + r_{3ш}^2}. \quad (4.52)$$

Як свідчать практичні розрахунки струмів КЗ, різниця між струмами явно- та неявнополюсних синхронних машин незначна, а їхні приблизні значення можна визначити за (4.52).

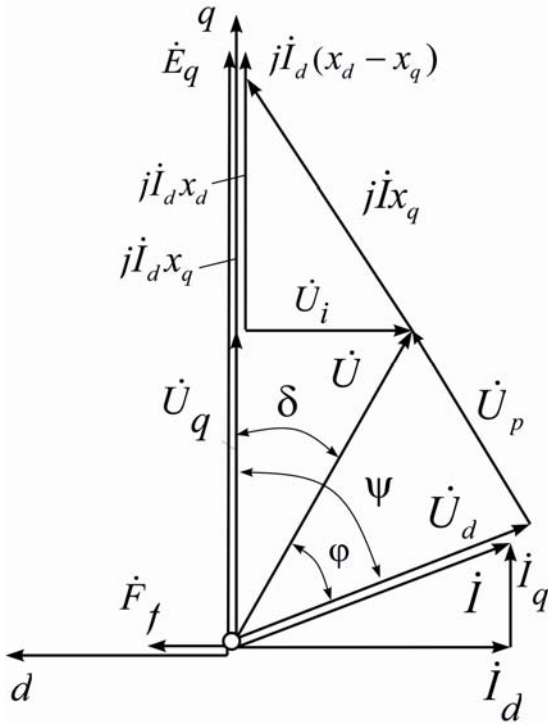


Рис. 4.15. Векторна діаграма явнополюсної синхронної машини

Залежно від електричної віддаленості точки КЗ в усталеному режимі з КЗ можливі два режими роботи генераторів.

- Режим номінальної напруги, який характеризується співвідношеннями параметрів:

$$\begin{aligned} E_q &\leq E_{q \max}; \\ U_\Gamma &= U_{\Gamma \text{н}}; \\ I_\Gamma &\leq I_{\text{кр}}; \quad x_{\text{зи}} \geq x_{\text{кр}}, \end{aligned} \quad (4.53)$$

де $I_{\text{кр}}$ та $x_{\text{кр}}$ – критичні струм та опір. При КЗ у точці, відповідній опоріві $x_{\text{кр}}$, генератор працює з граничним збудженням, коли напруга на затискачах дорівнює номінальному значенню, а струм відповідає критичному значенню.

- Режим граничного збудження:

$$\begin{aligned} E_q &= E_{q \max}; \quad U_\Gamma \leq U_{\Gamma \text{н}}; \\ I_\Gamma &\geq I_{\text{кр}}; \quad x_{\text{зи}} \leq x_{\text{кр}}. \end{aligned} \quad (4.54)$$

Критичний опір можна знайти з рівняння

$$(E_{q \max} - U_{\Gamma \text{н}}) / x_d = U_{\Gamma \text{н}} / x_{\text{кр}}, \quad (4.55)$$

звідки

$$x_{\text{кр}} = x_d U_{\Gamma \text{н}} / (E_{q \max} - U_{\Gamma \text{н}}). \quad (4.56)$$

Якщо при визначенні усталеного струму КЗ урахувують узагальнене навантаження, то його звичайно виражають у відносних одиницях виміру при повній робочій потужності навантаження і середній номінальній напрузі живильної мережі. У такому разі $x_{*нв} = 1,2$; $E_{*нв} = 0$.

Приклади розрахунків

Приклад 4.1. Визначити затухання аперіодичних складових струмів при КЗ та еквівалентну постійну часу для схеми, наведеної на рис. 4.16. Опори віток схеми задані в операторній формі у відносних одиницях виміру.

Розв'язання. Визначаємо в операторній формі результуючий опір схеми:

$$z(p) = z_1(p)z_2(p) / [z_1(p) + z_2(p)] + z_3(p) = (2 + 10p)(5 + 5p) : [2 + 10p + 5 + 5p] + 1 + 3p = (95p^2 + 96p + 17) / (7 + 15p).$$

З рівняння $z(p) = 95p^2 + 96p - 17 = 0$ знаходимо корені

$$p_{1,2} = \left(-96 \pm \sqrt{96^2 - 4 \cdot 95 \cdot 17} \right) / (2 \cdot 95) = -0,505 \pm 0,276;$$

$$p_1 = -0,229; \quad p_2 = 0,781.$$

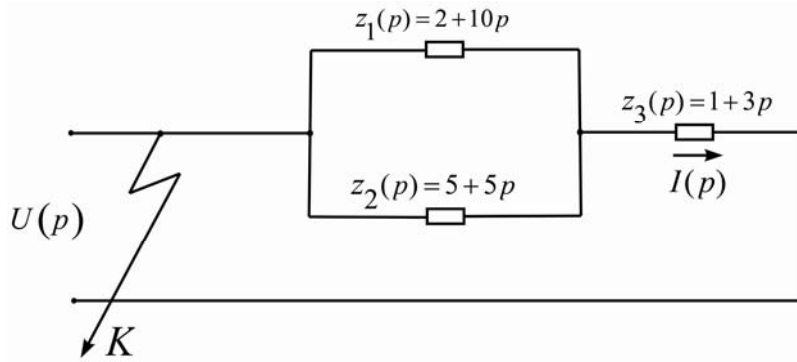


Рис. 4.16 (до прикладу 4.1)

Цим корням характеристичного рівняння відповідають постійні часу:

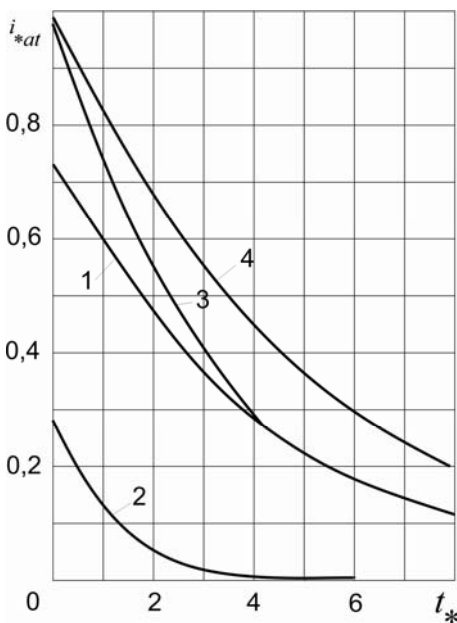
$$T_{*a1} = -1 / p_1 = -1 / (-0,229) = 4,37;$$

$$T_{*a2} = -1 / p_2 = -1 / (-0,781) = 1,28.$$

В іменованих одиницях виміру:

$$T_{*a1} = 4,37 / 314 = 0,014 \text{ с};$$

$$T_{*a2} = 1,28 / 314 = 0,0041 \text{ с}.$$



Аперіодична складова струму у відносних одиницях виміру пропорційна результуючій провідності:

$$I_a(p) \equiv Y(p) = 1 / z(p) = \\ = (7 + 15p) / (95p^2 + 96p + 17)$$

Рис. 4.17 (до прикладу 4.1): Зміни у часі аперіодичних складових струмів: 1 –

$$i_{a1t}; \quad 2 - i_{a2t}; \quad 3 - i_{a1t} + i_{a2t};$$

$$4 - i_{at} = \exp(-t / T_{aек})$$

Використовуючи формулу розкладання (4.44), визначаємо аперіодичні складові струмів схеми:

$$i_{at} = [(7 + 15(-0,229)) / (2 \cdot 95(-0,229)^2 + 96(-0,229))] \exp(-0,229t) + \\ + [(7 + 15(-0,781)) / (2 \cdot 95(-0,781)^2 + 96(-0,781))] \exp(-0,781t) = \\ = -0,297 \exp(-0,229t) - 0,115 \exp(-0,781t).$$

Початкові значення вільних струмів у частках від початкового значення вільного струму в схемі:

$$I_{a10} = 0,297 / (0,297 + 0,115) = 0,721;$$

$$I_{a20} = 0,115 / (0,297 + 0,115) = 0,279.$$

Зміни вільних струмів у часі i_{a1t} , i_{a2t} та їх суми i_{at} – на рис.4.17. Вважаючи в схемі $r = 0$, визначаємо $x_{\Sigma} = 10 \cdot 5 / (10 + 5) + 3 = 6,33$, а при $x = 0$ $r_{\Sigma} = 2 \cdot 5 / (2 + 5) + 1 = 1,25$. Знаходимо еквівалентну постійну часу $T_{aек} = 6,33 / (1,25 \cdot 314) = 0,016$ с.

Тоді аперіодична складова струму

$$i_{at} = \exp(-t / T_{aек}) = \exp(-0,198t).$$

Зіставлення кривих 3 та 4 (рис. 4.17) свідчить про те, що використання еквівалентної постійної часу вносить похибку в оцінку аперіодичної складової струму КЗ в бік її завищення.

Приклад 4.2. При КЗ у точці K системи електропостачання, розрахункова схема якої наведена на рис. 4.18,а, визначити початкові значення періодичної складової струму в місці пошкодження та ланцюгах автотрансформатора $T2$, а також залишкову напругу в точках M та N . Струми і напруги попереднього режиму та параметри елементів СЕП позначені на схемі.

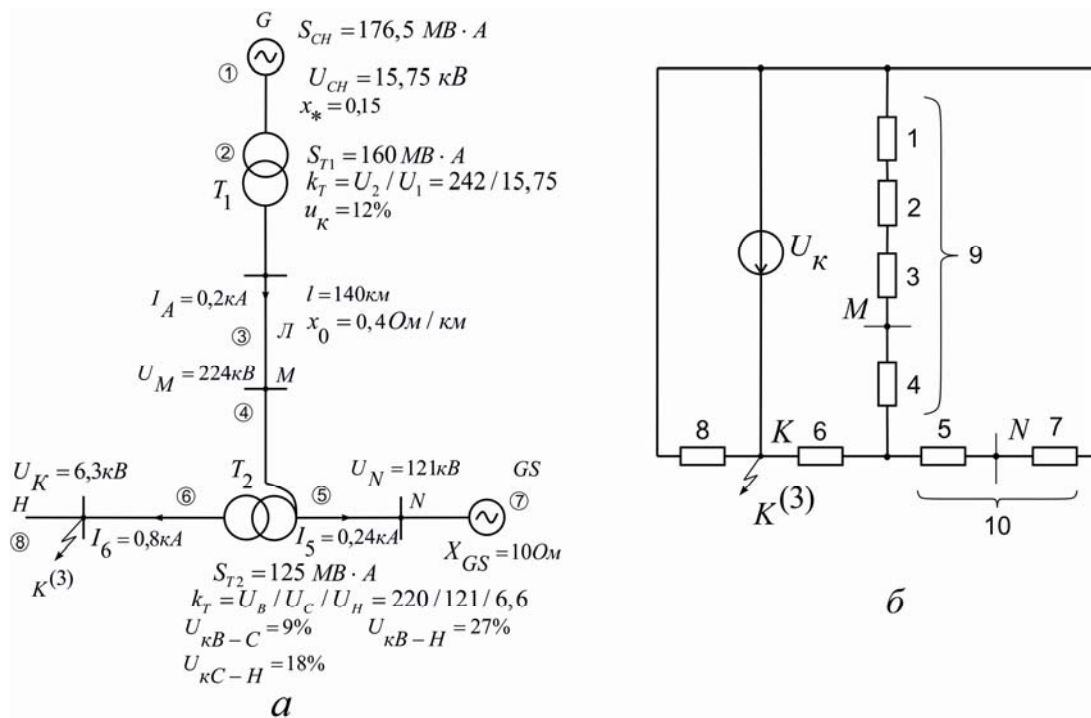


Рис. 4.18 (до прикладу 4.2)

Розв'язання. Показники аварійного режиму розраховуємо методом накладання з точним зведенням параметрів режиму та елементів в іменованих одиницях виміру. Схема заміщення СЕП для розрахунку аварійної складової

струму КЗ – на рис. 4.18,б. За основний беремо ступінь напруги $U_{осн} = 220$ кВ, де розташована повітряна лінія $Л$

Опір елементів схеми заміщення, зведений до основного ступеня напруги, з такими значеннями:

$$\hat{x}_1 = x_{*Г}''(U_{ГН}^2 / S_{ГН})(U_2 / U_1)^2 = 0,15(15,75^2 / 176,5)(242 / 15,75)^2 = 49,8 \text{ Ом};$$

$$\hat{x}_2 = (u_{к} / 100)(U_{ГН}^2 / S_{Т1Н})(U_2 / U_1)^2 = (12 / 100)(15,75^2 / 160)(242 / 15,75)^2 = 43,9 \text{ Ом};$$

$$\hat{x}_3 = x_0 l = 0,4 \cdot 140 = 56 \text{ Ом}.$$

При

$$u_{кВ} = 0,5(u_{кВ-С} + u_{кВ-Н} - u_{кС-Н}) = 0,5(9 + 27 - 18) = 9 \%;$$

$$u_{кС} = 0,5(u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н}) = 0,5(9 + 18 - 27) = 0 \%;$$

$$u_{кН} = 0,5(u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С}) = 0,5(27 + 18 - 9) = 18 \%$$

маємо

$$\hat{x}_4 = (u_{кВ} / 100)(U_{ВН}^2 / S_{Т2Н}) = (9 / 100)(220^2 / 125) = 34,8 \text{ Ом};$$

$$\hat{x}_5 = 0;$$

$$\hat{x}_6 = (u_{кН} / 100)(U_{ВН}^2 / S_{Т2Н}) = (18 / 100)(220^2 / 125) = 69,6 \text{ Ом};$$

$$\hat{x}_7 = x_{GS}(U_B / U_C)^2 = 10(220 / 121)^2 = 33,1 \text{ Ом};$$

$$\hat{x}_8 = (U_{к} / (3I_6))(U_B / U_H)^2 = (6,3 / (3 \cdot 0,8))((220 / 6,6))^2 = 2917 \text{ Ом}.$$

Визначимо результуючий опір схеми заміщення відносно точки K :

$$\hat{x}_9 = \hat{x}_1 + \hat{x}_2 + \hat{x}_3 + \hat{x}_4 = 49,8 + 43,9 + 56 + 34,8 = 184,5 \text{ Ом};$$

$$\hat{x}_{10} = \hat{x}_5 + \hat{x}_7 = 0 + 33,1 = 33,1 \text{ Ом};$$

$$\hat{x}_{11} = \hat{x}_9 \hat{x}_{10} / (\hat{x}_9 + \hat{x}_{10}) = 184,5 \cdot 33,1 / (184,5 + 33,1) = 28,1 \text{ Ом};$$

$$\hat{x}_{12} = \hat{x}_{11} + \hat{x}_6 = 28,1 + 69,6 = 97,7 \text{ Ом};$$

$$\hat{x}_{рез} = \hat{x}_{12} \cdot \hat{x}_8 / (\hat{x}_{12} + \hat{x}_8) = 97,7 \cdot 2917 / (97,7 + 2917) = 94,5 \text{ Ом}.$$

Напруга в точці КЗ, зведеної до основного ступеня,

$$\hat{U}_{к\phi} = - (U_{к} / \sqrt{3})(U_B / U_H) = -(6,3 / \sqrt{3})(220 / 6,6) = -121,2 \text{ кВ}.$$

Періодична складова струму в точці КЗ

$$\hat{I}_{ав} = -\hat{U}_{к\phi} / \hat{x}_{рез} = 121,2 / 94,5 = 1,28 \text{ кА};$$

її натуральне значення на ступені напруги КЗ

$$I_{ав} = \hat{I}_{ав} / (U_H / U_B) = 1,28 / (6,6 / 220) = 42,8 \text{ кА}.$$

Розподіл періодичної складової струму КЗ вітками схеми заміщення автотрансформатора:

$$\hat{I}_{ав8} = -\hat{U}_{к\phi} / \hat{x}_8 = 121,2 / 2917 = 0,0415 \text{ кА};$$

$$\widehat{I}_{ав6} = \widehat{I}_{ав} - \widehat{I}_{ав8} = 1,28 - 0,0415 = 1,238 \text{ кА};$$

$$\widehat{I}_{ав5} = \widehat{I}_{ав6} \widehat{I}_{11} / \widehat{I}_{10} = 1,238 \cdot 28,1 / 33,1 = 1,05 \text{ кА};$$

$$\widehat{I}_{ав4} = \widehat{I}_{ав6} - \widehat{I}_{ав5} = 1,238 - 1,05 = 0,187 \text{ кА}.$$

Значення періодичної складової струму КЗ у ланцюгах автотрансформатора $T2$ визначимо з урахуванням струмів попереднього режиму:

$$\widehat{I}_{ПВ} = \widehat{I}_{ав4} + I_4 = 0,187 + 0,2 = 0,387 \text{ кА};$$

$$\widehat{I}_{ПС} = \widehat{I}_{ав5} U_B / U_C - I_5 = 1,05 \cdot 220 / 121 - 0,24 = 1,67 \text{ кА};$$

$$\widehat{I}_{ПН} = \widehat{I}_{ав6} U_B / U_H + I_6 = 1,238 \cdot 220 / 6,6 + 0,8 = 42,1 \text{ кА}.$$

Періодичні складові напруг у точках M та N

$$\widehat{U}_{ав\phi M} = -\widehat{I}_{ав4}(\widehat{x}_1 + \widehat{x}_2 + \widehat{x}_3) = -0,187(49,8 + 43,9 + 56) = -28 \text{ кВ};$$

$$\widehat{U}_{ав\phi N} = -\widehat{I}_{ав5} \widehat{I}_7 = 1,05 \cdot 33,1 = -34,8 \text{ кВ}.$$

Натуральні значення залишкових лінійних напруг у точках M і N :

$$U_{остM} = U_M + \sqrt{3} \widehat{U}_{ав\phi M} = 224 - \sqrt{3} \cdot 28 = 175,5 \text{ кВ};$$

$$U_{остN} = U_N + \sqrt{3} \widehat{U}_{ав\phi N} (U_H / U_B) = 121 - \sqrt{3} \cdot 34,8(121 / 220) = 87,8 \text{ кВ}.$$

Зіставлення отриманих значень залишкових напруг з напругами попереднього режиму показує, що лінійна напруга в точці M знизилася на 21,6, а в точці N – на 27,4 %.

Приклад 4.3. Визначити початкове значення періодичної складової струму при трифазному КЗ у точці K системи електропостачання, зображеної на рис. 4.19,а. Під час розрахунку оцінити можливість впливу на струм КЗ приєднаних навантажень.

Розв'язання. Використаємо метод еквівалентних е.р.с. Розрахунок параметрів елементів для схеми заміщення (рис. 4.19,б) виконаємо приблизним зведенням у відносних одиницях виміру. За базисні умови візьмемо $S_{\bar{b}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{\bar{b} осн} = U_{ср осн} = 6,3 \text{ кВ}$.

Базисний струм на ступені напруги КЗ

$$I_{\bar{b} осн} = S_{\bar{b}} / (\sqrt{3} U_{\bar{b} осн}) = 100 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 9,2 \text{ кА}.$$

Індуктивні опори елементів схеми заміщення СЕП зведені до базисних умов:

$$x_{*\bar{b}1} = x_{*d} S_{\bar{b}} / S_{\Gamma} = 0,125 \cdot 100 / 80 = 0,156;$$

$$x_{*\bar{b}2} = u_{\kappa} S_{\bar{b}} / (100 S_{T1}) = 10,5 \cdot 100 / (100 \cdot 40) = 0,263;$$

$$x_{*\bar{b}3} = x_{*d} S_{\bar{b}} / S_{H1} = 0,35 \cdot 100 / 42 = 0,833;$$

$$x_{*\bar{b}4} = x_0 l_1 S_{\bar{b}} / U_{ср2}^2 = 0,4 \cdot 50 \cdot 100 / 115^2 = 0,151;$$

$$x_{*\bar{b}5} = x_0 l_3 S_{\bar{b}} / U_{ср2}^2 = 0,4 \cdot 8 \cdot 100 / 115^2 = 0,024;$$

$$x_{*\bar{b}6} = u_{\kappa} S_{\bar{b}} / (100 S_{T3}) = 10,5 \cdot 100 / (100 \cdot 10) = 1,05;$$

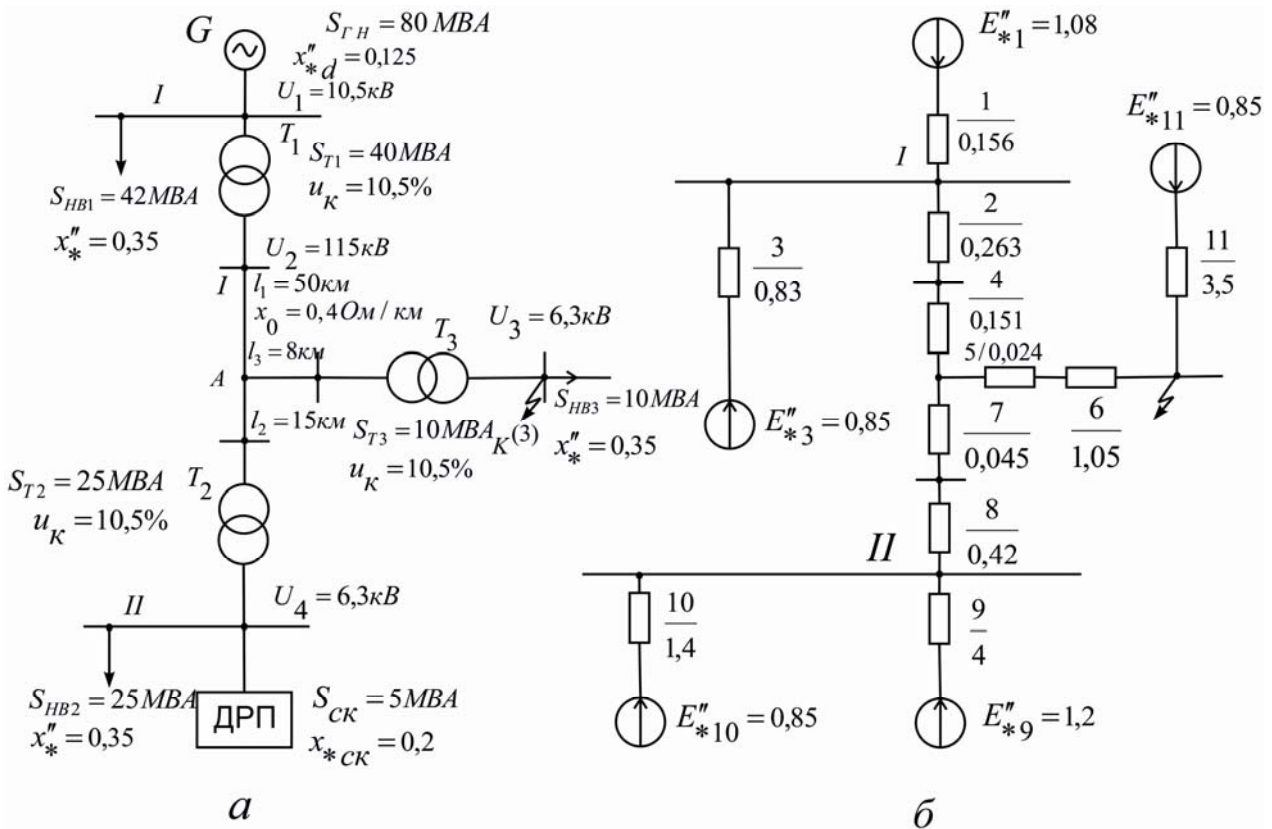


Рис. 4.19 (до прикладу 4.3)

$$x_{*b7} = x_0 l_2 S_{\bar{b}} / U_{cp2}^2 = 0,4 \cdot 15 \cdot 100 / 115^2 = 0,045;$$

$$x_{*b8} = u_K S_{\bar{b}} / (100 S_{T2}) = 10,5 \cdot 100 / (100 \cdot 25) = 0,42;$$

$$x_{*b9} = x_{*CK}'' S_{\bar{b}} / S_K = 0,2 \cdot 100 / 5 = 4;$$

$$x_{*b10} = x_{*S}'' S_{\bar{b}} / S_{H2} = 0,35 \cdot 100 / 25 = 1,4;$$

$$x_{*b11} = x_{*S}'' S_{\bar{b}} / S_{H3} = 0,35 \cdot 100 / 10 = 3,5.$$

Значення е.р.с. у генеруючих вітках схеми беремо з табл. 4.2.

Спочатку перетворимо схему заміщення без урахування навантажень $n1$ та $n2$, оскільки їх участь у підживленні точки КЗ можна встановити за значеннями залишкової напруги на шинах їх ввімкнення. Навантаження $n3$ візьме участь у підживленні точки КЗ, адже $(U_K = 0) < E_{*11}''$.

Опір та е.р.с. у перетвореній частині схеми заміщення:

$$x_{*b12} = x_{*b1} + x_{*b2} + x_{*b4} = 0,156 + 0,263 + 0,151 = 0,57;$$

$$x_{*b13} = x_{*b5} + x_{*b6} = 0,024 + 1,05 = 1,074;$$

$$x_{*b14} = x_{*b7} + x_{*b8} + x_{*b9} = 0,045 + 0,42 + 4 = 4,465;$$

$$E_{*b15}'' = (E_{*1}'' / x_{*b12} + E_{*9}'' / x_{*b14}) / (1 / x_{*b12} + 1 / x_{*b14}) =$$

$$= (1,08 / 0,57 + 1,2 / 4,465) / (1 / 0,57 + 1 / 4,465) = 1,09;$$

$$x_{*b15} = x_{*b12} x_{*b14} / (x_{*b12} + x_{*b14}) + x_{*b13} =$$

$$= 0,57 \cdot 4,465 / (0,57 + 4,465) + 1,074 = 1,58.$$

Періодична складова струму КЗ, що перебігає віткою з $x_{*(\bar{b})15}$, дорівнює

$$I_{*II015} = E''_{*\bar{b}15} / x_{*\bar{b}15} = 1,09 / 1,58 = 0,69.$$

Залишкові напруги:

у вузлі A

$$U_{*ост A} = I_{*II015} x_{*\bar{b}15} = 0,69 \cdot 1,074 = 0,741;$$

на шинах увімкнення навантаження $n1$

$$U_{*ост I} = [(E''_{*1} - U_{*ост A}) / x_{*\bar{b}12}] (x_{*\bar{b}4} + x_{*\bar{b}2}) + \\ + U_{*ост A} = [(1,08 - 0,741) / 0,57] (0,263 + 0,151) + 0,741 = 0,987;$$

на шинах увімкнення навантаження $n2$

$$U_{*ост II} = [(E''_{*9} - U_{*ост A}) / (x_{*\bar{b}7} + x_{*\bar{b}8})] + U_{*ост A} = \\ = [(1,2 - 0,741) / 4,465] (0,045 + 0,42) + 0,741 = 0,792.$$

Оскільки $U_{*ост I} > E''_{*3}$, $U_{*ост II} < E''_{*10}$, то на генераторний режим перейдуть лише електроприймачі вузла навантаження $n2$. Перетворимо схему заміщення з урахуванням підживлення точки КЗ:

$$E''_{*16} = (E''_{*9} / x_{*\bar{b}9} + E''_{*10} / x_{*\bar{b}10}) / (1 / x_{*\bar{b}9} + 1 / x_{*\bar{b}10}) = \\ = (1,2 / 4 + 0,85 / 1,4) / (1 / 4 + 1 / 1,4) = 0,941;$$

$$x_{*\bar{b}16} = x_{*\bar{b}9} x_{*\bar{b}10} / (x_{*\bar{b}9} + x_{*\bar{b}10}) + x_{*\bar{b}7} + x_{*\bar{b}8} = \\ = 4 \cdot 1,4 / (4 + 1,4) + 0,045 + 0,42 = 1,5;$$

$$E''_{*17} = (E''_{*1} / x_{*\bar{b}12} + E''_{*16} / x_{*\bar{b}16}) / (1 / x_{*\bar{b}12} + 1 / x_{*\bar{b}16}) = \\ = (1,08 / 0,57 + 0,941 / 1,5) / (1 / 0,57 + 1 / 1,5) = 1,04;$$

$$x_{*\bar{b}17} = x_{*\bar{b}12} x_{*\bar{b}16} / (x_{*\bar{b}12} + x_{*\bar{b}16}) + x_{*\bar{b}13} = \\ = 0,57 \cdot 1,5 / (0,57 + 1,5) + 1,074 = 1,49;$$

$$E''_{*18} = (E''_{*11} / x_{*\bar{b}11} + E''_{*17} / x_{*\bar{b}17}) / (1 / x_{*\bar{b}11} + 1 / x_{*\bar{b}17}) = \\ = (0,85 / 3,5 + 1,04 / 1,49) / (1 / 3,5 + 1 / 1,49) = 0,983;$$

$$x_{*\bar{b}18} = 1 / (1 / x_{*\bar{b}11} + 1 / x_{*\bar{b}17}) = 1 / (1 / 3,5 + 1 / 1,49) = 1,05.$$

Періодична складова струму в початковий момент часу виникнення КЗ з урахуванням підживлення від навантажень дорівнює:

$$I_{*II0} = E''_{*18} / x_{*\bar{b}18} = 0,983 / 1,05 = 0,941;$$

натуральне значення

$$I_{II0} = I_{*II0} I_{\bar{b}} = 0,941 \cdot 9,2 = 8,7 \text{ кА.}$$

Підживлення точки КЗ від електроприймачів, що перейшли на генераторний режим, суттєве і складає 26,7 % у сумарному струмі КЗ.

Контрольні запитання

1. Зміна повного струму та його складових при трифазному КЗ на затискачах генератора без пристрою АРЗ.
2. Вплив АРЗ генератора на перебіг струму при трифазному КЗ.
3. Ударний струм КЗ, за яких умов він виникає?
4. Від яких параметрів та умов залежить ударний коефіцієнт?
5. Діюче значення повного струму КЗ.
6. Як змінюється повний струм та його складові при КЗ у віддалених точках СЕП?
7. Якими виразами та видами значень знаходять періодичну складову початкового струму КЗ?
8. Відмінності між перехідним та надперехідним струмами КЗ?
9. Як визначити аналітично струм КЗ у довільний момент часу?
10. Який режим КЗ називають усталеним та за яких умов він виникає?
11. Як визначити струм КЗ в усталеному режимі?

Теми рефератів

1. Вплив АРЗ на характер перехідного процесу перебігу струму КЗ.
2. Вплив електричної віддаленості точки КЗ на джерела живлення.
3. Визначення зміни повного струму та його складових при КЗ у різних точках СЕП.
4. Усталені аварійні режими синхронних машин.
5. Принципи складання схем заміщення електричних мереж для аналізу перехідних процесів.

Розділ 5. РОЗРАХУНКИ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ ПРИ ТРИФАЗНИХ КОРОТКИХ ЗАМИКАННЯХ

5.1. Основні положення

При складанні розрахункової схеми електропостачання підприємства для аварійного режиму роботи з коротким замиканням її еквівалентно подають відносно місця КЗ з двох частин за джерелами енергії:

- генератори електричної системи;
- електроспоживачі із запасом енергії до моменту часу виникнення аварійного режиму.

Через різний характер електромагнітних процесів (див. підрозд. 4.1) ці частини СЕП слід розглядати нарізно.

У складанні схем заміщення зазначених частин СЕП керуються таким:

- для моменту часу $t = 0$ активні елементи СЕП (генератори, двигуни) еквівалентуються джерелами е.р.с. $E_t = const$ з внутрішнім опором x_d'' або x_d' , а пасивні (трансформатори, ЛЕП, реактори) – лише електричними опорами (див. розд. 1);

- для часу $t > 0$ у еквівалентів активних елементів $E_t = var$ та $x_t = var$, а пасивних елементів $x_t = const$ (не враховуємо зміну значення частоти в аварійному режимі) і $r_t = var$ (через нагрівання провідників перебігом струму КЗ, що характерно в електричних мережах напругою до 1 кВ з переважним значенням активної складової опору).

Перетворення схем заміщення та обчислення параметрів аварійного режиму відбувається з урахуванням електромагнітної (розмагнічувальної) реакції джерел на виникнення КЗ. Міра впливу останньої оцінюється безпосередньо за електричною віддаленістю. Названі особливості впливають на вибір та використання способів визначення характеристик перехідного процесу і параметрів аварійного режиму.

Розрахунки з високою точністю значень характеристик та параметрів аварійного режиму в СЕП, що виникає внаслідок КЗ, для $t > 0$ вимагають великого обсягу обчислень. Вони значно ускладнюються, якщо врахувати автоматичне регулювання збудження генераторів, відмінності параметрів синхронних машин у поздовжній та поперечній осях, невизначеність поведінки двигунів приєднаних навантажень. При проектуванні та експлуатації СЕП в основному використовують

спрощені способи визначення показників перехідного процесу. У ряді випадків за допомогою найпростіших оцінок треба визначити лише рівень значень шуканих величин, достатніх для з'ясування умов роботи електроустановки або обґрунтування практичного вирішення завдань його експлуатації.

Спрощення розрахунку (для простоти обчислень, очевидної порівнянності та контролю результатів розрахунку з фізичною картиною явища) базується на певних припущеннях. Останні беруться для конкретних умов відповідно до поставленого завдання та кінцевої мети розрахунку.

Основна відмінність між практичними способами розрахунку параметрів аварійного режиму, що виникає внаслідок КЗ, полягає у визначенні періодичної складової струму КЗ залежно від вимог та призначення розрахунків, узятих припущень. Наприклад, якщо значення струму у місці КЗ обчислюється для вибору електроустановки, придатні одні припущення, а при розв'язанні завдань захисту елементів та налаштування засобів автоматизації СЕП – інші, що потребують розрахунків з порівняно меншими похибками.

Для трифазних мереж електроустановок напругою понад 1 кВ промислової частоти опрацьована загальна методика розрахунку струмів КЗ, викладена у стандарті [35], у початковий та довільний моменти часу перебігу аварійного режиму. Методика передбачає обчислення струмів КЗ для вирішення завдань: вибір та перевірка електроустановки за умов короткого замикання; вибір запобіжних уставок та оцінка можливої дії засобів захисту і автоматики СЕП; визначення впливу струмів нульової послідовності ліній електропередачі на супутні лінії зв'язку; вибір заземлювальних пристроїв електроустановок.

Обчислювальні показники перехідного процесу внаслідок КЗ, допустима похибка обчислень та вибір способу розрахунку залежать від кінцевої мети розрахунків. Для вибору та перевірки електроустановки струми КЗ можна розраховувати спрощеними способами, якщо їх похибка не перевищує 5...10 %. При цьому обчислюють:

- значення періодичної складової струму та потужності КЗ у початковий і довільний моменти часу перебігу аварійного режиму, у тому числі для розрахункового часу розмикання пошкодженого кола;
- значення аперіодичної складової струму КЗ у початковий та довільний моменти часу, а також для розрахункового часу розмикання пошкодженого кола;

- ударний струм КЗ;
- струморозподіл у схемі СЕП;
- залишкові напруги у вузлах схеми СЕП.

Для вибору значень параметрів настроювання захисту елементів й автоматики СЕП як вихідні дані обчислюють найбільше та найменше розрахункові значення періодичної і аперіодичної складових струму КЗ у початковий та довільний моменти часу в місці КЗ чи в окремих вітках розрахункової схеми.

Загальні рекомендації щодо розрахунку струмів КЗ частково викладені у розд. 4.

Рекомендована стандартом методика [35] не поширюється на розрахунки струмів КЗ:

- за складних видів несиметрії у СЕП (наприклад, одночасні КЗ та обрив), при повторних КЗ та КЗ у СЕП з нелінійними елементами;
- з урахуванням динаміки електричних машин в електромеханічних перехідних процесах;
- при розгляді перехідного процесу внаслідок КЗ усередині електричних машин, трансформаторів та автотрансформаторів;
- для непромислових значень частот, що виникають при КЗ у лініях електропередач напругою 220 кВ та вище;
- в електроустановках напругою 750 кВ та вище.

Для розрахунку показників зазначених аварійних перехідних режимів використовують спеціальні методи.

Обчислення значень струмів КЗ для довільних моментів часу в місці КЗ та в окремих вітках розрахункової схеми слід розглядати у межах електромеханічних перехідних процесів, до чого залучають ЕОМ та відповідні методи дослідження динамічної стійкості режиму енергетичної системи.

Загалом під час визначення струму КЗ необхідно враховувати всі активні елементи електричної системи. Допускається еквівалентувати віддалену від місця КЗ частину електричної системи – усі джерела електроенергії, для яких КЗ віддалено. Її відповідні елементи можуть бути відносно місця КЗ або іншого обраного вузла мережі еквівалентовані одним джерелом незмінної напруги і одним опором (таке джерело зветься “*електричною системою*”). Якщо для конкретного вузла електричної мережі значення струму трифазного КЗ $I_k^{(3)}$ чи потужності трифазного КЗ $S_k^{(3)}$ відомо, то еквівалентний індуктивний опір джерела “електрична система” визначається за виразом

$$x_{GS} = U_{cp\ n} / (\sqrt{3}I_K^{(3)}) = U_{cp\ n}^2 / S_K, \quad (5.1)$$

де $U_{cp\ n}$ – середня номінальна напруга у вузлі.

Значення е.р.с. джерела “електрична система” слід брати рівним середній номінальній напрузі у вузлі електричної мережі.

Залежно від складності розрахункової схеми СЕП струми КЗ визначають аналітично з використанням еквівалентних схем заміщення чи із застосуванням аналогових розрахункових моделей змінного та сталого струмів або математичних моделей на ЕОМ.

Спосіб розрахунку струму короткого замикання обирають з таких міркувань. В одноконтурних розрахункових схемах СЕП струм КЗ слід обчислювати за аналітичним чи графоаналітичним способом рекомендованими прийомами перетворення схем. У багатоконтурних же розрахункових схемах СЕП струм КЗ варто обчислювати методами вузлових напруг або контурних струмів із застосуванням ЕОМ.

Під час використання методу вузлових напруг розв’язуємо матричне рівняння

$$\underline{I}_{\text{вуз}} = \underline{Y}_{\text{вуз}} \underline{U}_{\text{вуз}}, \quad (5.2)$$

де $\underline{I}_{\text{вуз}}$ – стовпцева матриця вузлових струмів; $\underline{Y}_{\text{вуз}}$ – квадратна матриця власних та взаємних вузлових провідностей; $\underline{U}_{\text{вуз}}$ – стовпцева матриця вузлових напруг.

За методом контурних струмів спершу треба розв’язати матричне рівняння

$$\underline{E}_K = \underline{Z}_K \underline{I}_K, \quad (5.3)$$

де \underline{E}_K – стовпцева матриця е.р.с.; \underline{Z}_K – квадратна матриця власних та взаємних опорів незалежних контурів; \underline{I}_K – стовпцева матриця контурних струмів.

Для трифазних електричних мереж СЕП напругою до 1 кВ промислової частоти, приєднаних до енергосистеми або з автономними джерелами електроенергії, струми КЗ розраховують відповідно до стандарту [36]. За ним установлюється загальна методика розрахунку струмів симетричних та несиметричних КЗ (найбільших та найменших значень) у початковий і довільний моменти часу перебігу аварійного режиму з урахуванням параметрів синхронних та асинхронних машин, трансформаторів, реакторів, кабельних і повітряних ліній, шинопроводів, конденсаторних батарей та вузлів з комплексним навантаженням.

Параметри режиму з КЗ розраховують за початковими даними для вирішення завдань вибору та перевірки електроустаткування за умов дії КЗ, вибору уставок захисту, пристроїв автоматики та комутаційних апаратів і розрахунку заземлювальних пристроїв. Склад показників перехідного режиму та рівень допустимої похибки розрахунків струмів КЗ обирають залежно від кінцевої мети. Для вибору та перевірки електроустаткування за умов дії КЗ розрахункові показники допускається визначати спрощеними способами розрахунку струмів КЗ, якщо їхня похибка не перевищує 10 %. Розрахунку підлягають: початкові значення періодичної та аперіодичної складових струму КЗ; ударний струм; діючі значення періодичної складової струму КЗ у довільні моменти часу, у тому числі – для розрахункового часу розмикання пошкодженого кола мережі.

При проектуванні захисту елементів СЕП розраховують найбільші та найменші значення періодичної складової струму в місці КЗ у початковий та довільний моменти часу, а також для розрахункового часу розмикання пошкодженого кола. Для вибору заземлювальних пристроїв електроустановок обчислюють струм однофазного КЗ.

Зазначена у стандарті [36] методика не поширюється на розрахунки струмів КЗ:

- при складних видах несиметрії у СЕП (наприклад, одночасні КЗ та обрив), у разі повторних КЗ та при КЗ в електроустановках з нелінійними елементами;
- з урахуванням динаміки електричних машин в електромеханічних перехідних процесах;
- усередині електричних машин і трансформаторів.

Методики розрахунку показників перехідного режиму при трифазних КЗ орієнтовані на використання для певних ієрархічних рівнів СЕП (зовнішнє та внутрішнє електропостачання, електричні мережі до 1 кВ). Методи розрахунку застосовуються у таких характерних випадках: спільне живлення від електроенергетичних систем (ЕЕС) та ТЕЦ (ТЕС); підживлення місця КЗ від електродвигунів; підживлення місця КЗ від вузла з комплексним навантаженням; участь джерела реактивної потужності (ДРП) у живленні місця КЗ.

Досвід розрахунків перехідних режимів свідчить, що помилки в обчисленні початкових значень струмів КЗ практичними методами – у межах $\pm 5\%$. Під час обчислення значень струмів у вітках для довільних моментів часу перебігу аварійного режиму за допомогою прак-

тичних способів розрахунку помилки сягають 10...15 % (залежно від віддаленості та тривалості КЗ).

У наближених розрахунках аналітично прийнято визначати лише діюче значення періодичної складової струму КЗ за перший період та ударний струм КЗ. При живленні від джерела “електрична система” необмеженої потужності діюче значення періодичної складової трифазного струму КЗ буде

$$I_{П0}^{(3)} = U_{ср н} / (\sqrt{3} z_{рез}). \quad (5.4)$$

З використанням діючого значення періодичної складової за перший період обчислюють ударний струм КЗ:

миттєвого значення

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \kappa_y I_{П0}^{(3)}; \quad (5.5)$$

діючого значення

$$I_y = I_{П0}^{(3)} \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2}. \quad (5.6)$$

Для $t = 0,01$ с та при середньому значенні сталої часу затухання аперіодичної складової $T_a = 0,05$ с

$$\kappa_y = 1 + \exp(-0,01 / 0,05) = 1,8,$$

а значення ударного струму

$$i_y^{(3)} = 2,55 I_{П0}^{(3)};$$

$$I_y^{(3)} = 1,52 I_{П0}^{(3)}.$$

Під час обчислення струмів КЗ у віддалених точках електричної мережі, в яких щодо впливу на значення струму помітно позначається активна складова опору короткозамкненого кола (при КЗ за трансформаторами малої потужності, у протяжних кабельних лініях, мережах напругою до 1 кВ), рекомендується визначати значення сталої часу затухання аперіодичної складової відповідно до виразу

$$T_a = x_{рез} / (\omega r_{рез}) \quad (5.7)$$

та обчислювати нове значення κ_y .

При наближених розрахунках КЗ у протяжних кабельних мережах чи після трансформаторів потужністю менше 1000 кВ·А орієнтовно можна вважати $\kappa_y = 1,3$.

5.2. Використання діаграм періодичної складової струму в мережі з одним джерелом

При трифазному КЗ у мережі періодичну складову струму синхронного генератора для довільних моментів часу перебігу аварійного режиму можна розраховувати графоаналітичним способом за спеціальними діаграмами. Останні мають конкретну сферу застосування (залежно від структури СЕП, потужності джерел живлення, мети розрахунку, вимог та умов реалізації результатів оцінки аварійного режиму) і складають основу одного з напрямків спрощених методів розрахунку значень показників перехідних процесів у СЕП, ініційованих трифазними короткими замиканнями. Діаграми – графічне відображення функціональних залежностей між е.р.с. джерела електричної енергії, періодичною складовою струму КЗ, часом перехідного процесу та електричною віддаленістю місця КЗ від джерела електричної енергії. Вони охоплюють широкий діапазон потужностей джерел живлення, неявно враховують зміни е.р.с. E_t у часі й різняться лише наявністю і типом систем збудження генераторів.

Діаграми допомагають швидко та просто виконанню наближених обчислень значень періодичної складової струму в місці КЗ мережі. Універсальність досягнена усередненням значень параметрів реальних генераторів та наближеним обліком впливу навантаження у СЕП на струм у місці КЗ, що відповідно пов'язане із зниженням точності розрахунків. Їх недолік – вузька сфера вживання, зокрема для обчислення значення струму тільки в місці КЗ, тобто не передбачається визначення струмів аварійного режиму у вітках електричної мережі СЕП.

Для спрощених розрахунків використовуються універсальні **типові криві**. Вони виділяються розширеною сферою застосування щодо потужності джерел електроенергії, обліком типів систем збудження генераторів; в їх побудові використані значення параметрів нових типів синхронних генераторів.

Типові криві – це залежності (рис. 5.1,а)

$$\gamma_{t\Gamma} = f_1(t, I_{*нП0\Gamma}), \quad (5.8)$$

а також додаткові залежності (рис. 5.1,б)

$$\gamma_{t\Gamma} = f_2(\gamma_{t\Sigma}, C_\Gamma), \quad (5.9)$$

де $\gamma_{t\Gamma} = I_{пт\Gamma} / I_{п0\Gamma}$ – відносні значення періодичної складової струму КЗ для моментів часу аварійного режиму $t \in [0; 3c]$;

$I_{*нП0Г} = I_{П0Г} / I_{нГ}$ – показник, яким характеризують електричну віддаленість місця КЗ від генератора; $\gamma_{т\Sigma} = I_{Пт\Sigma} / I_{П0\Sigma}$ – відносні значення періодичної складової струму в місці КЗ; C_G – частка (коефіцієнт струморозподілу) струму від генератора у сумарному струмі в місці КЗ для часу $t = 0$.

До залежностей (5.8) увійшли параметри режиму синхронного генератора (еквівалентного джерела): $I_{ПтГ}$, $I_{П0Г}$ – діючі значення періодичної складової струму КЗ в генеруючій вітці у довільні моменти часу t і початкове значення цієї складової відповідно; $I_{нГ}$ – значення номінального струму синхронного генератора, зведене до ступеня напруги у місці КЗ.

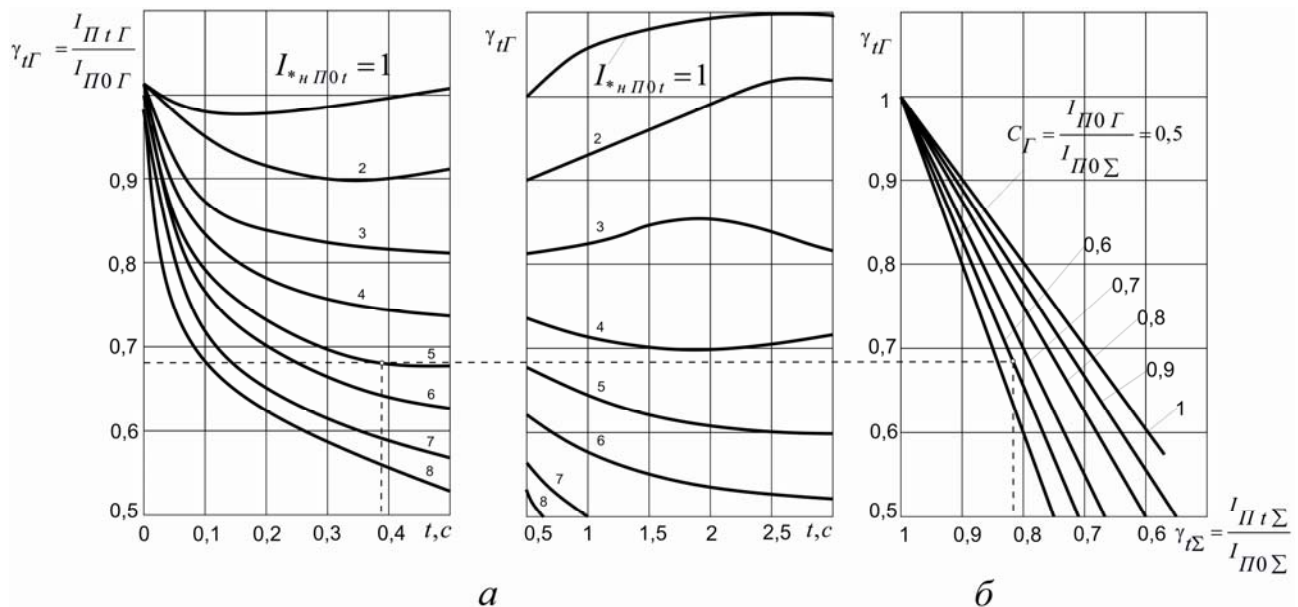


Рис. 5.1. Зміни у часі та від електричної віддаленості точки КЗ періодичної складової струму КЗ, створюваної синхронними генераторами і компенсаторами з тиристорною або високочастотною системою збудження

Графічними залежностями (5.9) користуються в розрахункових схемах з двобічним живленням місця КЗ: від синхронного генератора (еквівалентного джерела) та електричної системи як джерела необмеженої потужності. Вони зв'язують параметри режиму вітки генератора $I_{ПтГ}$, $I_{П0Г}$ з параметрами режиму у місці КЗ ($I_{П0\Sigma}$, $I_{Пт\Sigma}$ – значення періодичної складової струму в довільні моменти часу аварійного режиму t від усіх джерел у місці КЗ).

Використані для побудови типових кривих дані окреслюють сферу застосування для розрахунків. Криві уніфіковані для гідроге-

нераторів потужністю 12...800 МВт, турбогенераторів – до 500 МВт включно та синхронних компенсаторів 37,5...100 МВ·А при радіальній схемі; типові криві різняться за типом систем збудження генераторів; побудовані для синхронних генераторів (компенсаторів), в яких кратність граничної напруги збудження стосовно номінальної напруги збудження не перевищує двох.

Типові криві: з рис. 5.1,а,б слід використовувати для розрахунку діючого значення періодичної складової струму КЗ від синхронних генераторів з тиристорною або високочастотною системою збудження, а також від синхронних компенсаторів; при цьому для гідрогенераторів з перевищеною кратністю напруги збудження (більше двох) допускається їх використовувати тільки за невеликої електричної віддаленості місця КЗ, коли $I_{*н П0 Г} > 3$; з рис. 5.2,а,б – від синхронних генераторів з тиристорною системою самозбудження з послідовними трансформаторами і без них відповідно; з рис. 5.3 – від синхронних генераторів з діодною безщітковою системою збудження.

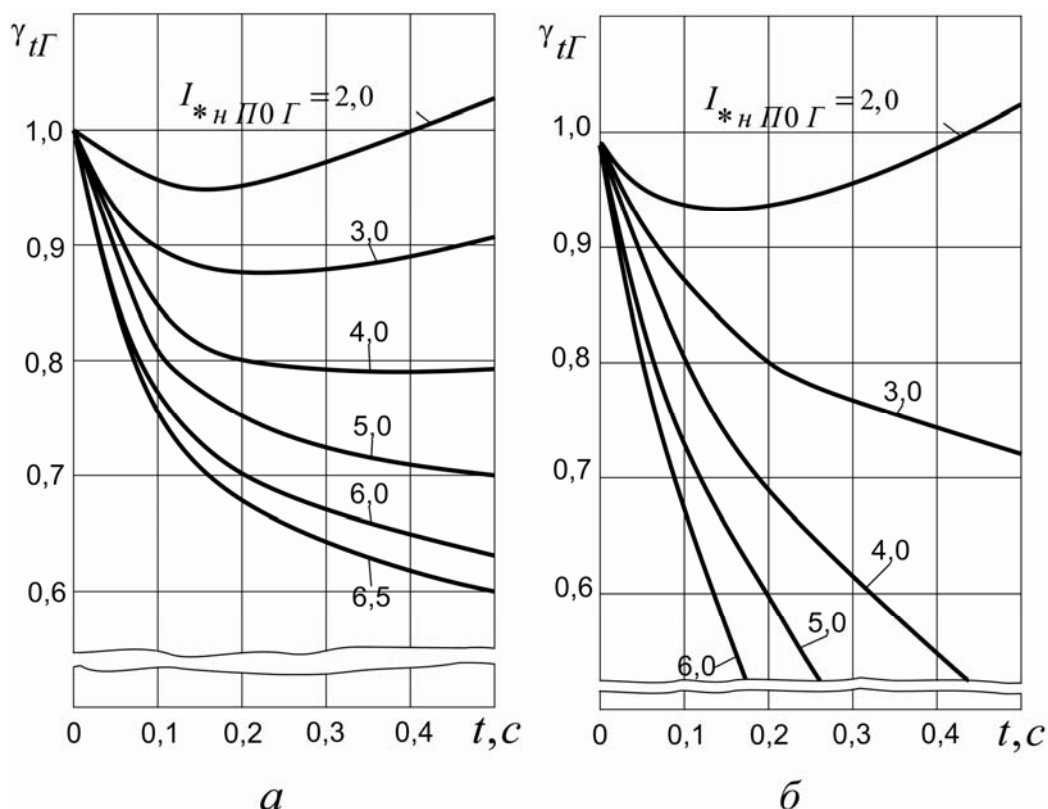


Рис. 5.2. Зміна у часі та від електричної віддаленості точки КЗ періодичної складової струму КЗ, створюваної синхронними генераторами і компенсаторами з тиристорною системою самозбудження: а – з послідовними трансформаторами; б – без послідовних трансформаторів

Коротке замикання вважається електрично віддаленим, якщо відношення діючого значення періодичної складової струму синхронного генератора у початковий момент КЗ до його номінального струму $\gamma_{t\Gamma} < 2$; періодична складова струму КЗ від цього генератора – стала за амплітудою.

Для вітки незалежного радіального живлення місця КЗ від синхронного генератора (компенсатора) чи декількох однотипних синхронних генераторів (компенсаторів), що перебувають в однакових умовах стосовно місця КЗ, діюче значення їх періодичної складової струму розраховують у такому порядку:

1) складають схему заміщення та розраховують результуючий опір $Z_{рез}$ від джерела до місця КЗ;

2) обчислюють початкове значення періодичної складової струму КЗ від синхронного генератора (групи генераторів) й знаходять відносне значення струму;

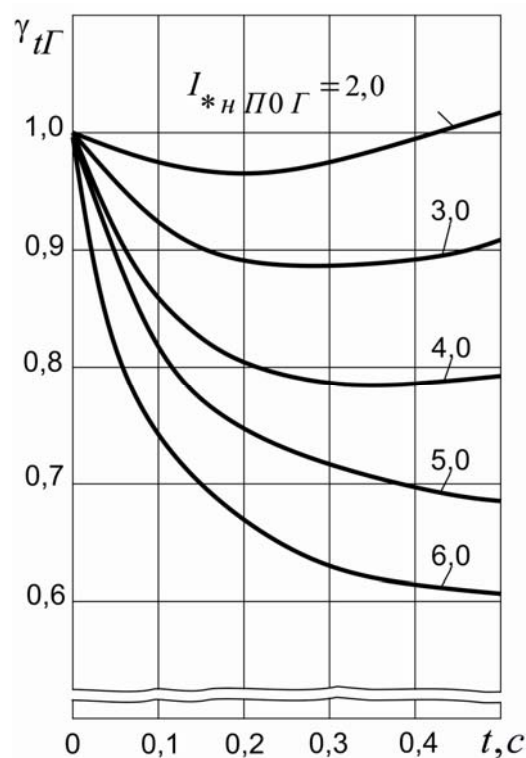


Рис. 5.3. Зміна у часі та від електричної віддаленості точки КЗ періодичної складової струму КЗ, створюваної синхронними генераторами з діодною безщітковою системою збудження

3) за кривою $\gamma_{t\Gamma} = f_1(t, I_{*н П0\Gamma})$, що відповідає значенню електричної віддаленості $I_{*н П0\Gamma}$, для заданого моменту часу t_i отримують відношення струмів $(I_{П t\Gamma} / I_{П 0\Gamma})_{t_i} = \gamma_{t_i \Gamma}$;

4) знаходять натуральне діюче значення періодичної складової струму КЗ від синхронного генератора (групи генераторів) у момент часу t_i :

$$I_{П t_i \Gamma} = \gamma_{t_i \Gamma} \cdot I_{П 0\Gamma}. \quad (5.10)$$

Визначення періодичної складової струму КЗ з використанням типових кривих урахує параметри та характеристики генераторів джерела живлення (потужність, тип системи збудження, розрахунковий час КЗ), віддаленість місця КЗ, структуру системи зовнішнього і внутрішнього електропостачання підприємства.

5.3. Використання діаграм періодичної складової струму в мережі з кількома джерелами

При обчисленні струму в місці КЗ у СЕП з кількома джерелами живлення слід оцінювати можливість зменшення у схемі заміщення їх кількості, використовуючи відомості про тип, потужність, систему збудження та електричну віддаленість місця КЗ. Розрізняють обчислення періодичної складової струму КЗ за загальною зміною від об'єднаних джерел та індивідуальною зміною, якщо необхідно знайти значення складових струму КЗ від кожного генератора.

Зміст розрахунку *за загальною зміною* полягає в заміні груп однотипних та однаково електрично віддалених синхронних генераторів еквівалентним з наступним визначенням періодичної складової струму КЗ для еквівалентного генератора, для чого:

1) складають розрахункову схему, а потім – схеми заміщення СЕП для обчислення початкового значення періодичної складової струму в кожній точці КЗ;

2) знаходять значення еквівалентних опорів між кожним джерелом і точкою КЗ та е.р.с. генеруючих віток;

3) оцінюють значення електричної віддаленості точки КЗ від кожного джерела для незалежних генеруючих віток (не зв'язаних з точкою КЗ через загальний опір);

4) обирають спосіб обчислення струму КЗ: якщо за початковими даними ця вітка живлення від енергетичної системи з $U_{GS} = const$ чи еквівалентне джерело належить до джерел необмеженої потужності або може бути віднесена до них при оцінці електричної віддаленості ($I_{*n} \text{ по } \Gamma < 2$ або $x_{*n \text{ роз}} > 3$), то створювану еквівалентним генератором періодичну складову струму обраховують за формулою (5.4); для електрично невіддалених місць КЗ (залежно від характеристик еквівалентного генератора) для обчислення беруть типові криві.

Розрахунок *за індивідуальною зміною* полягає у визначенні складових струму КЗ від різнотипних синхронних генераторів, у тому числі і за системою збудження, чи генераторів електростанцій з різною електричною віддаленістю від місця КЗ. Періодичні складові струму КЗ окремих генераторів або електростанцій змінюються у часі неоднаково. Тому якщо струми КЗ, створювані різнотипними генераторами чи електростанціями з різною електричною віддаленістю від місця КЗ обчислювати не індивідуально, виявиться значна похибка.

Періодичні складові струму КЗ, створювані джерелами, знаходять окремо для кожної вітки схеми заміщення і в точці КЗ підсумовують їх значення.

Якщо характеристики джерел дають змогу використовувати типові криві для розрахунку значень їх періодичних складових струму КЗ, то для незалежних генеруючих віток послідовність розрахунку така ж, як і за загальною зміною струму КЗ. Для віток генератора та електричної системи, сполучених з точкою КЗ через загальний опір Z_K , періодичну складову струму КЗ розраховують так (рис. 5.4):

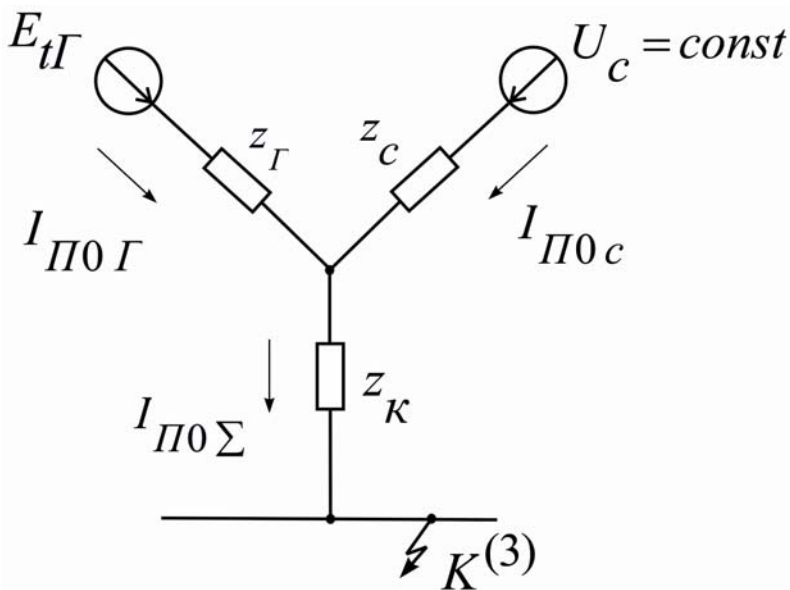


Рис. 5.4. Еквівалентна схема заміщення СЕП під час живлення точки КЗ від генератора та електричної системи через загальний опір

1) для часу $t = 0$ знаходять результуючий опір $Z_{*б\text{рез}}$ та сумарну е.р.с. $E_{*б0}$ з метою обчислення початкового значення періодичної складової струму в точці КЗ за формулою

$$I_{Π0Σ} = E_{*б0Σ} \cdot I_б / Z_{*б\text{рез}};$$

2) обчислюють початкове значення періодичної складової струму у вітці генератора за виразом

$$I_{Π0Г} = [E_{*б0Σ} \cdot I_б - I_{Π0Σ} \cdot Z_{*бк}] / Z_{*бГ}; \quad (5.11)$$

3) визначають відношення $I_{Π0Г} / I_{нГ}$ та $I_{Π0Г} / I_{Π0Σ}$ (коли $C_Г = I_{Π0Г} / I_{Π0Σ} < 0,5$, що відповідає значній електричній віддаленості генератора від місця КЗ чи малій потужності генератора, то вітки генератора та електричної системи доцільно об'єднувати);

4) за типовими кривими $\gamma_{tГ} = f_2(\gamma_{tΣ}, C_Г)$ при відомому значенні $I_{*нΠ0Г}$ для розрахункового моменту часу t_i знаходять відношення $\gamma_{tГ}$, а далі відповідно до значення $C_Г$ встановлюють $\gamma_{tΣ}$;

5) за знайденим відношенням $\gamma_{t\Sigma}$ та відповідним значенням $I_{\Pi 0\Sigma}$ обчислюють періодичну складову струму в точці КЗ згідно з виразом

$$I_{\Pi t_i\Sigma} = \gamma_{t_i\Sigma} \cdot I_{\Pi 0\Sigma}. \quad (5.12)$$

Сумарне значення періодичної складової струму в точці КЗ, утворене кількома джерелами, розраховують за формулою

$$I_{\Pi t(1,\dots,N)} = I_{\Pi t_1} + I_{\Pi t_2} + \dots + I_{\Pi t_N}. \quad (5.13)$$

Виділяти багато генеруючих віток у схемі заміщення СЕП нецільно. Схему будь-якої складності достатньо звести до двох-трьох еквівалентних генеруючих віток, вмикаючи до кожної з них джерела живлення (генератори або електростанції), що приблизно на однаковій електричній відстані від місця КЗ.

5.4. Розрахунок періодичної складової струму для довільного моменту часу з використанням методу спрямлених характеристик

Метод спрямлених характеристик створено для обчислення в довільні моменти часу при спрощеному обліку зміни у часі е.р.с. \dot{E}_t за модулем та фазою; до нього удаються при обчисленні уточнених значень у $t > 0$. За цим методом ураховується затухання вільної складової струму та вплив регуляторів напруги генератора. В його основі – вживання графічних залежностей при визначенні розрахункових значень E_t та x_t турбогенераторів з пристроями АРЗ.

Далі йдеться про зазначені графічні залежності, отримані для розповсюджених турбогенераторів потужністю 200...300 МВт під час їх роботи у попередньому режимі з номінальним навантаженням. Спрявлені характеристики побудовані для умов роботи типового генератора у радіальній схемі, поданій схемою заміщення на рис. 5.5,а. Типове навантаження еквівалентоване сталим опором, віднесеним до вищої напруги трансформатора, і для $\cos \varphi_H = 0,8$ можна наближено обчислити значення $r_{*_{HNB}}$ та $x_{*_{HNB}}$, коли виникненню КЗ передувало номінальне навантаження: $r_{*_{HNB}} = 1/0,8 = 1,25$; $x_{*_{HNB}} = 1/0,6 = 1,67$.

Значення типових параметрів узяті для турбогенераторів потужністю 200...300 МВт з пристроями АРЗ: $x''_{nd} = 0,2$; $x'_{nd} = 0,28$; $x_{*_{nd}} = 1,9$; $T_{fo} = 6$ с; $T_d'' = 0,115$ с; $\cos \varphi = 0,8$.

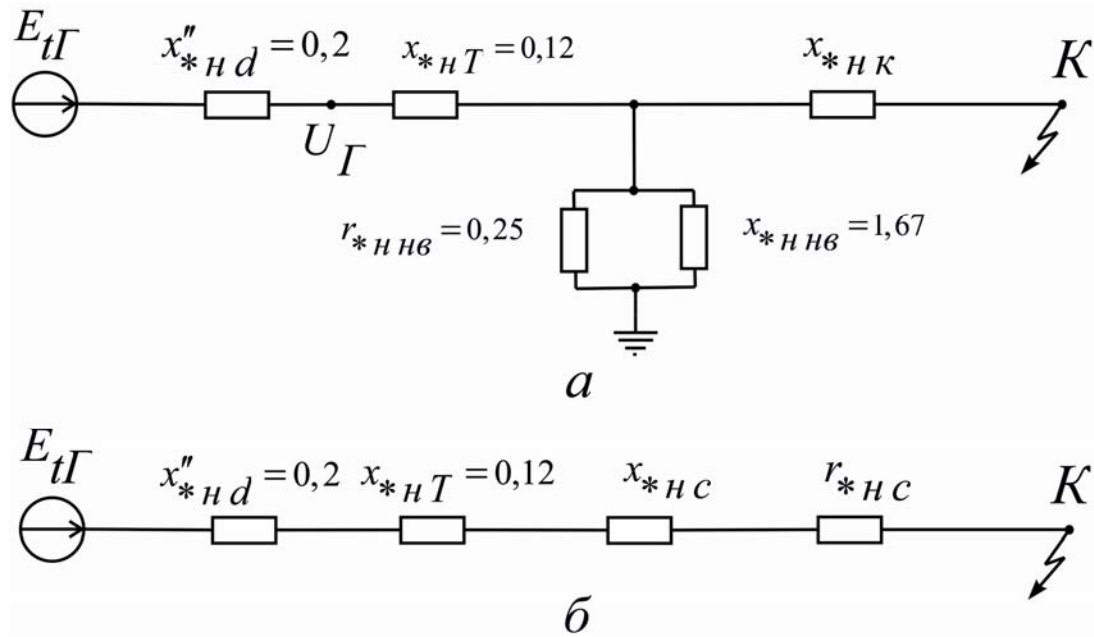


Рис. 5.5. Схеми заміщення при побудові спрямлених характеристик:
a – первинна; *б* – перетворена

Побудова спрямлених характеристик $E_{*H} = E_{\Gamma} = f_1(t)$ та $x_{*H} = x_{\Gamma} = f_2(t)$ виконана для перетвореної схеми заміщення з рис. 5.5,*a* на рис. 5.5,*б* з новими розрахунковими значеннями елементів:

$$x_{*HC} = \frac{r_{*HNB}^2 x_{*HN}}{r_{*HNB}^2 + x_{*HN}^2}; \quad (5.14)$$

$$r_{*HC} = \frac{r_{*HNB} x_{*HN}^2}{r_{*HNB}^2 + x_{*HN}^2}, \quad (5.15)$$

де

$$x_{*HN} = \frac{x_{*HNB} x_{*HK}}{x_{*HNB} + x_{*HK}}. \quad (5.16)$$

При побудові спрямлених характеристик використані розрахункові криві зміни струмів КЗ турбогенераторів потужністю 200...300 МВт із значеннями сталої часу збуджувача $T_e = 0,2...0,3$ с та $T_e = 0...0,15$ с. Розрахункові значення е.р.с. E_{*nt} та реактивного опору x_{*nt} генератора для окремих моментів часу отримані (рис. 5.6) спрямленням характеристик $E_t = f_1(I_{\Gamma})$ і $x_t = f_2(I_{\Gamma})$. Результати такого спрямлення для турбогенераторів з різними значеннями сталої часу збуджувача $T_e = 0,2...0,3$ с та $T_e = 0...0,15$ с практично (з допустимою

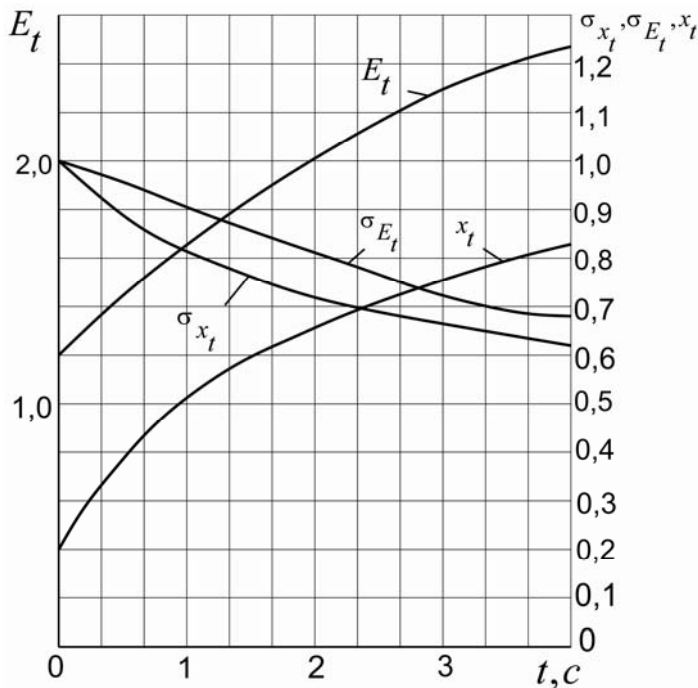


Рис. 5.6. Спрямлені характеристики E_t , x_t , σ_{E_t} , σ_{x_t} (відн. од.) типових турбогенераторів потужністю 200...300 МВт з пристроями АРЗ ($T_e = 0...3$ с)

похибкою) збігаються. Тому криві $E_t(t)$ та $x_t(t)$ беруться для турбогенераторів із значеннями сталої часу збуджувача T_e від 0 до 0,3 с (електромашинне та іонне збудження).

Для випадків, коли реальні значення параметрів генераторів різняться від значень типового генератора, користуються кривими $\sigma_{E_t} = f_3(t)$ та $\sigma_{x_t} = f_4(t)$ (рис. 5.6). З урахуванням коефіцієнтів σ_{E_t} і σ_{x_t} уточнюють розрахункові вирази:

$$E_t = E_{q_{zp}} - (E_{q_{zp}} - E''_G) \sigma_{E_t}; \quad (5.17)$$

$$x_t = x_d - (x_d - x''_d) \sigma_{x_t}, \quad (5.18)$$

де $E_{q_{zp}}$ – синхронна е.р.с. ($t = \infty$), що відповідає граничному струмові збудження (кратність форсування збудження κ_e враховується),

$$E_{q_{zp}} = \kappa_e \sqrt{(U_G \cos \varphi_G)^2 + (U_G \sin \varphi_G + I_G x_d)^2}; \quad (5.19)$$

E''_G – надперехідна е.р.с.

Якщо стала часу T_{f0} для генератора різниться від взятого при побудові кривих розрахункового значення b с, з деяким наближенням можна користуватися тими ж кривими з рис. 5.6 для зведеного значення

$$\hat{t} = t \frac{6}{T_{f0}}. \quad (5.20)$$

Визначення періодичної складової струму КЗ містить у собі використання кривих граничного часу (спрощений облік кута розбігу δ між е.р.с. кількох генераторів за фазою). Взяті припущення: сталість значень е.р.с. за перехідним реактивним опором x'_d генератора; замі-

щення навантажень сталими опорами; стала потужність первинного двигуна. Типові криві граничного часу (інтегральні криві) дають змогу знайти залежність від розрахункового (зведеного) часу τ значень кута δ між е.р.с. генераторної станції та напругою шин необмеженої потужності в електричній системі (рис. 5.7,*а*) або значень кута δ між е.р.с. двох генераторних станцій (рис. 5.7,*б*). Для електричних систем з багатьма генераторними станціями необхідний їх поділ на дві групи, у кожній з яких своя залежність у часі е.р.с. за кутом δ .

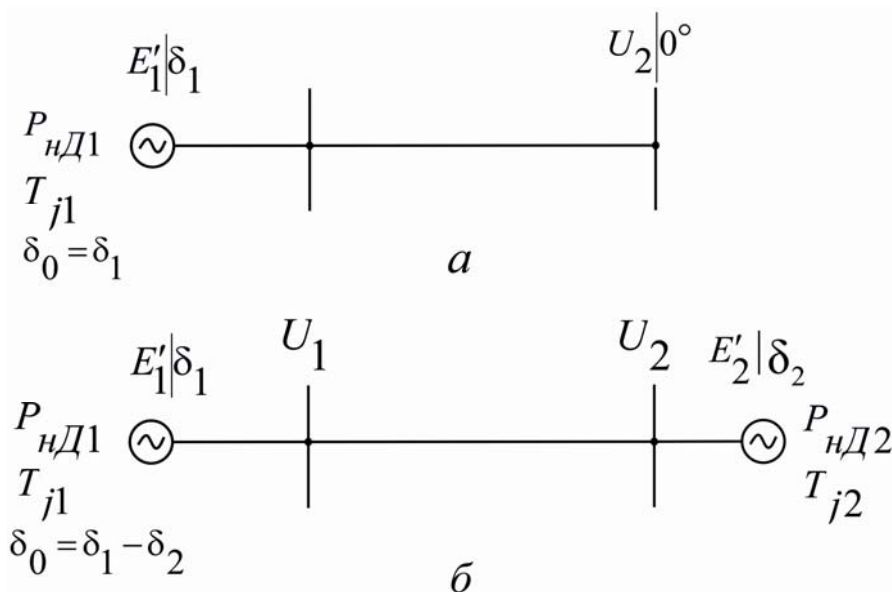


Рис. 5.7. Первинні схеми до пояснення методу граничних кривих:
а – система необмеженої потужності з однією електростанцією;
б – те ж з двома електростанціями

Типові криві залежності кута $\delta_{зр}$ між е.р.с. генераторних станцій чи між е.р.с. генераторної станції та напругою шин електричної системи необмеженої потужності від зведеного часу τ за різних значень параметра T і початкового кута δ_0 – на рис. 5.8. Ці криві побудовані за диференціальним рівнянням руху роторів генераторів (див. розд. 11).

Для випадку роботи генераторної станції на електричну систему необмеженої потужності (рис. 5.7,*а*)

$$\begin{aligned} \frac{T_{j1}}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_{12}}{dt^2} = & P_{нД1} - \frac{(E'_1)^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} - \\ & - \frac{E'_1 U_{GS}}{Z_{12}} \sin (\delta_{12} - \alpha_{12}), \end{aligned} \quad (5.21)$$

де T_{J1} – стала інерції генераторної станції, зведена до базисних умов; δ_{12} – кут між е.р.с. генераторної станції та напругою шин електричної системи необмеженої потужності; $P_{ПД1}$ – потужність первинного двигуна генераторної станції (зведена до базисних умов); E'_1 – перехідна е.р.с. генераторної станції; U_{GS} – напруга шин електричної системи необмеженої потужності; Z_{11} – модуль власного опору з боку генераторної станції, відн. од.; α_{11} – кут доповняльний (до 90°) власного опору Z_{11} ; Z_{12} – модуль взаємного опору генераторної станції та шин електричної системи необмеженої потужності, відн. од.; α_{12} – кут доповняльний (до 90°) взаємного опору Z_{12} .

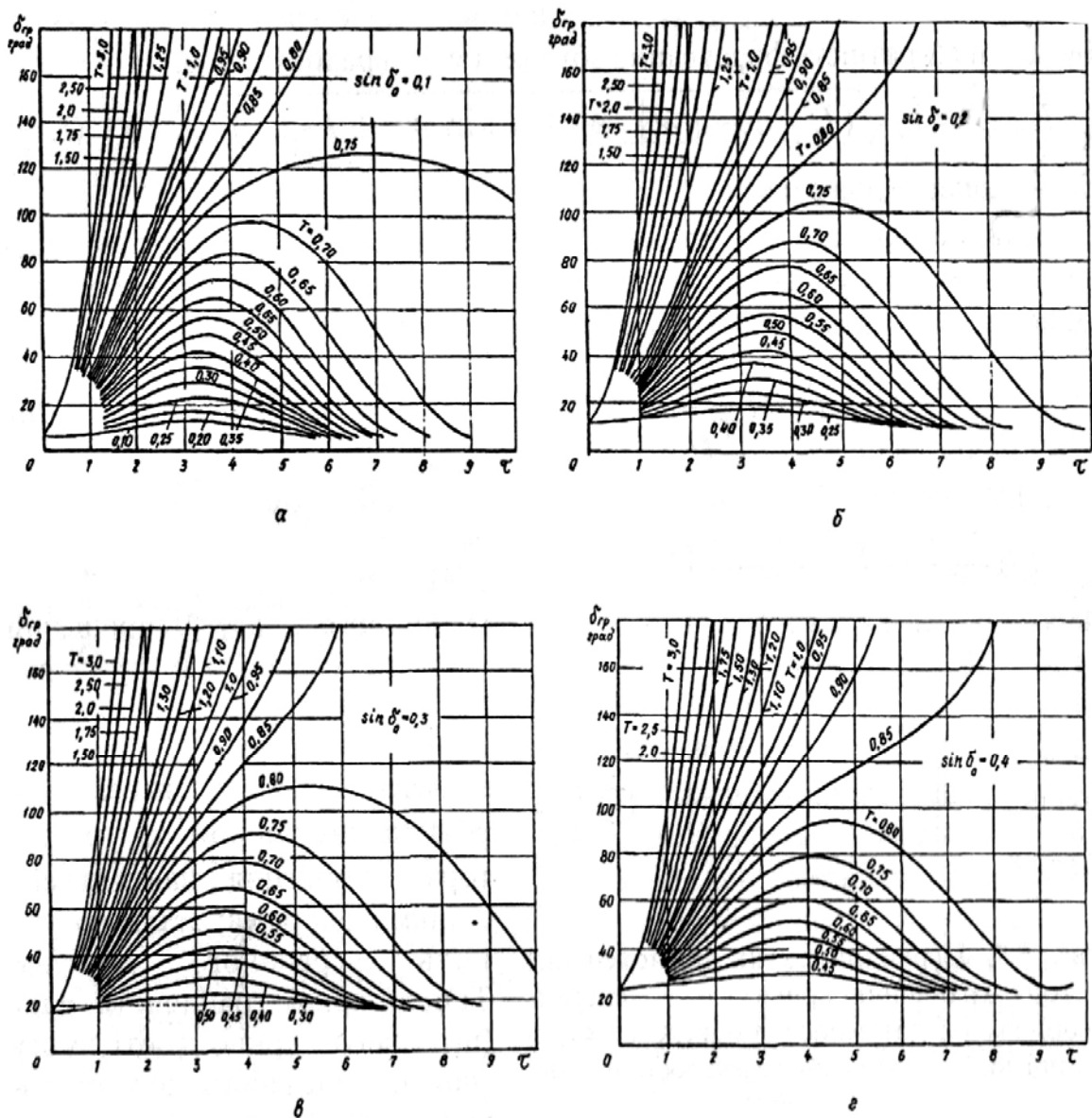


Рис. 5.8, а, б, в, г. Криві граничного часу для різних значень $\sin \delta$ (на полі рисунка)

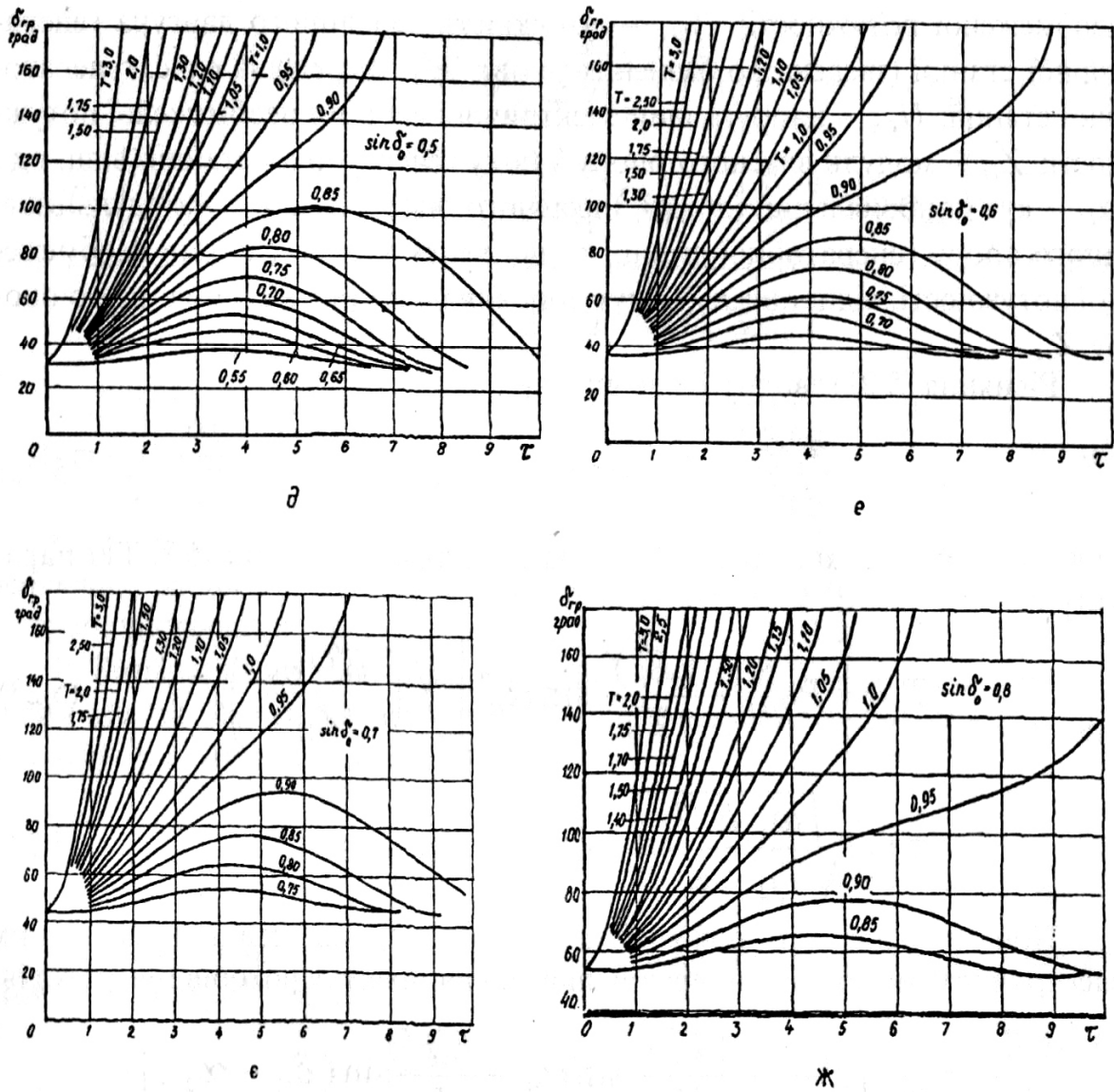


Рис. 5.8, д, е, є, ж. Криві граничного часу для різних значень $\sin \delta$ (на полі рисунка)

Рівняння (5.21) зводиться до виразу

$$\frac{d^2 \delta}{d\tau^2} = T - \sin \delta, \quad (5.22)$$

за яким і розраховано графічні залежності, наведені на рис. 5.8.

Тут параметри:

$$T = \left[P_{\text{ПД}_1} - \frac{(E'_1)^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} \right] / \left(\frac{E'_1 U_{GS}}{Z_{12}} \right); \quad (5.23)$$

$$\tau = t \sqrt{\frac{\omega_0 E'_1 U_{GS}}{T_{J1} Z_{12}}}; \quad \delta = \delta_{12} - \alpha_{12}. \quad (5.24)$$

При паралельній роботі двох генераторних станцій, зв'язаних електричною мережею, диференціальне рівняння руху роторів генераторів

$$\frac{1}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_{12}}{dt^2} = \frac{1}{T_{J_1}} \left[P_{ПД1} - \frac{(E'_1)^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} - \frac{E'_1 E'_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) \right] - \frac{1}{T_{J_2}} \left[P_{ПД2} - \frac{(E'_2)^2}{Z_{22}} \sin \alpha_{22} + \frac{E'_1 E'_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) \right], \quad (5.25)$$

де E'_2 – перехідна е.р.с. другої генераторної станції; Z_{22} – модуль власного опору схеми з боку другої генераторної станції, відн.од.; α_{22} – кут доповняльний (до 90°) власного опору Z_{22} ; $P_{ПД2}$ – потужність первинного двигуна та T_{J_2} – стала інерції другої генераторної станції, зведені до базисних умов.

Вираз (5.24) можна подати у вигляді (5.22), де параметри

$$\delta = \delta_{12} + \psi; \quad (5.26)$$

$$\psi = \arctg \left(\frac{T_{J_1} - T_{J_2}}{T_{J_1} + T_{J_2}} \operatorname{tg} \alpha_{12} \right); \quad (5.27)$$

$$T = \frac{T_{J_1} \left[P_{ПД1} - \frac{(E'_1)^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} \right] - T_{J_2} \left[P_{ПД2} - \frac{(E'_2)^2}{Z_{22}} \sin \alpha_{22} \right]}{\frac{E'_1 E'_2}{Z_{12}} \sqrt{T_{J_1}^2 + T_{J_2}^2 + 2T_{J_1} T_{J_2} \cos(2\alpha_{12})}}; \quad (5.28)$$

$$\tau = t \sqrt{\frac{\omega_0}{T_{J_1} T_{J_2}} \frac{E'_1 E'_2}{Z_{12}} \sqrt{T_{J_1}^2 + T_{J_2}^2 + 2T_{J_1} T_{J_2} \cos(2\alpha_{12})}}. \quad (5.29)$$

Етапи розрахунку періодичної складової струму КЗ для заданого моменту часу за допомогою спрямлених характеристик у поєднанні з кривими граничного часу:

1. Розраховують власні та взаємний опори \underline{Z}_{11} , \underline{Z}_{22} і \underline{Z}_{12} . Власні опори \underline{Z}_{11} та \underline{Z}_{22} визначають струмом від е.р.с. даного джерела при відсутності е.р.с. від інших джерел:

$$\underline{Z}_{11} = \frac{\dot{E}_1}{\dot{I}_1} \Big|_{\dot{E}_2=0}; \quad \underline{Z}_{22} = \frac{\dot{E}_2}{\dot{I}_2} \Big|_{\dot{E}_1=0}.$$

Взаємний опір визначають струмом у колі даного джерела, зумовленим е.р.с. іншого джерела,

$$\underline{Z}_{12} = \frac{\dot{E}_1}{\dot{I}_2} \Big|_{\dot{E}_2=0} = \frac{\dot{E}_2}{\dot{I}_1} \Big|_{\dot{E}_1=0}.$$

2. Обчислюють параметр T , значення зведеного часу τ та початковий кут δ_0 .

3. За значеннями τ , T і δ_0 з допомогою кривих граничного часу визначають δ_{zp} між е.р.с. генераторної станції та напругою шин електричної системи необмеженої потужності або між е.р.с. двох генераторних станцій.

4. За залежностями $E_{*H} = f_1(t)$ та $x_{*H} = f_2(t)$ чи $\sigma_{E_t} = f_3(t)$ та $\sigma_{x_t} = f_4(t)$ знаходять для заданого моменту часу t значення модуля е.р.с. E_t і опору x_t генераторів.

5. Схему заміщення складають з параметрів генераторів за п.4; електричну систему необмеженої потужності вводять своїми (зведеними до базисних умов) напругою та опором (дорівнює нулю).

6. За складеною схемою заміщення розраховують заданий вид КЗ для моменту часу t .

При використанні методу симетричних складових за допомогою залежностей $E_{*H} = f_1(t)$ та $x_{*H} = f_2(t)$ розраховують струм прямої послідовності для будь-якого виду несиметричного КЗ. Для цього генератори вводять до схеми прямої послідовності із значеннями е.р.с. E_t і опорів x_t , що визначаються згідно з кривими рис. 5.6, а електрична система необмеженої потужності – з відповідними напругою та опором (дорівнює нулю). Якщо внаслідок розрахунку струму КЗ для заданого моменту часу виявиться, що відносне значення напруги на затискачах одного або кількох генераторів більше одиниці, здійснюють повторний розрахунок. При цьому відповідні генератори вводять до схеми з е.р.с., що дорівнюють одиниці, та опорами, які дорівнюють нулю (тобто працюють у режимі нормальної напруги).

Під час розрахунку струму КЗ методом спрямлених характеристик навантаження повинні бути введені до схем відповідних послідовностей у точках їх дійсного підключення.

5.5. Розрахунок струму короткого замикання за принципом накладання

Принцип накладання зводиться до умовного подання дійсного режиму з КЗ у вигляді двох складових режимів: попереднього навантажувального та наступного, власне, аварійного.

Розрахунок ґрунтується на введенні в точці КЗ двох джерел із взаємно протилежними напругами $\pm U_K^{(n)}$, що дорівнюють напрузі попереднього режиму в цій точці (рис. 5.9,а).

Електрорушійна сила генератора у поєднанні з напругою $+U_K^{(n)}$ у точці КЗ забезпечує умови попереднього навантажувального режиму (рис. 5.9,б). Прикладена у точці КЗ напруга $-U_K^{(n)} = U_K$ (рис. 5.9,в) реалізує умови аварійного режиму.

Струм у будь-якій вітці схеми при КЗ слід знаходити як

$$\dot{I}_K = \dot{I}_0 + \dot{I}_{ав}, \quad (5.30)$$

де \dot{I}_0 – струм у вітці схеми при нормальному навантажувальному режимі; $\dot{I}_{ав}$ – струм у вітці схеми аварійного режиму. Для місця КЗ струм дорівнює $\dot{I}_K = I_{ав}$, оскільки у вітці замикання до КЗ струму не було ($\dot{I}_0 = 0$).

Стосовно розрахунку несиметричного КЗ (див. підрозд. 7.6) напруги $\pm U_K^{(n)}$ повинні прикладатися до точки K' фіктивного місця КЗ, віддаленого на опір $Z_{\Delta}^{(n)}$ від дійсного місця КЗ (рис. 5.9,в). При цьому використовують комплексні схеми заміщення розширенням схеми заміщення прямої послідовності. За правилом струму прямої послідовності несиметричні струми КЗ установлюють як струми умовного трифазного КЗ при віддаленні місця КЗ на опір $Z_{\Delta}^{(n)}$. Струми та напруги дійсного режиму КЗ визначають з таких міркувань.

У схемі заміщення прямої послідовності струми у місці КЗ дорівнюють аварійним струмам. Напруга у місці КЗ та струми інших ділянок знаходять підсумовуванням значень параметрів обох режимів. У схемах заміщення зворотної та нульової послідовностей струми і напруги у місці КЗ та на інших ділянках дорівнюють параметрам аварійного режиму.

У комплексній схемі заміщення аварійного режиму опір $Z_{\Delta}^{(n)}$ може бути розгорнений у повні схеми заміщення через опори зворотної та нульової послідовностей за виразами підрозд. 7.6. Застосування принципу накладання ефективно для розрахунку струмів КЗ спрощеними методами у тому разі, коли струми попереднього навантажувального режиму відомі або їх можна наближено оцінити у тих елементах схеми, для яких необхідно знайти розподіл струмів прямої послідовності та повних фазних струмів. Використовують його також

при потребі встановити лише величини, що характеризують власне аварійний режим. Зокрема, вживання цього принципу має перевагу у порівнянні з розрахунком за визначеними е.р.с. для розрахунку струмів та напруг зворотної і нульової послідовностей. При цьому можуть бути розраховані тільки складові аварійного режиму, виходячи з напруги попереднього режиму у місці КЗ. Оскільки напруги на шинах окремих підстанцій у навантажувальному режимі практично не різняться від номінальної, у першому наближенні, коли дійсні значення напруги у попередньому навантажувальному режимі невідомі, її можна взяти як розрахункову при спрощених розрахунках.

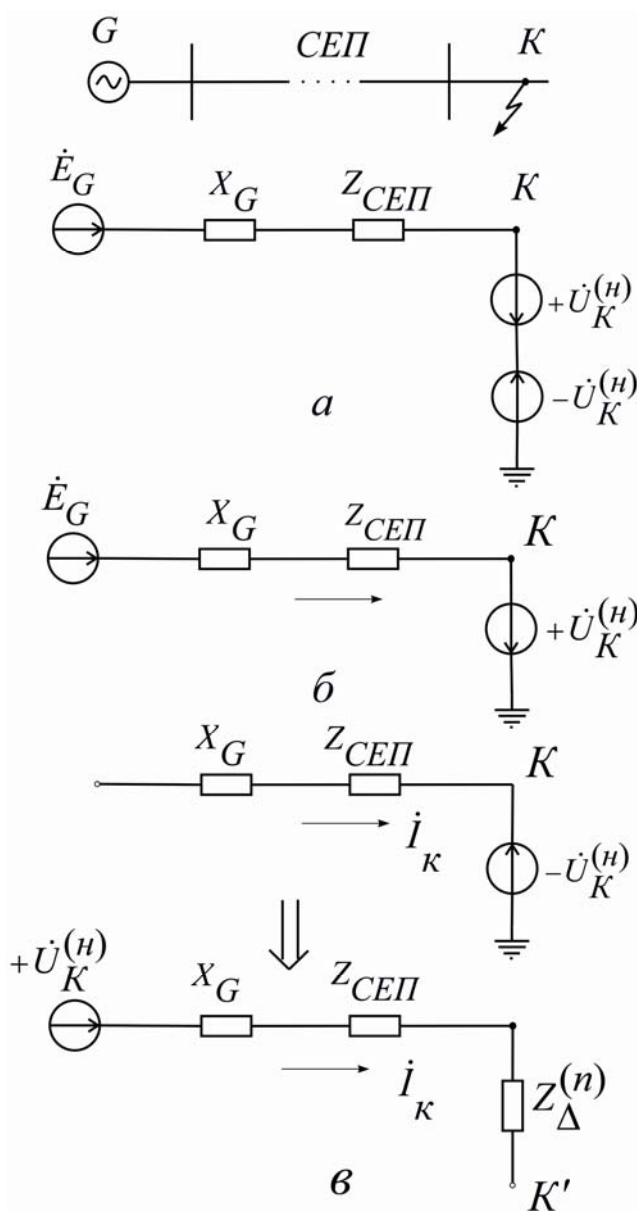


Рис. 5.9. Етапи еквівалентування схем за принципом накладання: *а* – розрахункова та заміщення дійсного режиму з КЗ; *б* – заміщення попереднього навантажувального режиму; *в* – заміщення власне аварійного режиму

5.6. Розрахунок складових струму короткого замикання від вузлів навантаження

Розраховуючи струми КЗ, слід зважати на можливе підживлення місця КЗ від тимчасових джерел у вузлах. Накопичення в них енергії та їх спроможність як джерел залежать від типу й складу навантаження окремих вузлів системи електропостачання. Загалом навантаження за складом – комплексне і в ньому можна виділити основні типи: асинхронні та синхронні двигуни, тягові агрегати на постійному чи змінному струмі, статичні електроспоживачі (печі, освітлення, зварювальні агрегати, перетворювальні установки тощо), компенсуючі та симетруючі пристрої. Точне визначення впливу на значення струму КЗ сумарного навантаження сукупності електроспоживачів у СЕП різного складу, режимів роботи та схем живлення – нелегке завдання.

У зв'язку з викладеним в інженерних розрахунках обмежуються наближеним обліком підживлення місця КЗ від вузлів промислового навантаження.

При КЗ у системі зовнішнього електропостачання (живильні мережі напругою понад 35 кВ) вузол навантаження здебільшого електрично віддалений від місця КЗ і його облік – лиш додатково уточнювальний чинник, який подають у вигляді узагальненого навантаження з параметрами:

для обліку підживлювального ефекту при $t = 0$

$$E_{*_{н0нв}} = 0,85; \quad x_{*_{н0нв}} = 0,35; \quad (5.31)$$

у схемах заміщення

$$\underline{Z}_{нв} = \frac{U_{нв}^2}{S_{нв}} (\cos \varphi_{нв} + j \sin \varphi_{нв}), \quad (5.32)$$

де $U_{нв}$ – напруга у вузлі, куди ввімкнене узагальнене навантаження; $S_{нв}$, $\varphi_{нв}$ – потужність та кут навантаження відповідно.

При КЗ у системах внутрішнього електропостачання (розподільні мережі напругою 10 кВ і нижче) слід виділяти окремо й враховувати вузлові тимчасові джерела у підживленні місця КЗ: двигуни, компенсуювальні установки реактивної потужності.

5.6.1. Розрахунок складових струму КЗ від двигунів, що перейшли на генераторний режим

Місце КЗ у СЕП може живитися від двигунів, що містяться поблизу та внаслідок КЗ перейшли на генераторний режим і продовжують за інерцією обертатися за рахунок накопиченої у робочих машинах агрегатів кінетичної енергії. За час перехідного процесу значення струму змінюються у бік зменшення: від синхронного двигуна – до сталого (визначається струмом збудження), а від асинхронного – до нуля. Через перехід потужних двигунів на генераторний режим збільшення значення струму в місці КЗ може бути досить суттєвим, якщо вони безпосередньо ввімкнені до місця КЗ. Це – характерне для мереж та електроустановок напругою 6...10 кВ з двигунами потужністю 1000 кВ·А та більше. Насамперед, слід урахувувати двигуни, зв'язані з місцем КЗ безпосередньо або через ЛЕП, струмоводи, лінійні реактори чи двообмотковий трансформатор, що мають порівняно невеликий електричний опір. Із знаком питання перехід на генераторний режим і врахування двигунів, увімкнених до здорових секцій багатосекційного розподільного улаштування підстанції та сполучених із секцією, де сталося КЗ, – через розщеплену обмотку трансформатора або плече здвоєного реактора.

Критерій переходу двигуна на генераторний режим – умова

$$U_{ост} < E_d, \quad (5.33)$$

де $U_{ост}$ – значення залишкової напруги у точці ввімкнення двигуна (для розрахункової схеми КЗ у СЕП без урахування підживлення від двигуна); E_d – е.р.с. двигуна.

За значеннями залишкових напруг у вузлах СЕП можна виділити зону, в якій двигуни переходять на генераторний режим, чим уточнюється розрахункова схема СЕП за числом підживлювальних місць КЗ джерел.

Струм від двигунів урахувують для перевірки апаратів розподільних улаштувань 6...10 кВ та провідників за умов роботи при КЗ, а також для розрахунку та регулювання засобів захисту установок внутрішнього і зовнішнього електропостачання. Для цього визначають початкове значення періодичної складової струму від двигуна $I_{п0д}$, ударний струм $i_{уд}$, а також періодичну $I_{птд}$ та аперіодичну $I_{атд}$ складові струму у довільний момент часу t перехідного процесу чи в момент τ вимкнення КЗ.

При обчисленнях у відносних одиницях виміру за базисні величини беруть номінальні напруги та потужність двигунів.

Зміст розрахунку струму КЗ від двигунів генераторного режиму, залежить від схем ввімкнення до СЕП. Схему заміщення вузла можна перетворити на:

1) радіальну, де кожен двигун сполучений з точкою КЗ через індивідуальний опір (рис. 5.10,*а*);

2) складну, в якій точка КЗ міститься за спільним опором для групи різнотипних двигунів та електричної системи (рис. 5.10,*б, в*).

Увімкнені за радіальною схемою різнотипні двигуни слід розглядати індивідуально, складна схема ввімкнення повинна бути перетворена відносно точки КЗ на еквівалентну з визначенням її результуючих параметрів.

Асинхронні двигуни. Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ з урахуванням зовнішнього опору, через який ввімкнено двигун, обчислюють за виразом:

$$I_{П0АД} = E_{*_{н0}} I_{нАД} / \sqrt{(x''_{*_{нАД}} + x_{*_{нЗш}})^2 + r_{*_{нЗш}}^2}, \quad (5.34)$$

де $E_{*_{н0}}$ – надперехідна е.р.с. двигуна; $x''_{*_{нАД}}$ – надперехідний опір двигуна.

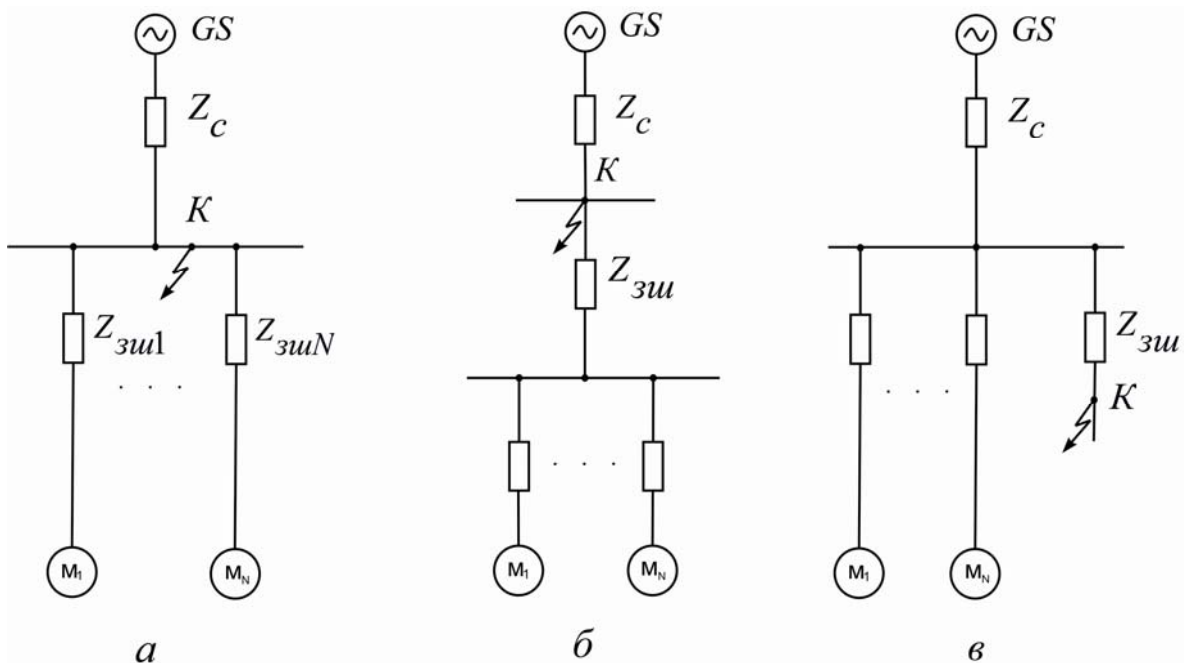


Рис. 5.10. Розрахункові схеми з двигунами: *а* – радіальна; *б* – складна із загальним опором для двигунів; *в* – складна із загальним опором для всіх джерел

З відсутністю початкових даних наближено вважають, що $E_{*н0} = 0,9$. Облік значень зовнішнього опору здійснюють спрощено. Повний зовнішній опір можна не враховувати при співвідношенні $z_{*нзш} < (0,1...0,2) \cdot x''_{*нАД}$ (опір кабелів завдовжки до 200...300 м та перерізом не менше 50...70 мм²). Тоді

$$I_{П0АД} = \kappa I_{*нпуск} I_{нАД}, \quad (5.35)$$

де $\kappa = 1,2$ – для двигунів спеціального виконання; $\kappa = 1$ – для інших асинхронних двигунів. Якщо зовнішній опір відповідає співвідношенню

$z_{*нзш} > 0,2x''_{*нАД}$, то його необхідно брати до уваги при розрахунку:

$$I_{П0АД} = \kappa I_{*нпуск} I_{нАД} / (1 + z_{*нзш} / x''_{*нАД}). \quad (5.36)$$

Діюче значення періодичної складової струму КЗ у довільний момент часу при радіальній схемі ввімкнення можна обчислити за

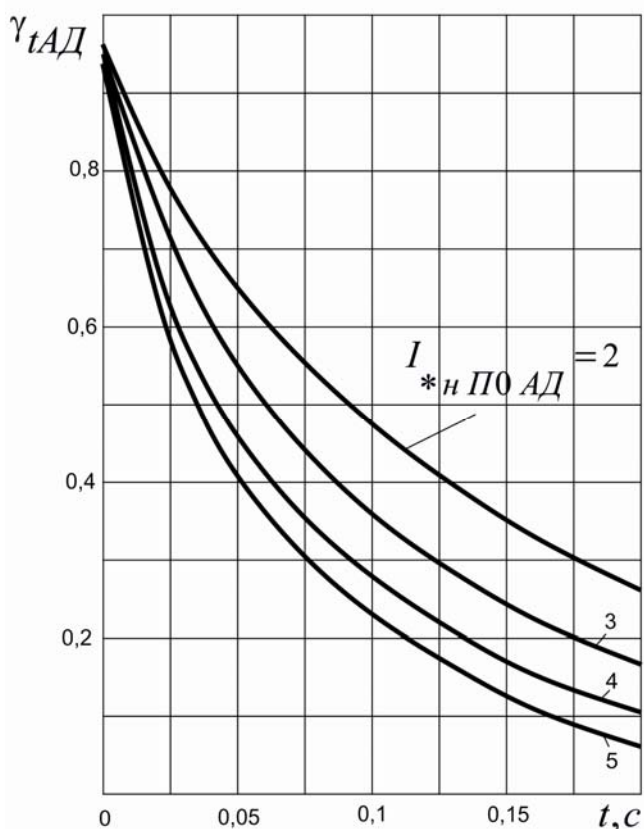


Рис. 5.11. Зміна у часі та від електричної віддаленості точки КЗ періодичної складової струму КЗ, створюваної асинхронними двигунами

спрощеним методом, використавши типові криві для електродвигунів (рис. 5.11). Такі залежності характеризують: зміну цієї складової струму у часі (до 0,2 с) за різної електричної віддаленості від точки КЗ; значення періодичної складової струму КЗ у довільний момент часу t , віднесені до початкового значення при $t = 0$ цієї складової $\gamma_{tАД} = I_{ПtАД} / I_{П0АД}$. (5.37)

Електрична віддаленість місця КЗ від асинхронного двигуна оцінюється відношенням діючого значення перехідної складової струму двигуна у початковий момент часу виникнення КЗ

до його номінального струму:

$$I_{*n П0 АД} = I_{П0 АД} / I_{н АД}. \quad (5.38)$$

Послідовність дій в обчисленні діючого значення періодичної складової струму КЗ для довільного моменту часу t аналогічна викладеній у підрозд. 5.2 відносно використання типових кривих генераторів. Натуральне значення періодичної складової струму КЗ для моменту часу t

$$I_{П t АД} = \gamma_{t АД} I_{П0 АД} \quad (5.39)$$

або (при розрахунку у відносних одиницях виміру за базисними умовами)

$$I_{П t АД} = \gamma_{t АД} I_{*б П0 АД} I_{б}. \quad (5.40)$$

Синхронні двигуни. Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ з урахуванням зовнішнього опору також обчислюють за (5.34), де замість $x''_{н АД}$ підставляють $x''_{н СД}$. При цьому знаходять е.р.с. $E_{*н0}$, вважаючи, що до КЗ двигун працював у номінальному режимі з перезбудженням. За відсутності первинних даних наближено беруть $E_{*н0} = 1,1$.

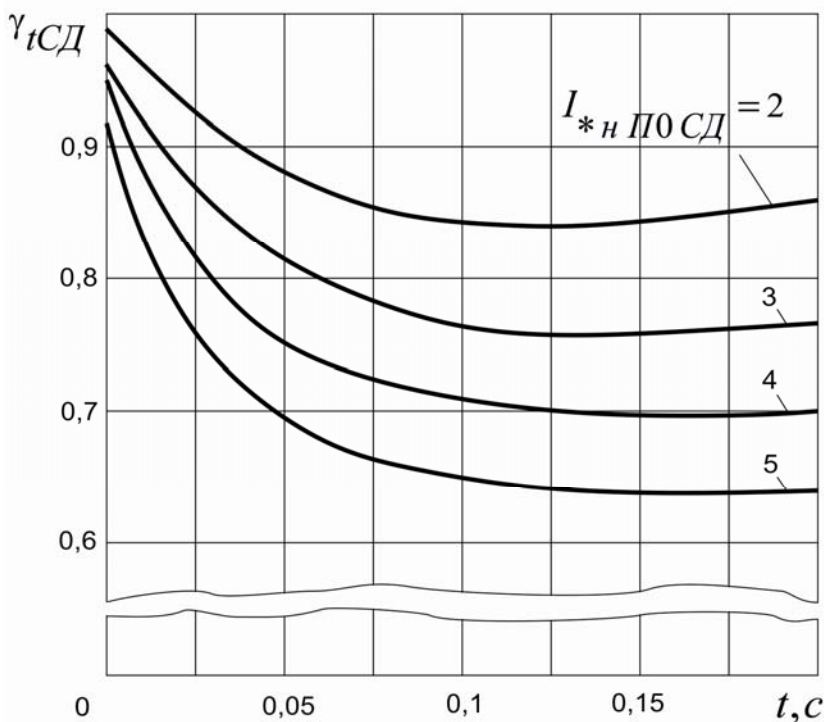


Рис. 5.12. Зміна у часі та від електричної віддаленості точки КЗ періодичної складової струму КЗ, створюваної синхронними двигунами

Діюче значення періодичної складової струму КЗ для довільного моменту часу в радіальній схемі ввімкнення до місця КЗ визначають за типовими кривими синхронних двигунів (рис. 5.12). Криві характеризують зміну періодичної складової струму у часі до 0,2 с для різ-

ної електричної віддаленості точки КЗ від двигуна. На графіках значення періодичної складової струму КЗ для довільного моменту часу віднесені до значення цієї складової при $t = 0$:

$$\gamma_{tCD} = I_{PtCD} / I_{P0CD}. \quad (5.41)$$

Електрична віддаленість місця КЗ оцінюється відношенням початкового значення періодичної складової струму двигуна при $t = 0$ до його номінального струму

$$I_{*n P0CD} = I_{P0CD} / I_{nCD} \quad (5.42)$$

Послідовність дій в обчисленні діючого значення періодичної складової струму КЗ для довільного моменту часу аналогічна викладеній для генератора та асинхронного двигуна. Натуральне значення цієї складової струму в довільний момент часу t

$$I_{PtCD} = \gamma_{tCD} I_{P0CD} = \gamma_{tCD} I_{*b P0CD} I_b. \quad (5.43)$$

Уточнені методи передбачають розрахунки періодичної складової струму КЗ від асинхронних або синхронних двигунів для довільного моменту часу на основі розв'язку відповідних систем диференціальних рівнянь перехідних процесів цих машин з використанням комп'ютерної техніки.

Аперіодичну складову струму КЗ, створювану синхронним чи асинхронним двигуном, для довільного моменту часу розраховують за формулою

$$i_{atd} = \sqrt{2} I_{P0d} \exp(-t / T_{ad}), \quad (5.44)$$

де T_{ad} – стала часу затухання аперіодичної складової струму КЗ двигуна, наведена в табл. 5.1 (асинхронні двигуни), або визначається за типовими кривими рис. 5.13 (синхронні двигуни).

У разі врахування зовнішнього опору сталу часу T_{ad} обчислюють за формулами:

- для асинхронних двигунів

$$T_{aAD\text{ роз}} = \frac{x_{*nAD}'' + x_{*nzш}}{\omega \left[x_{*nAD}'' / (\omega T_{aAD}) + r_{*nzш} \right]}; \quad (5.45)$$

- для синхронних двигунів

$$T_{aCD\text{ роз}} = \frac{x_{*nCD}'' + x_{*nzш}}{\omega \left[x_{*nCD}'' / (\omega T_{aCD}) + r_{*nzш} \right]}. \quad (5.46)$$

Значення сталої часу та ударного коефіцієнта асинхронних двигунів при короткому замиканні на їх затискачах

Параметр	Двигун						
	А	АО	ДАЗО	АТД	АТМ	ВДД, ДВДА	ДАМСО
$T'_{Д\text{роз}}, \text{с}$	0,04	0,04	0,09	$0,04/S_{\text{н}}$	0,075	0,06	0,044
$T_{a\text{АД}}, \text{с}$	0,04	0,03	0,02	0,058	0,043	0,05	0,035
$\kappa_{y\text{Д}}$	1,56	1,49	1,5	1,6	1,67	1,66	1,55

Ударний струм КЗ від двигуна

$$i_{y\text{Д}} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\text{Д}} I_{\text{П0Д}}^{(3)} \quad (5.47)$$

Тут $\kappa_{y\text{Д}}$ – ударний коефіцієнт, обчислюваний з урахуванням зовнішнього опору:

- для асинхронного двигуна

$$\kappa_{y\text{АД}} = \exp(-0,01 / T'_{\text{Дроз}}) + \exp(-0,01 / T_{a\text{АДроз}}); \quad (5.48)$$

- для синхронного двигуна

$$\kappa_{y\text{СД}} = 1 + \exp(-0,01 / T_{a\text{СДроз}}), \quad (5.49)$$

де $T'_{\text{Дроз}}$ – розрахункова стала часу затухання періодичної складової струму асинхронного двигуна (табл. 5.1), обчислена аналогічно (5.45) з урахуванням зовнішнього опору мережі.

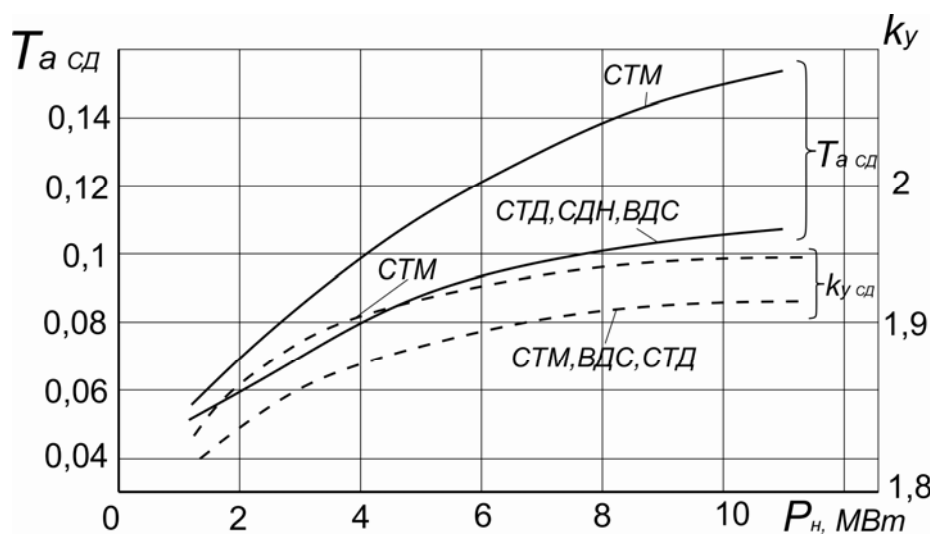


Рис. 5.13. Криві для визначення значень ударного коефіцієнта та сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ, створюваної синхронними двигунами залежно від їх потужності та типу

Коли зовнішній опір не враховують $Z_{*н зш} < (0,1...0,2)x''_{н д}$, то значення ударного коефіцієнта визначають за табл.5.1 або типовими кривими рис. 5.13.

Повний струм у місці КЗ в радіальній схемі вмикання N двигунів знаходять підсумовуванням за періодичними та аперіодичними складовими струму від всіх джерел живлення місця КЗ:

$$I_{Пт} = I_{ПтGS} + \sum_{i=1}^N I_{ПтДi};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2}I_{П0GS} \exp(-t / T_{аGS}) +$$

$$+ \sqrt{2} \sum_{i=1}^N I_{П0Дi} \exp(-t / T_{аДi}). \quad (5.50)$$

Ударний струм у точці КЗ визначається за виразом

$$i_{yД} = \sqrt{2} \cdot \left(\kappa_{yGS} I_{П0GS}^{(3)} + \sum_{i=1}^N \kappa_{yДi} I_{П0Дi}^{(3)} \right). \quad (5.51)$$

При розрахунку підживлення за $t < 0,2$ с асинхронні (m) та синхронні (n) двигуни можна замінити еквівалентним двигуном й визначити початкове сумарне значення періодичних складових струму групи електродвигунів

$$I_{П0Д\Sigma} = \sum_{i=1}^m I_{П0АДi} + \sum_{j=1}^n I_{П0СДj}. \quad (5.52)$$

Для еквівалентного двигуна також розраховують:

– сумарний номінальний струм

$$I_{нДек} = \sum_{i=1}^m I_{нАДi} + 1,2 \sum_{j=1}^n I_{нСДj}; \quad (5.53)$$

– кратність пускового струму

$$I_{*нпускек} = I_{П0Д\Sigma} / I_{нДек}; \quad (5.54)$$

– надперехідний опір

$$x''_{нек} = 1 / I_{*нпускек}; \quad (5.55)$$

– сталу часу затухання періодичної складової струму КЗ

$$T_{Пек} = \sum_{i=1}^m T_{ПАДрозi} I_{П0АДi} / \sum_{i=1}^m I_{П0АДi}; \quad (5.56)$$

– сталу часу затухання аперіодичної складової струму КЗ

$$T_{a\text{ ек}} = \left(\sum_{i=1}^m T_{a\text{ АД роз } i} I_{\text{П0 АД } i} + \sum_{j=1}^n T_{a\text{ СД роз } j} I_{\text{П0 СД } j} \right) / I_{\text{П0 Д } \Sigma}. \quad (5.57)$$

Тут $I_{n\text{ АД } i}$, $I_{n\text{ СД } j}$ – номінальні струми груп $\{1; m\}$ асинхронних та $\{1; n\}$ синхронних двигунів; $T_{\text{П АД } i}$ – розрахункові сталі часу затухання періодичної складової струму у групі асинхронних двигунів; $T_{a\text{ АД } i}$, $T_{a\text{ СД } j}$ – постійні часу затухання аперіодичної складової струму у групах асинхронних та синхронних двигунів.

При КЗ за узагальненим зовнішнім опором початкове значення періодичної складової струму КЗ від еквівалентного двигуна

$$I_{\text{П0 Д ек}} \approx I_{*n\text{ пуск Д ек}} I_{n\text{ Д ек}} / \left(1 + \frac{Z_{*n\text{ зш}}}{X_{*n\text{ ек}}} \right). \quad (5.58)$$

Складові струму КЗ від еквівалентного двигуна розраховують за формулами:

- періодична

$$I_{\text{П } t\text{ ек}} = I_{\text{П0 Д ек}} \exp(-t / T_{\text{П } \Sigma}), \quad (5.59)$$

де

$$T_{\text{П } \Sigma} = T_{\text{П ек}} \left(1 + \frac{Z_{*n\text{ зш}}}{X_{*n\text{ ек}}} \right);$$

- аперіодична

$$i_{a\text{ т } \Sigma} = \sqrt{2} I_{\text{П0 Д ек}} \exp(-t / T_{a\text{ } \Sigma}), \quad (5.60)$$

де

$$T_{a\text{ } \Sigma} = \frac{X_{*n\text{ ек}}'' + X_{*n\text{ зш}}}{\omega \left[X_{*n\text{ ек}}'' / (\omega T_{a\text{ ек}}) + r_{*n\text{ зш}} \right]}.$$

Ударний струм КЗ, створюваний еквівалентним електродвигуном, визначається виразом

$$i_{y\text{ } \Sigma} = \sqrt{2} \kappa_{y\text{ } \Sigma} I_{\text{П0 Д ек}}^{(3)}, \quad (5.61)$$

де

$$\kappa_{y\text{ } \Sigma} = \exp(-0,01 / T_{\text{п } \Sigma}) + \exp(-0,01 / T_{a\text{ } \Sigma}).$$

Якщо точка КЗ у схемі знаходиться за узагальненим зовнішнім опором для групи двигунів та електричної системи, то при $t > 0,2\text{ с}$ струми КЗ розраховують за рис. 5.10,б,в та розглянутими з ним виразами обчислення струмів КЗ.

5.6.2. Особливості підживлення місця короткого замикання від двигунів теплових електростанцій

При оцінці аварійних режимів, що виникають внаслідок КЗ, в електроустановках власних потреб теплових електростанцій (ТЕС) необхідно враховувати струми, генеровані в місці КЗ двигунами. У визначенні цих струмів на відгалуженні від секції розподільного улаштування рекомендується обирати груповий облік двигунів. Останні замінюють еквівалентним двигуном із сумарною потужністю P_n та середніми значеннями розрахункових параметрів:

Коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{ек}$	0,87
К.К.Д $\eta_{ек}$	0,94
Кратність пускового струму $I_{*н пуск ек}$	5,6
Стала часу затухання періодичної складової струму $T_{П ек}, с$	0,07
Стала часу затухання аперіодичної складової струму $T_{а ек}, с$	0,04
Ударний коефіцієнт k_y	1,85

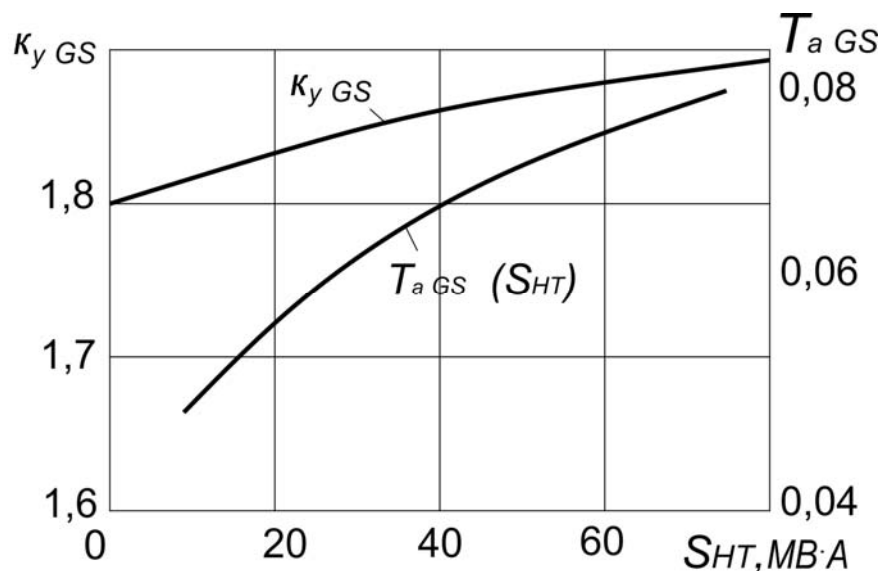


Рис. 5.14. Криві для визначення сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ та ударного коефіцієнта залежно від потужності трансформатора секції власних потреб ТЕС

Розрахункову схему стану при КЗ слід вибирати з урахуванням відповідної схеми робочого електропостачання. При врахуванні резерву за розрахункові умови КЗ доцільно брати такі, за яких секція розподільного влаштування власних потреб живиться за контуром з меншим значенням електричного опору і в підживленні місця КЗ беруть участь всі двигуни секції. Для врахування прихованого резервування вважають, що один з робочих трансформаторів живлення власних потреб вимкнений і місце КЗ підживлюють двигуни двох секцій, сполучених між собою резервно.

Обчислення струмів КЗ в електроустановках власних потреб ТЕС з метою вибору або перевірки параметрів їх провідників та апаратів передбачає визначення описаного далі. Передусім на основі отриманої схеми заміщення знаходять періодичну складову струму КЗ від джерел електричної системи (GS). Сталу часу затухання аперіодичної складової струму від електричної системи T_{aGS} можна визначати за графічною залежністю (рис. 5.14), побудованою з урахуванням номінальної потужності трансформатора S_{HT} (при використанні трансформатора з розщепленими обмотками розуміють номінальну потужність обмотки, до якої приєднана секція розподільного влаштування). Якщо трансформатор сполучений з секцією через протяжний струмовід, то сталу часу T_{aGS} розраховують за опором струмоводу.

Далі обчислюють:

- початкове значення періодичної складової струму КЗ, створюване двигунами секції (при прихованому резервуванні двох секцій)

$$I_{П0Дек} = I_{*H}^{пускек} P_{H\Sigma} / (\sqrt{3} \eta_{ек} U_H \cos \varphi_H), \quad (5.62)$$

де U_H – номінальна напруга двигунів секції;

- сумарне початкове значення періодичної складової струму КЗ

$$I_{П0\Sigma} = I_{П0GS} + I_{П0Дек}; \quad (5.63)$$

- сумарне значення періодичної складової струму КЗ у момент часу τ

$$\begin{aligned} I_{П\tau\Sigma} &= I_{П\tau GS} + I_{П0Дек} \exp(-\tau / T_{Пек}) = \\ &= I_{П\tau GS} + \gamma_{\tau ек} I_{П0Дек}, \end{aligned} \quad (5.64)$$

де $\gamma_{\tau ек}$ – коефіцієнт затухання періодичної складової струму КЗ (рис. 5.15);

• сумарне значення аперіодичної складової струму КЗ у момент часу τ

$$\begin{aligned}
 i_{a\tau\Sigma} &= \sqrt{2}I_{П0GS} \cdot \exp(-\tau / T_{aGS}) + \\
 &+ \sqrt{2}I_{П0Дек} \cdot \exp(-\tau / T_{aек}) = \\
 &= \sqrt{2}I_{П0GS} \cdot \exp(-\tau / T_{aGS}) + \\
 &+ \sqrt{2}\beta_{\tau ек}I_{П0Дек},
 \end{aligned}
 \tag{5.65}$$

де $\beta_{\tau ек}$ – коефіцієнт затухання аперіодичної складової струму КЗ (рис. 5.15); $i_{y\Sigma}$ – сумарний ударний струм КЗ

$$i_{y\Sigma} = \sqrt{2} \cdot (k_{yGS}I_{П0GS} + k_{yек}I_{П0Дек}).
 \tag{5.66}$$

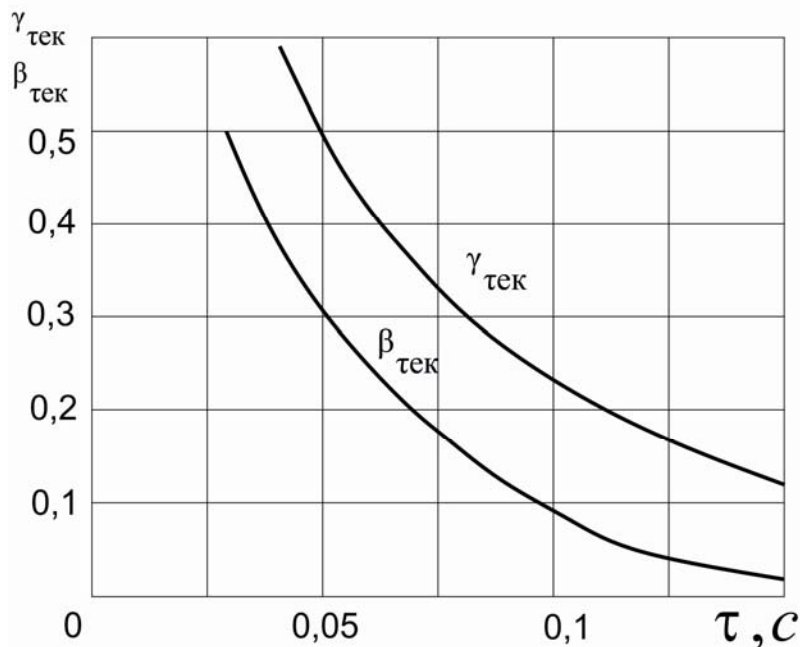


Рис. 5.15. Криві для визначення залежно від часу коефіцієнтів затухання аперіодичної та періодичної складових струму КЗ, створюваних еквівалентним двигуном власних потреб ТЕС

Значення k_{yGS} знаходять за рис. 5.14, якщо не зважати на опір струмопроводу в колі трансформатора власних потреб.

5.6.3. Урахування комплексного навантаження у підживленні місця короткого замикання

При розрахунках струмів КЗ ураховують вплив, складових комплексного навантаження, коли частка їх струму складає не менше 5 % у місці КЗ. Струм КЗ від комплексного навантаження визначають за-

галом як векторну суму струмів його складових. Спрощений розрахунок допускає еквівалентування комплексного навантаження з поданням у вигляді еквівалентного джерела е.р.с. з внутрішнім опором.

Складові струму КЗ від конденсаторних батарей визначають таким чином. Найбільшу амплітуду струму КЗ від конденсаторних батарей поперечної компенсації знаходять за виразом

$$I_{max\ KB} = U_0 / \left[\sqrt{3}\omega_0 (L_{KB} + L_{зш}) \right], \quad (5.67)$$

де U_0 – середня номінальна напруга на конденсаторній батареї до КЗ, кВ; L_{KB} та $L_{зш}$ – індуктивності відповідно конденсаторної батареї та контуру між батареєю і точкою КЗ, Гн; ω_0 – кутова частота власних коливань контуру з конденсаторною батареєю, рад/с, $\omega_0 = 1/\sqrt{(L_{KB} + L_{зш})C}$; C – ємність конденсаторної батареї, Ф.

Вільна складова струму КЗ від конденсаторної батареї

$$i_{KB} = I_{max\ KB} \exp(-bt) \sin(\omega_0 t + \pi), \quad (5.68)$$

де $b = (R_{(\omega_0)KB} + R_{зш}) / [2(L_{KB} + L_{зш})]$ – коефіцієнт затухання, Ом/Гн; $R_{(\omega_0)KB}$ – активний опір конденсаторної батареї за частоти ω_0 , Ом; $R_{зш}$ – активний опір зовнішнього щодо конденсаторної батареї контуру з КЗ, Ом.

При наявності в електричних мережах статичних керованих конденсаторних батарей їх вводять (залежно від схеми) до розрахункової схеми заміщення відповідним сполученням опорів ємнісного та індуктивного характеру.

5.7. Розрахунок струмів короткого замикання в електроустановках напругою до 1 кВ

Місце КЗ в електроустановках напругою до 1 кВ більшості систем електропостачання промислових підприємств характеризується як значно електрично віддалене від джерел ЕЕС. Установлена потужність цих електроустановок звичайно помітно перевищує споживану. Якщо остання більш як у 25 разів виходить за межі потужності їх знижувальних трансформаторів, то на стороні низької напруги знижувальних трансформаторів амплітуду періодичної складової струму КЗ від енергосистеми можна вважати незмінною.

Ці ознаки обґрунтовують припущення, що електроустановки напругою до 1 кВ промислових підприємств ввімкнені до джерела необмеженої потужності. Останнє еквівалентують значенням е.р.с., рівним значенню напруги у місці вмикання, і опором зв'язку джерел

ЕЕС з точкою вмикання. Значення опору зв'язку зводиться до нижчої напруги за формулою, мОм:

$$x_{GS} = U_{cp\ HH}^2 / (\sqrt{3}I_{\Pi\ BH}U_{cp\ BH}) = U_{cp\ HH}^2 \cdot 10^{-3} / S_k \quad (5.69)$$

або

$$x_{GS} = U_{cp\ HH}^2 / (\sqrt{3}I_{вим\ н}U_{cp\ HH}), \quad (5.70)$$

де $U_{cp\ HH}$ – середня номінальна напруга мережі, ввімкненої до обмотки нижчої напруги трансформатора, В; $U_{cp\ BH}$ – середня номінальна напруга мережі, до якої ввімкнена обмотка вищої напруги трансформатора, В; $I_{\Pi\ BH}$ – діюче значення періодичної складової струму при трифазному КЗ біля виводів обмотки вищої напруги трансформатора, кА; S_k – потужність КЗ біля виводів обмотки вищої напруги трансформатора, МВ·А; $I_{вим\ н}$ – номінальний струм вимкнення для вимикача, встановленого у приєднанні знижувального трансформатора, кА.

У випадках, коли знижувальний трансформатор увімкнений до мережі енергосистеми через реактор, повітряну чи кабельну лінію (завдовжки понад кілометр), необхідно враховувати індуктивну та активну складові їх опору.

У розрахунках струмів КЗ в електроустановках з автономними джерелами електроенергії слід знаходити значення параметрів усіх елементів автономної електричної системи разом з автономними джерелами (синхронними генераторами), розподільною мережею та споживачами, а також ураховувати:

- зміну активної складової опору провідників короткозамкненого кола внаслідок їх нагрівання при КЗ;
- вплив комплексного навантаження (двигуни, перетворювачі, термічні установки, лампи освітлення) на значення струму КЗ, якщо його номінальний струм перевищує 10 % від початкового значення періодичної складової струму КЗ (без навантаження);
- вплив конденсаторних батарей при розрахунку струму КЗ для вибору запобіжників.

При цьому допускається:

- максимально спростувати і еквівалентувати всю зовнішню мережу стосовно місця КЗ та індивідуально враховувати лише автономні джерела електроенергії і двигуни, що безпосередньо прилягають до місця КЗ;
- не враховувати вплив асинхронних двигунів, якщо їх сумарний номінальний струм не перевищує 10 % від початкового значення періодичної складової струму в місці КЗ (без уваги на двигуни).

Струми КЗ в електроустановках напругою до 1 кВ обчислюють в іменованих одиницях виміру. Під час складання еквівалентних схем заміщення параметри елементів початкової розрахункової схеми зводять до ступеня напруги, де міститься точка КЗ, і виражають значення опорів усіх еквівалентів у схемі заміщення в міліомах.

Вірогідність результатів розрахунку струмів КЗ залежить від того, наскільки правильно оцінені та повно враховані елементи і їх опори у колі КЗ. В електроустановках напругою до 1 кВ на значення струмів КЗ суттєво впливають активні складові опорів кола КЗ. Їхні значення сумірні, а іноді й перевищують значення індуктивних складових опорів. Тому при визначенні результуючого опору кола КЗ ураховують опори ділянок збірних шин, магістральних та розподільних шинопроводів, опори струмових котушок автоматичних вимикачів та реле, обмоток трансформаторів струму, контактів комутаційних апаратів, перехідних контактів у мережі та розподільних улаштуваннях, опір дуги у місці КЗ.

Параметри елементів короткозамкненого кола обчислюють таким чином.

Силові трансформатори. Повне значення, активна та індуктивна складові опору знижувального трансформатора, зведені до ступеня НН(мОм), розраховують за формулами:

$$Z_T = u_k U_{нНН}^2 \cdot 10^4 / S_T; \quad (5.71)$$

$$r_T = p_k U_{нНН}^2 \cdot 10^6 / S_T^2; \quad (5.72)$$

$$x_T = \sqrt{u_k^2 - (100 p_k / S_T)^2} \cdot U_{нНН}^2 \cdot 10^4 / S_T, \quad (5.73)$$

де S_T – номінальна потужність трансформатора, кВ·А; $U_{нНН}$ – номінальна лінійна напруга обмотки НН трансформатора, кВ; p_k – втрати активної потужності КЗ у трансформаторі, кВт; u_k – напруга короткого замикання трансформатора, %.

Активні та індуктивні складові опори нульової послідовності знижувальних трансформаторів, обмотки яких з'єднані за схемою Δ / Y_0 при КЗ у мережі нижчої напруги, беруть рівними відповідно до активних та індуктивних складових опорів прямої послідовності. За інших схем з'єднання обмоток трансформаторів активні та індуктивні складові опори нульової послідовності необхідно брати відповідно до вимог виробників.

Шини та струмоводи з шин. Опори визначають значеннями активних та індуктивних складових, віднесених до одиниці довжини. У табл. 5.2 ці значення подані для плоских шин, а в табл. 5.3 – для комплектних струмоводів.

Таблиця 5.2

**Активна та індуктивна складові електричного опору
ЛОСКИХ ШИН**

Переріз шин, мм ²	Питомі складові опору, мОм/м					
	активна (при 65 °С) для матеріалу		індуктивна при середній геометричній відстані між фазами, мм			
	Мідь	Алюмі- ній	100	150	200	300
25×3	0,268	0,457	0,179	0,200	0,295	0,244
30×3	0,223	0,394	0,163	0,189	0,206	0,235
30×4	0,167	0,296	0,163	0,189	0,206	0,235
40×4	0,125	0,222	0,145	0,170	0,189	0,214
40×5	0,100	0,177	0,145	0,170	0,189	0,214
50×5	0,080	0,142	0,137	0,156	0,180	0,200
50×6	0,067	0,118	0,137	0,156	0,180	0,200
60×6	0,056	0,099	0,119	0,145	0,163	0,189
60×8	0,042	0,074	0,119	0,145	0,163	0,189
80×8	0,031	0,055	0,102	0,126	0,145	0,170
80×10	0,025	0,044	0,102	0,126	0,145	0,170
100×10	0,020	0,035	0,090	0,113	0,133	0,157
2(60×8)	0,0209	0,037	0,120	0,145	0,163	0,189
2(80×8)	0,0157	0,0277	–	0,126	0,145	0,170
2(80×10)	0,0125	0,0222	–	0,126	0,145	0,170
2(100×10)	0,010	0,0178	–	–	0,133	0,157

Таблиця 5.3

Параметри комплектних струмоводів з шин

Тип	Номинальний струм, А	Питомі складові опору, мОм/м	
		активна	індуктивна
ШМА73	1600	0,031	0,017
ШМА68Н	2500	0,027	0,023
ШМА68Н	4000	0,013	0,020
ШЗМ16	1600	0,017	0,014
ШРА73	250	0,200	0,100
ШРА73	400	0,130	0,100
ШРА73	630	0,085	0,075

Повітряні та кабельні лінії. Значення активного та індуктивного опорів ЛЕП також обчислюють з використанням табличних даних, які достатньо повно наведені у довідковій літературі. Індуктивний опір наближено для ПЛ дорівнює 0,4, а для КЛ – 0,08 мОм/м.

Реактори. Активна складова опору струмообмежувального реактора (мОм)

$$r_p = \Delta p_{нр} \cdot 10^3 / I_{нр}^2, \quad (5.74)$$

де $\Delta p_{нр}$ – втрата активної потужності у фазі реактора за номінального струму, Вт; $I_{нр}$ – номінальний струм реактора, А.

Індуктивну складову опору реактора беруть за інформацією його виготовлювача або розраховують за формулою (мОм)

$$x_p = \omega(L - M) \cdot 10^3, \quad (5.75)$$

де ω – кутова частота напруги мережі, рад/с; L – індуктивність котушки трифазного реактора, Гн; M – взаємна індуктивність віток реактора, Гн.

Трансформатори струму, комутаційні апарати та реле. Значення їх опорів – у довідковій літературі залежно від номінального струму. Для первинних обмоток усіх багатовиткових вимірювальних трансформаторів струму варто використовувати їхні паспортні дані або середні значення, що у табл. 5.4. Для одновиткових трансформаторів (на струми понад 500 А) при розрахунку струмів КЗ опором можна нехтувати.

Таблиця 5.4

Середні значення складових опорів обмоток трансформаторів струму

Коефіцієнт трансформації	Клас точності			
	перший		другий	
	x	r	x	r
20/5	67	42	17	19
30/5	30	20	8	8,2
40/5	17	11	4,2	4,8
50/5	11	7	2,8	3
75/5	4,8	3	1,2	1,3
100/5	2,7	1,7	0,7	0,75
150/5	1,2	0,75	0,3	0,33
200/5	0,67	0,42	0,17	0,19
300/5	0,3	0,2	0,08	0,088
400/5	0,17	0,17	0,04	0,05
500/5	0,07	0,07	0,02	0,02

Для котушок розчіплювачів автоматичних вимикачів припускається (з відсутністю даних виготовників про індуктивні та активні складові опорів) використовувати значення опорів котушок розчіп-

лювачів та перехідних опорів рухомих контактів, наведених у табл. 5.5. Там подані узагальнені сумарні значення опорів котушок розчіплювачів та контактів автоматичних вимикачів (А3700, “Електрон” та ВА) залежно від номінального струму.

Таблиця 5.5

Значення електричних опорів котушок розчіплювачів та контактів автоматичних вимикачів

Номінальний струм, <i>A</i>	Складові опору, мОм	
	активна	індуктивна
50	7	4,5
70	3,5	2,0
100	2,15	1,2
140	1,3	0,7
200	1,1	0,5
400	0,65	0,17
600	0,41	0,13
1000	0,25	0,1
1600	0,14	0,08
2500	0,13	0,07
4000	0,1	0,05

Контактні переходи в електричній мережі. Значення опорів контактів у з'єднанні кабелів, рознімних контактів комутаційних апаратів та струмоводів наведені відповідно у табл. 5.6...5.8 (опори контактних з'єднань для найхарактерніших місць з'єднання: струмовід з шин – автоматичний вимикач, кабель – автоматичний вимикач).

Таблиця 5.6

Значення електричних опорів контактних з'єднань алюмінієвих кабелів

Переріз, <i>мм²</i>	16	25	35	70	95	120	150	240
Опір, <i>мОм</i>	0,085	0,064	0,056	0,043	0,029	0,027	0,021	0,12

Таблиця 5.7

Значення електричних опорів контактних з'єднань струмоводів з шин

Тип	ШРА73	ШРА73	ШРА73	ШРА73	ШМА68Н	ШМА68Н
Номінальний струм, <i>A</i>	250	400	630	1600	2500	4000
Опір, <i>мОм</i>	0,009	0,006	0,004	0,003	0,002	0,001

Дуга у місці КЗ. Для обліку дуги рекомендується використовувати наближені значення активного опору дуги (табл. 5.9). При розрахунку найбільших значень струму КЗ його не враховують.

Таблиця 5.8

Наближені значення електричних опорів рознімних контактів комутаційних апаратів напругою до 1 кВ

Номинальний струм апарата, А	Значення опору, мОм		
	автоматичного вимикача	рубильника	роз'єднувача
50	1,3	–	–
70	1,0	–	–
100	0,75	0,5	–
150	0,65	–	–
200	0,6	0,4	–
400	0,4	0,2	0,2
600	0,25	0,15	0,15
1000	0,12	0,08	0,08
3000	–	–	0,02

Таблиця 5.9

Наближені значення активного електричного опору дуги

Розрахункові умови КЗ	Значення опору (мОм) при КЗ після трансформатора потужністю, кВА					
	250	400	630	1000	1600	2500
1. КЗ близько виводів вторинної напруги трансформатора:						
– у кабельній воронці;	15	10	7	5	4	3
– у струмоводі ШМА;	–	–	–	6	4	3
– у струмоводі ШРА	–	18	15	10	7	5
2. КЗ на кінці струмоводу ШРА (відстань 100 – 150 м)	–	30-45	25-45	20-40	15-30	20-40
3. КЗ на кінці струмоводу ШМА (відстань 100 – 150 м)	–	–	–	6-8	5-7	4-6
4. КЗ у КЛ перерізом 25 – 240 мм ² (відстань 100 м)	–	45-16	45-15	45-12	45-11	40-10

Активні складові електричних опорів елементів апаратури та пристроїв, контактів, дуги у місці КЗ можна також визначати у складі результуючого перехідного електричного опору:

$$r_{\Pi} = r_k + r_{AB} + r_{TC} + r_{\partial}. \quad (5.76)$$

Тут r_k – перехідний електричний опір контактів у з’єднанні елементів мережі; r_{AB} – активний електричний опір автоматичного вимикача, що складається з активного опору струмових котушок розчіплювача та перехідного опору контактів; r_{TC} – активний електричний опір первинної обмотки трансформатора струму; r_{∂} – активний електричний опір дуги у місці КЗ.

Результуючий опір залежить від потужності знижувального трансформатора комплектної трансформаторної підстанції (КТП), електричної віддаленості місця КЗ за ступенями розподілу електричної енергії (ступінь КЗ) та мінімальної відстані між фазами у місці КЗ. Нижче наведені значення r_{Π} при КЗ на стороні нижчої напруги КТП:

• *потужність трансформаторів, кВ·А* 400 630 1000 1800
2500

• *перехідний опір, мОм* 9,21 8,02 8,41 5,51 5,12

Зважаючи на зазначені чинники [5], отримана адекватна оцінка результуючого активного перехідного електричного опору (5.76) для місць КЗ у мережі, що за КТП:

$$r_{\Pi} = (2,5\sqrt{S_T} \kappa_{CT}^3 + 320 \cdot a) / S_T, \quad (5.77)$$

де κ_{CT} – коефіцієнт ступеня КЗ, що визначається за типовою розрахунковою схемою табл. 5.10; a – відстань між фазами провідників мережі у місці КЗ, значення якої (мм) для різних елементів мережі подані нижче:

КТП з трансформатором потужністю, кВ·А

400.....	60
630.....	60
1000.....	70
1600.....	120
2500.....	180

Струмовід

ШМА.....	10
ШРА.....	45

Кабель перерізом, мм ²	
2,5...10.....	1,6
16...35.....	2,4
50...95.....	2,8
120...150.....	4
240.....	4,8

Таблиця 5.10

Значення коефіцієнта ступеня КЗ

Розрахункова схема мережі за місцем КЗ	Змістова характеристика ступеня КЗ	Значення
	РУ на електростанціях та підстанціях K_1	Для точки K_1 за вище-наведеними даними
	Первинні цехові розподільні пункти: затискачі апаратів, живильні радіальні лінії від щитів підстанцій або головних магістралей K_2	2
	Вторинні цехові розподільні пункти; затискачі апаратів, що живляться від первинних розподільних пунктів K_3	3
	Апаратура електроприймачів, що живляться від вторинних розподільних пунктів K_4	4

Автономні джерела електроенергії та синхронні двигуни для моменту часу $t = 0$ враховують у вигляді джерела е.р.с. з надперехідним опором синхронної машини за поздовжньою віссю x''_d . При спрощених розрахунках беруть: $x''_{nd} = 0,15$; $x''_{n2} = x''_{nd}$; $r_{н СД} = 0,15 x''_{nd}$.

Асинхронні двигуни для $t = 0$ слід вводити до схеми заміщення у вигляді джерела е.р.с. з надперехідним індуктивним опором x''_{AD} . За уточнених розрахунків струму КЗ асинхронні двигуни вводять до схеми заміщення джерелом е.р.с. з надперехідними індуктивною та

активною складовими опору статора. Сумарний активний електричний опір, що характеризує асинхронний двигун у момент КЗ, мОм:

$$r_{AD} = r_1 + 0,96\hat{r}_2, \quad (5.78)$$

де r_1 – активний опір статора, мОм; \hat{r}_2 – активний опір ротора, що зводиться до статора й визначається виразом, мОм:

$$\hat{r}_2 = 0,36M_{*H \text{ пуск}}(P_H + \Delta p_{mx}) \cdot 10^6 / [I_{*H \text{ пуск}}^2(1 - s_H)I_H^2] \quad (5.79)$$

де $M_{*H \text{ пуск}}$ – кратність пускового моменту двигуна щодо його номінального моменту; P_H та I_H – номінальні потужність (кВт) та струм (А) двигуна; Δp_{mx} – механічні втрати потужності в двигуні (разом з додатковими втратами), кВт, причому $\Delta p_{mx} = 0,01P_H$; $I_{*H \text{ пуск}}$ – кратність пускового струму двигуна (відносно його номінального струму); s_H – номінальне ковзання, відн.од.

Активний електричний опір статора, якщо не заданий виробником, розраховують за формулами:

- для двигунів з фазним ротором та простою білячою кліткою на роторі, мОм:

$$r_1 = 0,52\hat{r}_2 M_{*H \text{ пуск}} \left(1 / s_{кр} + s_{кр} - 2M_{*H \text{ max}} / M_{*H \text{ пуск}} \right) / [s_{кр} (M_{*H \text{ max}} - M_{*H \text{ пуск}})], \quad (5.80)$$

де $s_{кр}$ – критичне ковзання двигуна, значення якого дорівнює

$$s_{кр} = M_{*H \text{ max}} s_H (1 - M_{*H \text{ пуск}}) + \frac{\sqrt{s_H M_{*H \text{ пуск}} (M_{*H \text{ max}} - 1) (M_{*H \text{ max}} - M_{*H \text{ пуск}})}}{M_{*H \text{ max}} - M_{*H \text{ ном}}}, \quad (5.81)$$

- для двигунів, в яких електричні параметри ротора змінюються залежно від ковзання (двигуни з глибоким пазом або двома обмотками на роторі)

$$r_1 = \kappa_M P_H (1 - \eta_H) \cdot 10^6 / (3I_H^2 \eta_H), \quad (5.82)$$

де κ_M – відношення втрат потужності в обмотці статора до сумарних втрат в двигуні під час роботи у номінальному режимі (зазвичай $\kappa_M = 0,35$); η_H – номінальний к.к.д. двигуна.

Надперехідний індуктивний опір асинхронного двигуна, мОм,

$$x_{AD}'' = \sqrt{[U_{\phi H} \cdot 10^3 / (I_{*H \text{ пуск}} I_H)]^2 - r_{AD}^2}, \quad (5.83)$$

де $U_{\phi H}$ – номінальна фазна напруга двигуна, В.

При спрощених розрахунках беруть: $x_{*н АД} = 0,18$; $r_{*н АД} = 0,36$.

Комплексне навантаження при розрахунку струмів несиметричних КЗ подається параметрами прямої, зворотної та нульової послідовностей. Рекомендовані значення опорів прямої та зворотної послідовностей окремих елементів комплексного навантаження наведено в табл. 1.3 (див. розд. 1).

Значення модулів повних електричних опорів прямої $Z_{*н1нв}$, зворотної $Z_{*н2нв}$, нульової $Z_{*н0нв}$ послідовностей, а також е.р.с. комплексного навантаження $E_{*н0нв}$ (відн. од.) можуть бути визначені за кривими, наведеними на рис. 5.16 залежно від відносного складу споживачів вузла навантаження P_i / P , де $P = P_{\Sigma}$ – сумарна номінальна активна потужність навантаження, кВт; P_i – установлена активна потужність i -го споживача навантаження, кВт ($P_{АД}$ – асинхронні двигуни; $P_{СД}$ – синхронні двигуни; $P_{перетв}$ – перетворювачі; $P_{ему}$ – електротермічні установки).

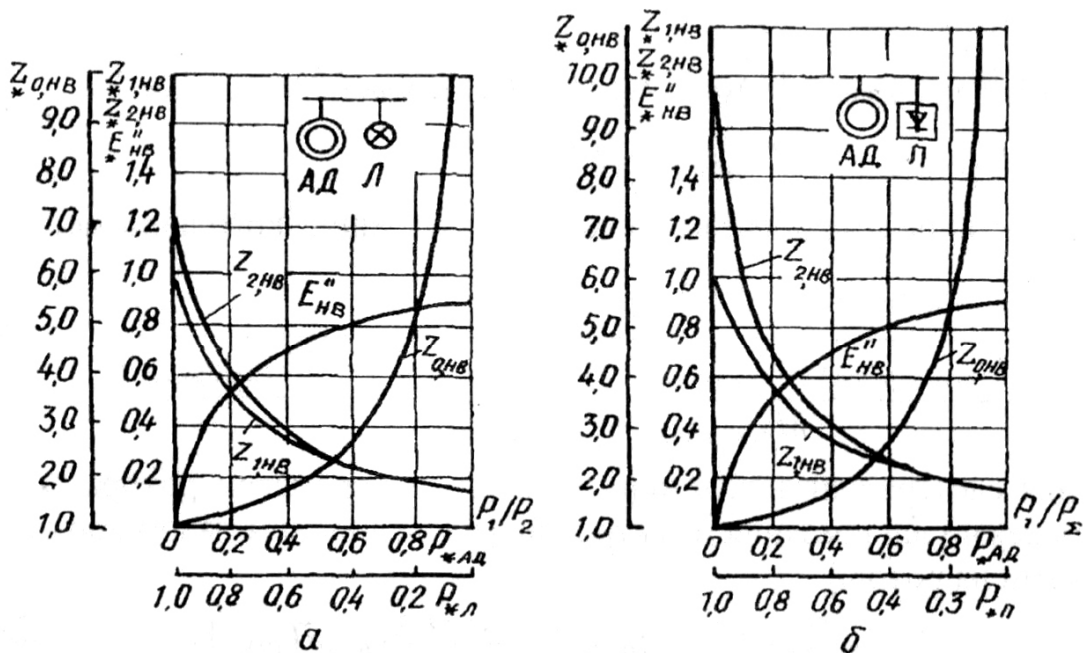


Рис. 5.16, а, б. Залежності параметрів комплексного навантаження від його складу

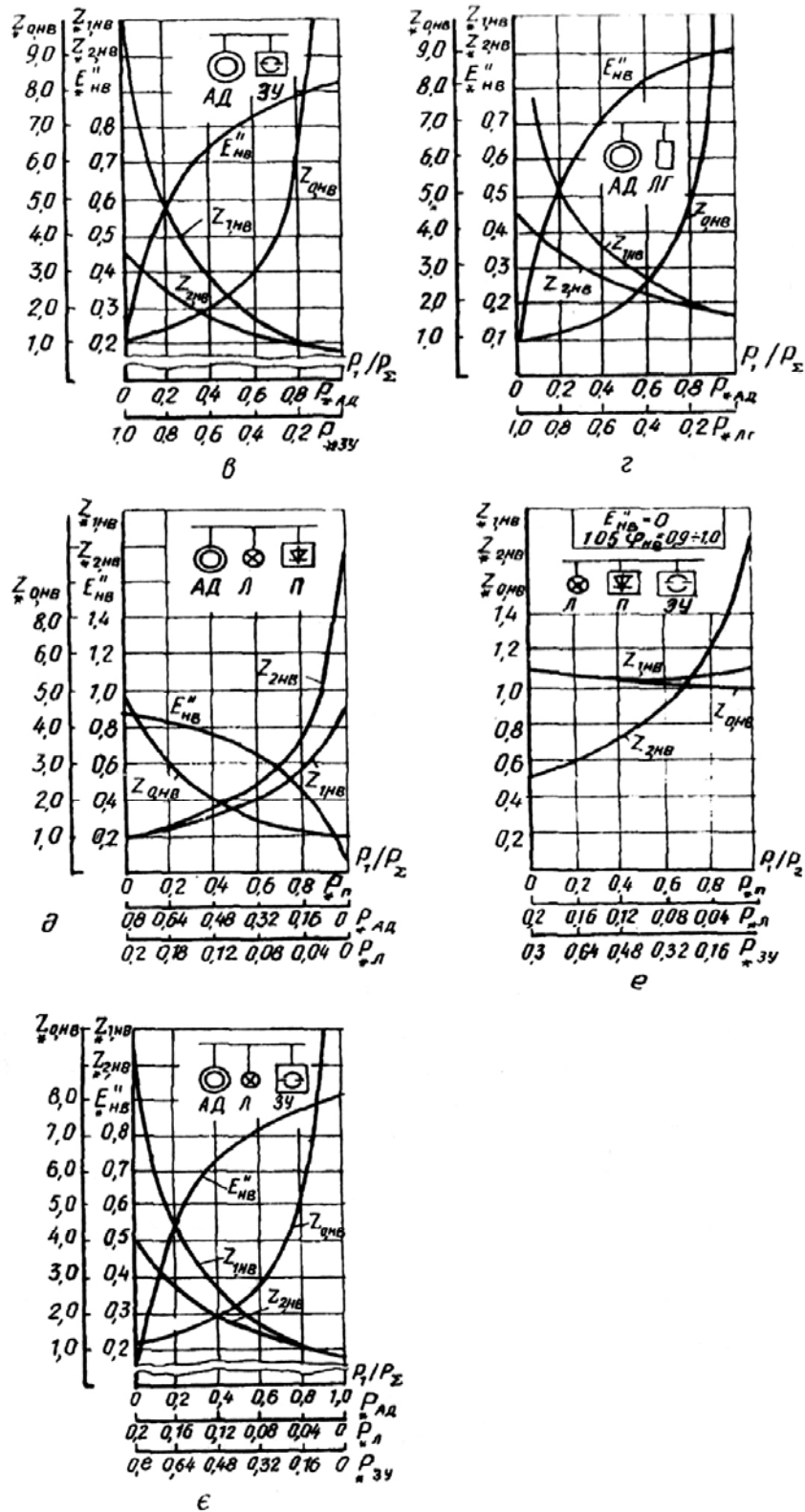


Рис. 5.16, в, з, д, е, е. Залежності параметрів комплексного навантаження від його складу

При спрощених розрахунках допускається еквівалентувати комплексне навантаження у місці КЗ значеннями модулів повних електричних опорів:

$$Z_{*H1H} = Z_{*H2H} = 0,4; \quad Z_{*H0H} = 0,3.$$

Конденсаторні батареї. Значення активної складової опору, індуктивності та ємності конденсаторних батарей беруть за даними заводів-виробників. Результируючі складові x_{1pez} і r_{1pez} опору прямої послідовності кола КЗ знаходять шляхом перетворення схеми заміщення за рекомендаціями підрозд. 1.6 з урахуванням активного перехідного опору. Струм КЗ визначають за знайденими значеннями активної та реактивної складових результируючого опору.

Якщо поблизу місця КЗ є синхронні та асинхронні двигуни або інші складові комплексних навантажень, то початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ з урахуванням підживлення слід визначати як суму струмів від енергосистеми (автономних джерел), двигунів чи інших складових комплексного навантаження.

Початкове діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ від енергосистеми розраховують за формулою, кА:

$$I_{П0GS} = U_{cpH} / \left(\sqrt{3} \sqrt{r_{1pezGS}^2 + x_{1pezGS}^2} \right). \quad (5.84)$$

В електроустановках з автономними джерелами початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ визначають за формулою, кА:

$$I_{П0G} = E_{ф0G} / \left(\sqrt{r_{1pezG}^2 + x_{1pezG}^2} \right), \quad (5.85)$$

де $E_{ф0G}$ – еквівалентна надперехідна е.р.с. автономних джерел, В (її значення розраховують так, як і для синхронних двигунів).

Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ від синхронних двигунів визначають з виразу, кА:

$$I_{П0CD} = E_{ф0CD} / \left(\sqrt{r_{1pezCD}^2 + x_{1pezCD}^2} \right), \quad (5.86)$$

де $E_{ф0CD}$ – фазне значення надперехідної е.р.с. синхронного двигуна, В:

$$E_{ф0CD} = \sqrt{\left(U_{ф0} \pm I_0 x_d'' \sin \varphi_0 \right)^2 + \left(I_0 x_d'' \cos \varphi_0 \right)^2}, \quad (5.87)$$

де знак операції “+” – у стані перезбудження, а “-” – недозбудження; U_0 , I_0 , φ_0 – відповідно фазна напруга на затискачах двигуна, струм статора та кут зсуву фаз напруги і струму у момент часу, що передує КЗ (звичайно їх беруть тотожними номінальним значенням).

Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ від асинхронних двигунів розраховують за формулою, кА:

$$I_{П0 АД} = E_{\phi 0 АД} / \left(\sqrt{r_{1\text{рез АД}}^2 + x_{1\text{рез АД}}^2} \right), \quad (5.88)$$

де $E_{\phi 0 АД}$ – фазне значення надперехідної е.р.с. асинхронного двигуна, В,

$$E_{\phi 0 АД} = \sqrt{(U_{\phi 0} \cos \varphi_0 - I_0 r_{АД})^2 + (U_{\phi 0} \sin \varphi_0 - I_0 x''_{АД})^2}. \quad (5.89)$$

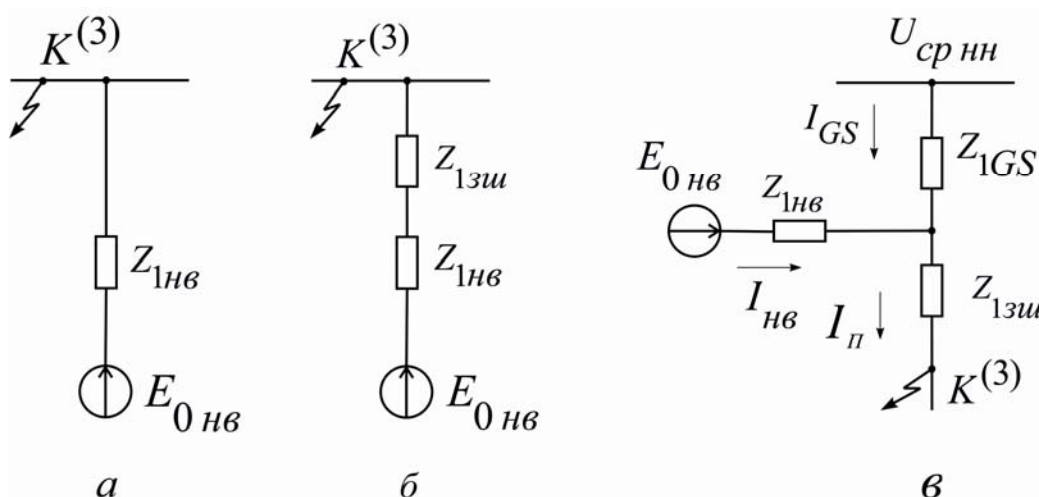


Рис. 5.17. Еквівалентні схеми заміщення комплексного навантаження: *а* – радіальна; *б* – радіальна з урахуванням зовнішнього опору; *в* – складна із загальним опором для всіх джерел

Вплив комплексного навантаження на сумарний струм КЗ оцінюється залежно від складових комплексного навантаження вузла (тимчасові джерела) та розташування відносно них точки КЗ (рис. 5.17). У радіальній схемі заміщення (рис. 5.17,*а*) допускається не враховувати вплив статичних споживачів (перетворювачі, електро-термічні установки, електричне освітлення). При КЗ за спільним для складових джерел вузла навантаження опором (рис. 5.17,*б*) початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ визначається з урахуванням впливу двигунового та статичного навантаження, кА:

$$I_{П0 нв} = E_{*н 0нв} U_{срНН} / \left(\sqrt{3} z_{рез нв} \right), \quad (5.90)$$

де

$$z_{рез нв} = \sqrt{\left(\frac{Z_{*н 1 нв} \cos \varphi_{нв} U_{срНН}^2}{S_{нв}} + r_{1 зш} \right)^2 + \left(\frac{Z_{*н 1 нв} \sin \varphi_{нв} U_{срНН}^2}{S_{нв}} + x_{1 зш} \right)^2}.$$

Тут $E_{*_{H0NB}}$ та $Z_{*_{H1NB}}$ – еквівалентна е.р.с. та опір прямої послідовності вузла навантаження; їхні значення (відн. од.) встановлюють за залежностями, наведеними на рис. 5.16 відповідно до складу споживачів; S_{HNB} – сумарна номінальна потужність навантаження, кВ·А.

У разі розташування КЗ за спільним для перебігу струмів від навантаження та джерел енергосистеми опором (рис. 5.17,в) та близькими значеннями складових опорів x, r віток схеми заміщення початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ розраховують за формулою:

$$I_{П0NB} = \frac{U_{cpHH} Z_{1NB} + E_{*_{H1NB}} U_{cpHH} Z_{GS}}{Z_{GS} Z_{1NB} + Z_{GS} Z_{13ш} + Z_{1NB} Z_{13ш}}. \quad (5.91)$$

Маючи у вузлі навантаження конденсаторну батарею, з (5.66) та (5.67) визначають найбільшу амплітуду високочастотної складової струму КЗ і вільну складову струму КЗ від конденсаторної батареї.

Найбільше початкове значення аперіодичної складової струму КЗ загалом вважають рівним амплітуді періодичної складової струму у початковий момент КЗ, тобто $i_{a0} = \sqrt{2} I_{П0}$.

У радіальних схемах аперіодичну складову струму для довільного моменту часу розраховують за формулою (5.44).

Якщо у точці КЗ радіальні незалежні одна від одної генеруючі вітки збігаються, то аперіодичну складову струму КЗ визначають як суму аперіодичних складових струмів окремих віток:

$$i_{at\Sigma} = \sum_{j=1}^m i_{a0j} \cdot \exp(-t / T_{aj}), \quad (5.92)$$

де m – число незалежних віток схеми; i_{a0j} – початкове значення аперіодичної складової струму КЗ у j -й вітці, кА.

Ударний струм трифазного КЗ в електроустановках з одним джерелом енергії (живлення від енергосистеми або автономного джерела) визначають за виразом

$$i_y = \sqrt{2} \kappa_y I_{П0}, \quad (5.93)$$

де $\kappa_y = 1 + \exp(-t / T_a)$ – ударний коефіцієнт, який також може бути визначений за залежностями рис. 5.18; $\varphi_\kappa = \arctg(x_{1pez} / r_{1pez})$ – кут зсуву за фазою напруги або е.р.с. джерела та періодичної складової струму КЗ; t_y – момент часу появи ударного струму, с.

$$t_y = 0,01 \left(\frac{\pi}{2} + \varphi_\kappa \right) / \pi. \quad (5.94)$$

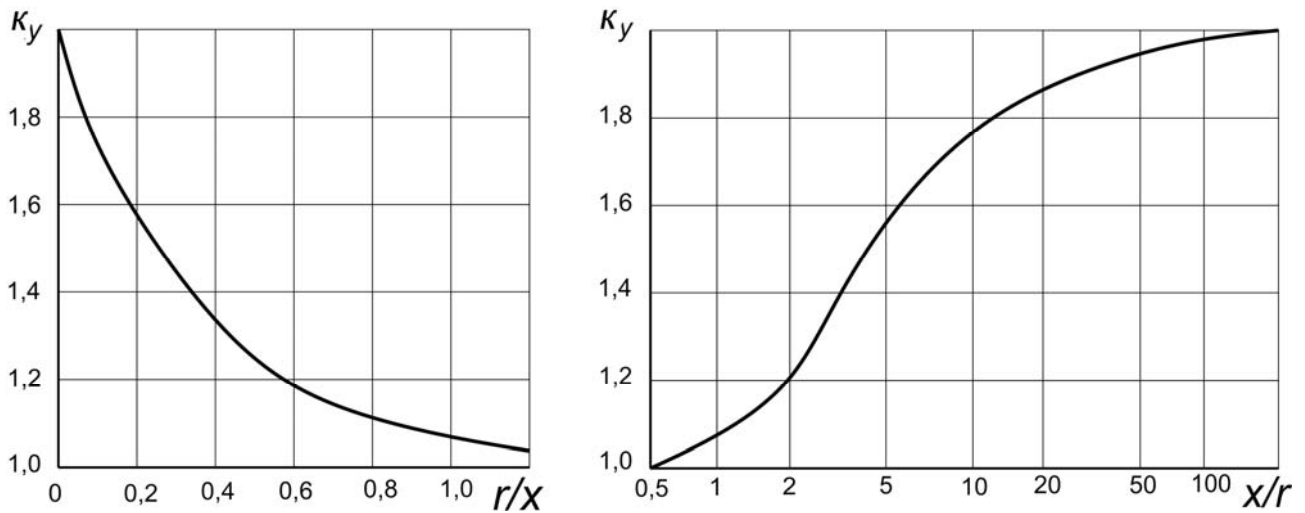


Рис. 5.18. Залежності для визначення ударного коефіцієнта у функції r / x (а) чи x / r (б)

Для наближеного розрахунку ударного струму КЗ на виводах автономних джерел чи синхронних (асинхронних) двигунів вважають, що ударний струм настає через 0,01 с після початку КЗ і амплітуда періодичної складової струму КЗ у момент $t = 0,01$ с дорівнює амплітуді цієї складової у початковий момент часу появи КЗ.

Ударний струм від асинхронного двигуна обчислюють, зважаючи на затухання амплітуди аперіодичної та періодичної складових струму КЗ, що можна обчислити за формулами (5.46) і (5.47). До обчислень визначають:

$$T_p = (x''_{AD} + x_{1zu}) / (\omega \hat{r}_2);$$

$$T_a = (x''_{AD} + x_{1zu}) / (\omega (r_1 + r_{1zu})),$$

де r_1 – активний опір статора; \hat{r}_2 – активний опір ротора, зведений до статора й розраховується за виразом (5.79).

Якщо в точці КЗ збігаються радіальні незалежні одна від одної генеруючі вітки, то ударний струм КЗ визначають як суму ударних струмів окремих віток

$$i_{y\Sigma} = \sqrt{2} \cdot \sum_{i=1}^m k_{yi} I_{\Pi 0 i}. \quad (5.95)$$

Періодичну складову струму КЗ для довільного моменту часу від автономних джерел електроенергії радіальної схеми вмикання, а також від синхронних двигунів розраховують за допомогою відповідних типових кривих (рис. 5.19). Типові криві характеризують зміну відносних значень (до початкового значення складової) даної складо-

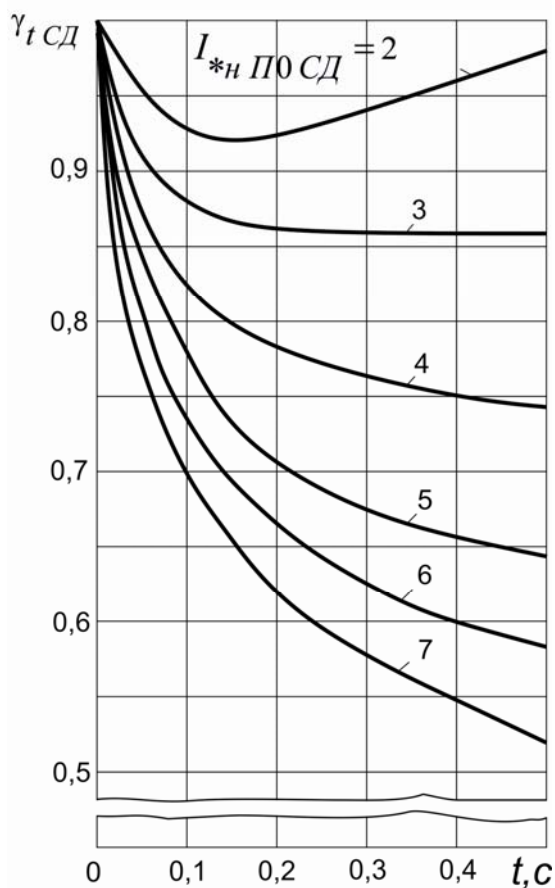


Рис. 5.19. Типові криві для визначення (залежно від часу та електричної віддаленості КЗ) значень періодичної складової струму КЗ, створюваної синхронними двигунами

вої в часі за різних значень електричної віддаленості від точки КЗ $\gamma_{t CD} = I_{П t CD} / I_{П 0 CD}$. Електричну віддаленість від точки КЗ синхронного двигуна оцінюють відношенням діючого значення періодичної складової струму у початковий момент часу виникнення КЗ до її номінального струму

$$I_{*n П0 CD} = I_{П 0 CD} / I_{н CD}.$$

Діюче значення періодичної складової струму КЗ для довільного моменту часу (або кількох однотипних синхронних двигунів, що в однакових умовах відносно точки КЗ) визначають за формулою

$$I_{П t CD} = \gamma_{t CD} I_{*n П0 CD} \cdot I_{н CD}. \quad (5.96)$$

При спрощеному методі визначення діючого значення періодичної складової струму КЗ для довільного моменту часу від асинхронних двигунів, у випадку радіальної схеми їх ввімкнення, використовують типові криві (рис. 5.20) $\gamma_{t АД} = I_{П t АД} / I_{П 0 АД}$. Вони побудовані для різної електричної від-

даленості від точки КЗ, оцінюваної відношенням

$$I_{*n П0 АД} = I_{П 0 АД} / I_{н АД}.$$

Тоді для асинхронного двигуна (або кількох, що в однакових умовах відносно точки КЗ) справедливе

$$I_{П t АД} = \gamma_{t АД} I_{*n П0 АД} \cdot I_{н АД}. \quad (5.97)$$

Для уточнення обчислень струму КЗ та його складових слід урахувати зміну активної складової опору провідників та елементів кола КЗ через їх нагрівання струмом КЗ.

Кабельні ЛЕП. Зміну значення активної складової електричного опору кабелю від нагрівання струмом КЗ визначають за формулою

$$r_{KL} = c_v r_{v=+20 \text{ } ^\circ\text{C}}, \quad (5.98)$$

де c_v – коефіцієнт, що враховує збільшення активної складової опору провідників кабелю (значення коефіцієнта c_v можна брати наближено

рівним 1,5; при уточнених розрахунках коефіцієнт κ_v треба визначати за графіками, наведеними в [36] залежно від матеріалу провідників, перерізу жили кабелю, потужності трансформатора, до якого він ввімкнений, і тривалості у часі КЗ); $r_{v=+20^\circ\text{C}}$ – активний опір жил кабелю за температури $+20^\circ\text{C}$.

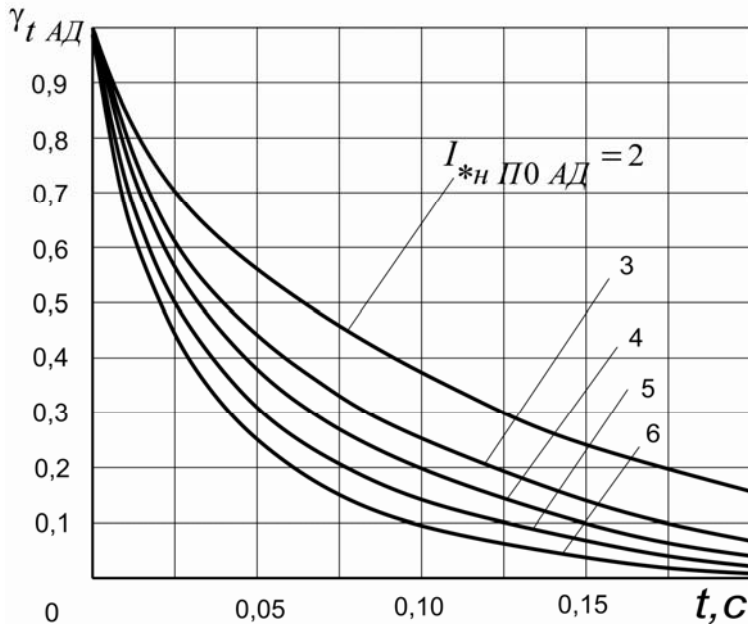


Рис. 5.20. Типові криві для визначення (залежно від часу та електричної віддаленості КЗ) значень періодичної складової струму КЗ, створюваної асинхронними двигунами

Повітряні ЛЕП. Активна складова опору провідників фази

$$r_{ПЛ} = \kappa_v \kappa_c \kappa_{ne} \rho_{v \text{ норм}} l / s, \quad (5.99)$$

де κ_v – коефіцієнт, що враховує зростання значення опору з підвищенням температури

$$\kappa_v = 1 + 0,004(v - 20^\circ\text{C}); \quad (5.100)$$

де κ_c – коефіцієнт з урахуванням збільшення значення опору через скручування провідників фази (для багатодровових фаз $\kappa_c = 1,2$, а для однодротових – $\kappa_c = 1,0$); κ_{ne} – коефіцієнт обліку поверхневого ефекту при змінному струмі (для мідного та алюмінієвого проводів $\kappa_{ne} = 1$); $\rho_{v \text{ норм}}$ – питомий опір провідника при $v = +20^\circ\text{C}$; l, s – довжина провідника та його переріз відповідно.

Як розрахункову (допустиму) температуру для проводів з гумовою та пластмасовою ізоляцією беруть $v = +65^\circ\text{C}$.

Струмоводи з шин. Активна складова опору фази струмоводу за температури v

$$r_{Ш} = \rho_{v \text{ норм}} \cdot \frac{T + v}{T + v_{\text{норм}}} \kappa_D \cdot 10^3 l / s, \quad (5.101)$$

де $\nu_{\text{норм}}$ – температура, за якої задано питомий опір $\rho_{\nu_{\text{норм}}}$; T – постійна, що залежить від матеріалу провідника (для твердотягнутої міді $T = 242 \text{ }^\circ\text{C}$; для відпаленої міді $T = 234 \text{ }^\circ\text{C}$; для алюмінію $T = 236 \text{ }^\circ\text{C}$; κ_D , κ_ν , $\kappa_{\text{не}}$, κ – коефіцієнти додаткових втрат від підвищення температури шини (5.100), поверхневого ефекту, ефекту близькості; значення коефіцієнтів $\kappa_{\text{не}}$, κ_D для мідних та алюмінієвих шин залежать від розмірів, розміщення та кількості шин.

Значення коефіцієнта κ_D для алюмінієвих шин $100 \times 10 \text{ мм}^2$ залежно від кількості шин (n) у фазі:

при $n = 1 - 1,18$;

при $n = 2 - 1,25$;

при $n = 3 - 1,60$;

при $n = 4 - 1,72$.

При прокладанні струмоводу в галереї або тунелі коефіцієнт додаткових втрат збільшується на 25 % порівняно з умовами його прокладання на відкритому повітрі. Як розрахункову (допустиму) температуру нагрівання струмопроводу в тривалому режимі беруть $\nu = 70 \text{ }^\circ\text{C}$.

5.8. Розрахунки струмів короткого замикання з використанням сучасного програмного забезпечення

Засоби обчислювальної техніки все частіше використовують для аналізу умов експлуатації та проектування СЕП великих підприємств, інфраструктури міст та сільськогосподарських районів, що потребує повнішого описання перехідних процесів з основних параметрів і характеристик електропостачання та електроспоживання. Розрахунки режимів СЕП при цьому ускладнюються через значну кількість накопичених показників, а при варіюванні початкових даних виникає необхідність в їх неодноразовому повторенні.

Складні схеми електричної мережі підприємств, застосування глибоких введів напругою понад 110 кВ, неоднорідність мережі, значне збільшення потужності джерел енергетичної системи, поєднання різних видів джерел у живленні КЗ, комплексний склад і різкозмінний характер навантаження та низка інших чинників зумовлюють підвищену точність обчислення значень струмів КЗ та автоматизації розрахунків.

Обчислення струмів КЗ з означених вимог до систем електропостачання являє собою містке інженерно-технічне завдання, розв'язання якого істотно полегшується завдяки використанню аналогових моделей та обчислювальної техніки. Застосування обчислювальної техніки дає змогу відмовитися від багатьох припущень при складанні схем заміщення електричної мережі. У розрахункових схемах при цьому вдається, наприклад, точніше враховувати опис роторів та складові показників аварійного режиму. Вживання обчислювальної техніки для розрахунку електромагнітних перехідних процесів – у можливості “перегляду” в широкому діапазоні значень параметрів елементів системи та обліку не лише їх типу, а й конкретних особливостей. Отже, підвищується точність розрахунку, гарантується вірогідність отриманих результатів при заданих первинних значеннях параметрів для багатьох варіантів схем СЕП та видів КЗ.

Зауважимо, що точність будь-якого розрахунку на обчислювальній техніці залежить від досконалості закладеної до програми методики та певності початкових даних. Основна вимога до програми розрахунку струмів КЗ у складній електричній системі полягає в тому, що багатоваріантні розрахунки у різних її точках при можливих змінах (перехід від одного режиму до іншого, вмикання (вимикання) віток, аварійні чи оперативні комутації тощо) не повинні збільшувати час на обчислення. Програма має бути універсальною – допускати розрахунок перехідного процесу в будь-якій практично можливій схемі. Ставлять також загальні вимоги, що зводяться до простоти підготовки початкових даних та обробки отриманих результатів, компактності обчислювального алгоритму. Характеристики програми розрахунку струмів КЗ визначають вживаними методом розрахунку та способом реалізації. Основні параметри схеми слід розраховувати за стандартними програмами.

Математичний опис складної СЕП при взятих припущеннях може бути зведений до складання системи лінійних алгебраїчних рівнянь. У результаті звичайних припущень нехтують насиченням трансформаторів та реакторів, моделюють навантаження постійними опорами, подають синхронні генератори джерелами напруги з незмінною за амплітудою е.р.с. та відповідним опором.

Стан електричної мережі можна описати рівняннями контурних струмів, вузлових напруг або їх комбінаціями.

При розрахунку аварійних режимів – найпоширеніший метод вузлових напруг. Через складнішу реалізацію на обчислювальній тех-

ніці метод контурних струмів застосовується рідше, проте він простіший під час обліку взаємної індукції ЛЕП у системі нульової послідовності.

У проектній практиці досить уживані алгоритми та програми розрахунку струмів КЗ, запропоновані інститутом “Енергомережапроект” та Інститутом електродинаміки НАН України. Програми дають змогу здійснювати розрахунки з активними складовими опорів елементів та встановлених розбіжностей е.р.с. за модулем та фазою при всіх видах пошкоджень у складних мережах. Для розв’язку систем лінійних алгебраїчних рівнянь у таких програмах застосовують метод Гаусса чи Z-метод.

Для розрахунку струмів трифазного КЗ за допомогою обчислювальної техніки запропоновано ітераційний метод, що ґрунтується на поданні електричного стану мережі при КЗ прямою формою системи рівнянь вузлових напруг. Для прискорення збіжності ітераційного процесу обчислення вузлових напруг береться коефіцієнт прискорення. При ітераційному методі розрахунку струмів КЗ особливих вимог до обсягу пам’яті обчислювальної техніки не ставиться, а тому ним слід користуватися при розрахунках схем електричних мереж з великою кількістю вузлів та віток.

Прямий метод розрахунку струмів КЗ з матрицею вузлових опорів схеми ефективніший з такими перевагами перед ітераційним: відсутність труднощів, пов’язаних із збіжністю обчислювального процесу; скорочений час підрахунків; достатньо високий ступінь точності результатів. Тоді електричний стан мережі при КЗ подається оберненою формою системи рівнянь вузлових напруг. Нижче описується алгоритм розрахунку струмів КЗ в електричних мережах, розроблений на основі цього методу.

Початкові дані для розрахунку трифазного КЗ – це визначена схема заміщення мережі, опір віток якої зведений до базисної напруги. Вітки мережі заміщують комплексним опором, генератори задають активними вітками з джерелами е.р.с., увімкненими за перехідними опорами, навантаження – вітками з комплексними опорами. У початковий момент перехідного процесу е.р.с. генераторів не змінюють свого значення. Вузли схеми позначають номерами $1, 2, \dots, n$, а вузлу “земля” з напругою, що дорівнює нулю, надається номер $n + 1$.

Початкова інформація про електричну мережу містить такі дані: по кожній вітці схеми – пара вузлів i та j , що являють собою кінці вітки, дійсну та уявну частини комплексного опору (Z'_{ij} та Z''_{ij}); по ко-

жному вузлу вмикання генераторів – номер вузла i , перехідні опори x_i , дійсну та уявну частини комплексної е.р.с. генератора (E_i' та E_i''); номери вузлів k схеми, де розглядають КЗ.

На першому етапі розрахунку первинну схему заміщення мережі необхідно перетворити, замінивши задані у схемі активні вітки з опорам x_i і е.р.с. генераторів E_i' та E_i'' пасивними вітками з тим же опором і еквівалентними джерелами струму. Значення струму еквівалентного джерела визначається виразом

$$\dot{I}_i = \frac{E_i' + jE_i''}{jx_i}. \quad (5.102)$$

Вузлові струми джерел перетвореної схеми заміщення орієнтовані звичайно у тій системі координат, в якій раніше були визначені (для нормального усталеного режиму роботи мережі) перехідні е.р.с. генераторів.

До виникнення КЗ електричний стан мережі можна описати рівнянням

$$\sum_{j=1}^n \underline{Z}_{ij} \dot{I}_j = \dot{U}_i^{(H)}, \quad (5.103)$$

де \underline{Z}_{ij} – елемент матриці вузлових опорів мережі; \dot{I}_j – вузловий струм (для вузлів ввімкнення генераторів, рівний струму еквівалентного джерела, а для решти вузлів схеми – нулю); $\dot{U}_i^{(H)}$ – напруга вузла i схеми у нормальному режимі мережі.

При появі трифазного КЗ у будь-якому вузлі k схеми мережі напруга у цьому вузлі $U_k = 0$. У вузлі k виникає додатковий вузловий струм від вузла та рівний струму КЗ \dot{I}_k . Оскільки напруга у вузлі k схеми відома, то рівняння, що відповідає цьому вузлу, дає можливість знайти струм КЗ у місці пошкодження. Електричний стан мережі при трифазному КЗ у вузлі k схеми описаний нижче системою лінійних алгебраїчних рівнянь:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{kj} \dot{I}_j - \underline{Z}_{kk} \dot{I}_k &= 0 \\ \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{ij} \dot{I}_j - \underline{Z}_{ik} \dot{I}_k &= \dot{U}_i^{(H)} \end{aligned} \right\}, \quad (5.104)$$

де $i = 1, 2, \dots, n; i \neq k$.

Із системи рівнянь (5.104) визначимо струм КЗ та залишкові напруги у вузлах схеми:

$$\dot{I}_k^{(3)} = \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{kj} \dot{I}_j / \underline{Z}_{kk} = \dot{U}_i^{(H)} / \underline{Z}_{kk}; \quad (5.105)$$

$$\dot{U}_i = \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{ij} \dot{I}_j - \dot{I}_k \underline{Z}_{ik} = \dot{U}_i^{(H)} - \dot{I}_k \underline{Z}_{ik}, \quad (5.106)$$

де $i = 1, 2, \dots, n; i \neq k$.

Знаючи залишкові напруги у вузлах схеми, визначають параметри режиму КЗ в електричній мережі:

струми у вітках перетвореної схеми мережі

$$\dot{I}_{ij} = (\dot{U}_i - \dot{U}_j) / \underline{Z}_{ij}; \quad (5.107)$$

струм, створений кожним генератором у вихідній схемі мережі,

$$\dot{I}_{\Gamma i} = (\dot{E}_i - \dot{U}_i) / \underline{Z}_{ij}; \quad (5.108)$$

вхідний опір вихідної схеми мережі

$$\underline{Z}_{exi} = \dot{E}_i / \dot{I}_{\Gamma i}. \quad (5.109)$$

Розподіливши комплексні величини на дійсні та уявні частини

$$\begin{aligned} \dot{E}_i &= E_i' + jE_i''; & \dot{U}_i &= U_i' + jU_i''; \\ \dot{I}_i &= I_i' + jI_i''; & \underline{Z}_{ij} &= Z_{ij}' + jZ_{ij}'' \end{aligned}$$

і підставивши їх відповідно до (5.102), (5.103) та (5.105) – (5.109), отримаємо вирази, зручні для програмування та розрахунку на обчислювальній техніці.

Відзначимо, що обчислювальну техніку широко використовують для вирішення завдань, пов'язаних з дослідженнями і розрахунком електромагнітних параметрів аварійних режимів в енергетичній системі та великих СЕП. До них належать: визначення впливу на потужність КЗ активної складової опору та ємнісних провідностей ЛЕП напругою 110–750 кВ; розрахунок уставок спрацювання релейного захисту (дистанційного захисту, захисту від КЗ на землю, струмових захистів від міжфазних КЗ) у мережах напругою 500–750 кВ, зважаючи на додаткові чинники (доаварійний режим, ємні провідності ЛЕП та ін.); розрахунок аварійних неповнофазних режимів у складній електричній мережі; дослідження та розрахунок струмів КЗ, створюваних групою асинхронних чи синхронних двигунів (визначення початкового значення періодичної складової струму КЗ, затухання періодичної та аперіодичної складових); аналіз та отримання розрахункових кривих для сучасних потужних генераторів.

Особливості роботи у програмному забезпеченні ELPLEK

Ця програма обчислює струми і напруги при різних аварійних ситуаціях. Розрахунки можуть бути виконані або згідно стандарту 60909 ІЕС, або використовуючи метод, подібний до методу накладення (метод такий же, як і метод накладення, за умови, що $X_d'' = X_q''$). В останньому випадку, після виникнення короткого замикання струми обчислюються як функція часу. Режим перед коротким замиканням може бути обчислений як розрахунком електричної мережі безпосередньо, так і вирішуючи проблему поточкорозподілення для електричної мережі.

5.9. Похибки оцінки значень струмів короткого замикання

У більшості випадків висока точність оцінки струмів короткого замикання не може бути досягнута у зв'язку з неповнотою і некоректністю вихідної інформації, а також похибкою методів розрахунку. Тим часом на практиці спостерігається розвиток і використання складних і громіздких методів, призначених для отримання «точних» значень струмів короткого замикання, що не завжди забезпечує значимий ефект і не є необхідністю.

Розглянемо докладніше питання про можливу точність розрахунку струмів короткого замикання.

На точність оцінки значень струмів короткого замикання впливають похибки, з якими задаються номінальні параметри електроустаткування і електричних мереж, а також неповнота або невизначеність завдання складу електрообладнання та режимів його роботи. Це суттєво для нелінійних навантажень: вентильні перетворювачі, електротермічні установки, потужні зварювальні комплекси і подібні їм пристрої, параметри яких є функціями навантаження та інших режимних характеристик. Зазначимо наближеність завдання параметрів енергосистеми. Похибки оцінки номінальних даних деяких видів електрообладнання та елементів електричних мереж наведені нижче.

Так, відмінність опорів електричних машин від номінальних (паспортних) значень знаходиться в межах $\pm 5\%$, ЕРС короткого замикання трансформаторів – в тих же межах. Відхилення від номінальних значень індуктивності реакторів – на рівні $\pm 10\%$, ємності БК – в межах $(-5 \div +10)\%$.

Похибки еквівалентування опорів при розрахунках струмів короткого замикання без урахування енергосистеми принципово не мо-

жуть перевершувати найбільшу з похибок сумарного опору. Еквівалентування полягає в основному в операціях додавання послідовних і паралельних активно-реактивних опорів.

Як правило, ця похибка не перевищує 5 %. Однак при наявності в мережі нелінійних пристроїв може бути значно більше. Те ж відноситься до опорів прямої і зворотної послідовностей, які використовуються для розрахунку струмів короткого замикання при несиметрії напруг.

Опір зворотній послідовності енергосистеми приймається рівним опору КЗ в розглянутому вузлі і знаходяться в межах $3 \div 13$ %.

Сьогодні розроблені методи вимірювання струмів короткого замикання для початкового моменту часу і похибкою не більше 3 % і дещо більшою – для подальших моментів часу. Численні розрахунки і відповідні їм експерименти в електричних мережах дозволяють зробити висновок, що струми КЗ при таких розрахунках визначаються з похибкою до ± 7 %, при спрощеному методі – до ± 12 %.

Приклади розрахунків

Приклад 5.1. Обчислити значення періодичної складової струму трифазного КЗ, потужності та ударного струму в точці K_2 при роздільній і паралельній роботі трансформаторів T_1 та T_2 у СЕП, розрахункова схема якої зображена на рис. 5.21,а. Параметри елементів СЕП зазначені тут з потужністю КЗ у точці K_1 400 МВ·А.

Розв'язання. Для розрахунку використаємо наближене зведення (відн. од.) до базисних умов. Беремо $S_{\bar{0}} = 100$ МВ·А; при цьому в місці КЗ

$$I_{\bar{0}} = S_{\bar{0}} / (\sqrt{3}U_{cp\ n2}) = 100 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 9,17 \text{ кА}.$$

Складемо схему заміщення й обчислимо значення параметрів її елементів:

$$\text{опір джерела } GS \ x_{\bar{0}1} = S_{\bar{0}} / S_{\kappa} = 100/400=0,25;$$

$$\text{е.р.с. джерела } GS \ E_{\bar{0}GS} = U_{cp\ n} / U_{cp\ n1} = 115/115=1;$$

$$\text{опір ЛЕП } x_{\bar{0}2} = x_0 l S_{\bar{0}} / U_{cp\ n1}^2 = 0,4 \cdot 70 \cdot 100 / 115^2 = 0,212;$$

опір трансформаторів T_1 і T_2

$$x_{\bar{0}3} = x_{\bar{0}4} = (u_{\kappa} / 100) S_{\bar{0}} / S_{Tn} = (10,5 / 100) 100 / 25 = 0,42.$$

За роздільної роботи трансформаторів (рис. 5.21,б):

результуючий опір до точки K_2

$$x_{*\delta}^{рез I} = 0,25 + 0,212 + 0,42 = 0,882;$$

початкове значення періодичної складової в точці K_2

$$I_{П0 I} = E_{*\delta}^{GS} I_{\delta} / x_{*\delta}^{рез I} = 1 \cdot 9,17 / 0,882 = 10,4 \text{ кА};$$

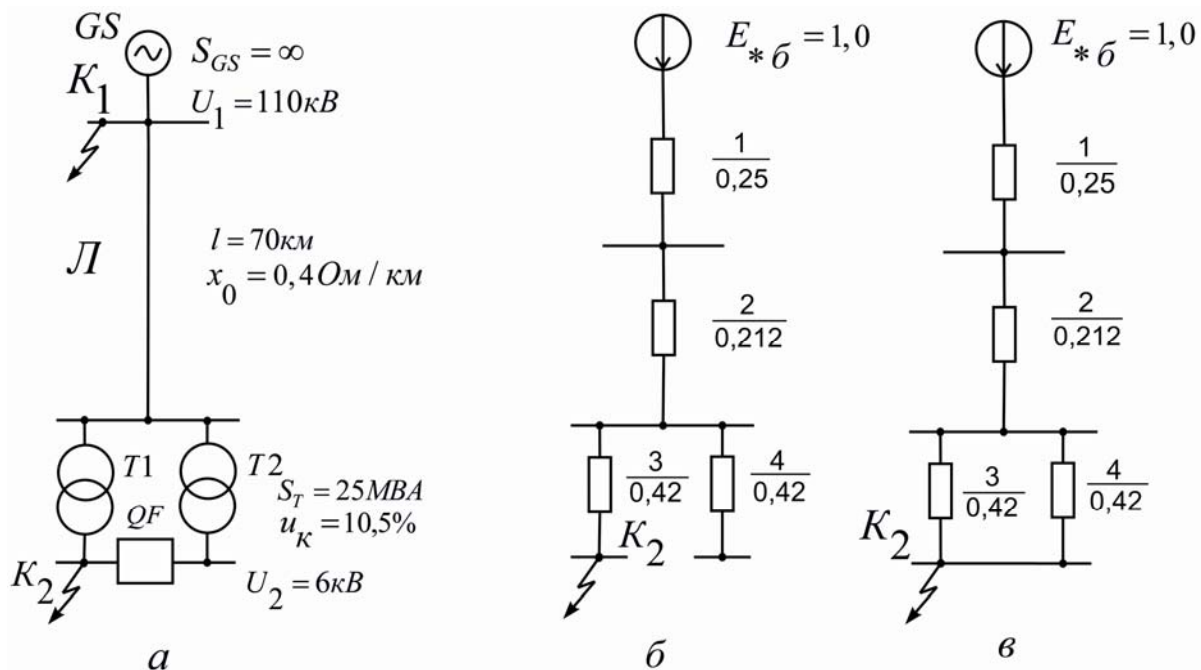


Рис. 5.21 (до прикладу 5.1)

потужність КЗ у точці K_2

$$S_{к I} = S_{\delta} / x_{*\delta}^{рез I} = 100 / 0,882 = 113,4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

ударний струм КЗ (при $t = 0,01 \text{ с}$, $T_a \sim 0,05 \text{ с}$)

$$i_{y I} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,4 = 26,52 \text{ кА};$$

діюче значення ударного струму КЗ

$$I_{y I} = 1,52 I_{П0 I} = 1,52 \cdot 10,4 = 15,8 \text{ кА}.$$

При паралельній роботі трансформаторів (рис. 5.1, в):

результуючий опір до точки K_2

$$x_{*\delta}^{рез II} = 0,25 + 0,212 + 0,42 / 2 = 0,672;$$

початкове значення періодичної складової струму в точці K_2

$$I_{П0 II} = 1 \cdot 9,17 / 0,672 = 13,6 \text{ кА};$$

потужність КЗ у точці K_2

$$S_{к II} = 100 / 0,672 = 148,8 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

ударний струм у точці K_2

$$i_{y II} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13,6 = 34,7 \text{ кА};$$

діюче значення ударного струму КЗ

$$I_{y II} = 1,52 \cdot I_{II0 II} = 1,52 \cdot 13,6 = 20,7 \text{ кА}.$$

При паралельній роботі трансформаторів значення параметрів режиму КЗ за трансформаторами на 30 % більші.

Приклад 5.2. При трифазному КЗ у СЕП по черзі у точках K_1 та K_2 схеми, зображеної на рис. 5.22,а, визначити значення періодичної складової струму через 2,3 с після КЗ. Турбогенератори мають електромашинну систему збудження з АРЗ. Вимикач QF вимкнений.

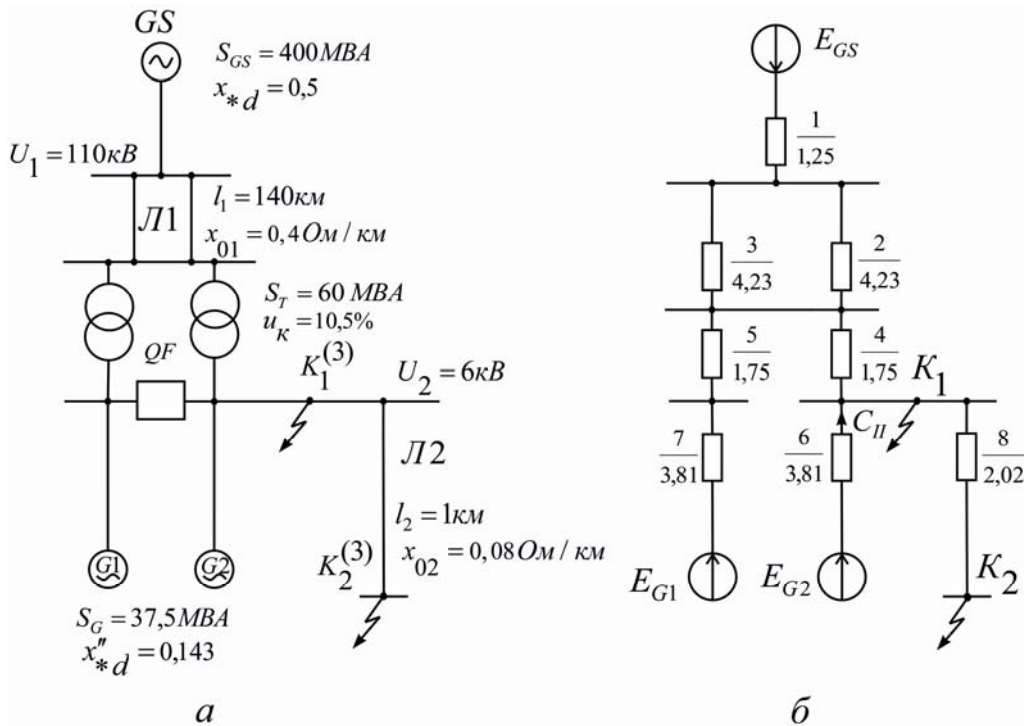


Рис.5.22 (до прикладу 5.2)

Розв'язання. Обчислимо значення параметрів елементів схеми заміщення СЕП (рис. 5.22,б), використавши наближене зведення (відн. од.) до базисних умов: $S_{\bar{\sigma}} = 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $U_{\bar{\sigma} I} = 115 \text{ кВ}$ та $U_{\bar{\sigma} II} = 6,3 \text{ кВ}$.

Обчислимо опір елементів схеми заміщення:

$$x_{\bar{\sigma} 1}'' = x_{*d}'' S_{\bar{\sigma}} / S_{GS} = 0,5 \cdot 1000 / 400 = 1,25;$$

$$x_{\bar{\sigma} 2}'' = x_{\bar{\sigma} 3}'' = x_{01} l_1 S_{\bar{\sigma}} / U_{\bar{\sigma} I}^2 = 0,4 \cdot 140 \cdot 1000 / 115^2 = 4,23;$$

$$x_{\bar{\sigma} 4}'' = x_{\bar{\sigma} 5}'' = (u_k / 100) S_{\bar{\sigma}} / S_T = 0,5 \cdot 1000 / (100 \cdot 60) = 1,75;$$

$$x_{\bar{\sigma} 6}'' = x_{\bar{\sigma} 7}'' = x_{*d}'' S_{\bar{\sigma}} / S_G = 0,143 \cdot 1000 / 37,5 = 3,81;$$

$$x_{\bar{\sigma} 8}'' = x_{02} l_2 S_{\bar{\sigma}} / U_{\bar{\sigma} II}^2 = 0,08 \cdot 1 \cdot 1000 / 6,3^2 = 2,02.$$

Перетворимо схему заміщення:

$$x_{\bar{\sigma} 9}'' = x_{\bar{\sigma} 2}'' \parallel x_{\bar{\sigma} 3}'' = 4,23 / 2 = 2,115;$$

$$x_{\bar{\sigma} 10}'' = x_{\bar{\sigma} 1}'' + x_{\bar{\sigma} 9}'' = 1,25 + 2,115 = 3,36;$$

$$x_{\bar{\sigma} 11}'' = x_{\bar{\sigma} 5}'' + x_{\bar{\sigma} 7}'' = 1,75 + 3,81 = 5,56.$$

Перетворимо зірку опорів $x_{\bar{\sigma}10}$, $x_{\bar{\sigma}11}$ та $x_{\bar{\sigma}4}$ на трикутник опорів:

$$\begin{aligned} x_{\bar{\sigma}12} &= x_{\bar{\sigma}10} + x_{\bar{\sigma}4} + x_{\bar{\sigma}10}x_{\bar{\sigma}4} / x_{\bar{\sigma}11} = \\ &= 3,36 + 1,75 + 3,36 \cdot 1,75 / 5,56 = 6,17; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{\bar{\sigma}13} &= x_{\bar{\sigma}11} + x_{\bar{\sigma}4} + x_{\bar{\sigma}11}x_{\bar{\sigma}4} / x_{\bar{\sigma}10} = \\ &= 5,56 + 1,75 + 5,56 \cdot 1,75 / 3,36 = 10,2. \end{aligned}$$

Обчислимо значення струму в точці K_1 , визначивши спершу розрахункові опори для генеруючих віток:

$$x_{*H\text{ роз }12} = x_{\bar{\sigma}12} S_{GS} / S_{\bar{\sigma}} = 6,17 \cdot 400 / 1000 = 2,46;$$

$$x_{*H\text{ роз }13} = x_{\bar{\sigma}13} S_{G1} / S_{\bar{\sigma}} = 10,2 \cdot 37,5 / 1000 = 0,38;$$

$$x_{*H\text{ роз }6} = x_{\bar{\sigma}6} S_{G2} / S_{\bar{\sigma}} = 3,81 \cdot 37,5 / 1000 = 0,14.$$

За розрахунковими кривими, наведеними на рис. Д.2 [43], для турбогенераторів середньої потужності при $t = 2,3 \text{ с}$ відносні значення струму:

$$I_{*HG2} = 0,45; I_{*HG1} = 1,95; I_{*HG2} = 2,75.$$

Номинальні струми джерел для напруги 6 кВ, кА:

$$\text{системи } I_{HG2} = 400 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 38,5;$$

$$\text{генераторів } I_{HG1} = 37,5 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 3,61.$$

Періодична складова струму КЗ у точці K_1 для $t = 2,3 \text{ с}$

$$\begin{aligned} I_{II\text{ }t=2,3\text{с }K1} &= I_{*HG2} I_{HG2} + (I_{*HG1} + I_{*HG2}) I_{HG1} = \\ &= 0,45 \cdot 38,5 + (1,95 + 2,75) 3,61 = 34,3 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Для визначення струму КЗ у точці K_2 розрахуємо результуючий опір генеруючих віток до цієї точки, використавши перетворення багатопроменевої зірки на багатокутник з діагоналями:

$$\begin{aligned} x_{\bar{\sigma}14} &= x_{\bar{\sigma}12} x_{\bar{\sigma}8} (1 / x_{\bar{\sigma}12} + 1 / x_{\bar{\sigma}13} + 1 / x_{\bar{\sigma}6} + 1 / x_{\bar{\sigma}8}) = \\ &= 2,46 \cdot 2,02 (1 / 2,46 + 1 / 10,2 + 1 / 3,81 + 1 / 2,02) = 6,26; \end{aligned}$$

$$x_{\bar{\sigma}15} = 0,38 \cdot 2,02 \cdot 1,26 = 0,97;$$

$$x_{\bar{\sigma}16} = 3,81 \cdot 2,02 \cdot 1,26 = 9,7.$$

Визначимо розрахунковий опір генеруючих віток:

$$x_{*H\text{ роз }14} = x_{\bar{\sigma}14} S_{GS} / S_{\bar{\sigma}} = 6,26 \cdot 400 / 1000 = 2,5;$$

$$x_{*H\text{ роз }15} = 0,97 \cdot 37,5 / 1000 = 0,04;$$

$$x_{*H\text{ роз }16} = 9,7 \cdot 37,5 / 1000 = 0,4.$$

За розрахунковими кривими рис. Д.2 [43] для турбогенераторів середньої потужності при $t = 2,3 \text{ с}$ знаходимо відповідно $I_{*HG2} = 0,43$; $I_{*HG1} = 2,9$; $I_{*HG2} = 1,85$. Значення періодичної складової струму КЗ у точці K_2 для $t = 2,3 \text{ с}$

$$I_{II\text{ }t=2,3\text{с }K2} = 0,43 \cdot 38,5 + (2,9 + 1,85) 3,61 = 33,7 \text{ кА}.$$

Приклад 5.3. Обчислити значення струму трифазного КЗ у точці K на шинах електростанції, схема якої зображена на рис. 5.23,а, у момент часу $t = 0,2$ с.

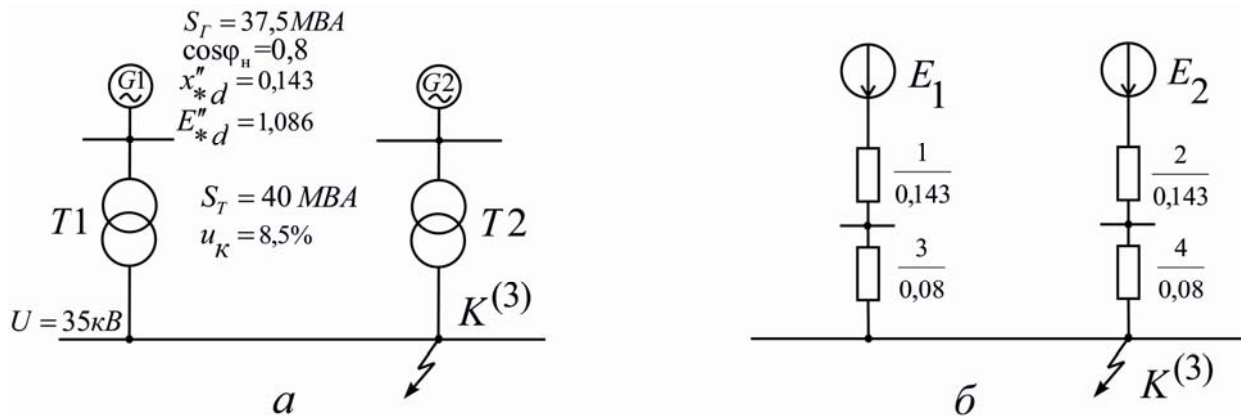


Рис. 5.23 (до прикладу 5.3)

Розв'язання. За наближеним зведенням обчислимо значення опору елементів схеми заміщення (відн. од.) при $S_{\bar{\sigma}} = 37,5 \text{ MB} \cdot \text{A}$; $U_{\bar{\sigma}} = 37 \text{ кВ}$ та $I_{\bar{\sigma}} = S_{\bar{\sigma}} / (\sqrt{3}U_{\bar{\sigma}}) = 37,5 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 0,585 \text{ кА}$:

$$x_{*\bar{\sigma}1} = x_{*\bar{\sigma}2} = x_{*d}'' S_{\bar{\sigma}} / S_G = 0,143 \cdot 37,5 / 37,5 = 0,143;$$

$$x_{*\bar{\sigma}3} = x_{*\bar{\sigma}4} = (u_K / 100) S_{\bar{\sigma}} / S_T = 8,5 \cdot 37,5 / (100 \cdot 40) = 0,08.$$

$$\text{Е.р.с. генератора } E_{*\bar{\sigma}1} = E_{*\bar{\sigma}2} = E_{*d}'' = 1,086.$$

Номінальний струм кожного генератора для місця КЗ

$$I_{nG1} = 37,5 / (\sqrt{3} \cdot 35) = 0,619 \text{ кА}.$$

Обидва генератори – в однакових умовах відносно точки КЗ (рис. 5.23,б), а тому перетворимо їх на еквівалентний генератор з результируючим опором

$$x_{*\bar{\sigma} \text{рез}} = (x_{*\bar{\sigma}1} + x_{*\bar{\sigma}3}) / 2 = (0,143 + 0,08) / 2 = 0,111.$$

Початкове значення струму, створюваного еквівалентним генератором при трифазному КЗ у точці K

$$I_{\Pi 0 G \text{ек}}^{(3)} = E_{*\bar{\sigma}} I_{\bar{\sigma}} / x_{*\bar{\sigma} \text{рез}} = 1,086 \cdot 0,585 / 0,111 = 5,725 \text{ кА}.$$

Відношення струму еквівалентного генератора при трифазному КЗ до його номінального струму:

$$I_{\Pi 0 G \text{ек}}^{(3)} / (2I_{nG}) = 5,725 / (2 \cdot 0,619) = 4,62.$$

За типовими кривими для $t = 0,2$ с знаходимо $\gamma_{tG} = 0,75$. Натуральне значення струму трифазного КЗ у точці K , утвореного еквівалентним генератором у момент часу $t = 0,2$ с:

$$I_{\Pi t=0,2c G \text{ек}}^{(3)} = \gamma_{tG} \cdot I_{\Pi 0 G \text{ек}}^{(3)} = 0,75 \cdot 5,725 = 4,29 \text{ кА}.$$

Приклад 5.4. Обчислити значення струму трифазного КЗ у точці K СЕП (схема на рис. 5.24,а) у момент часу $t = 0,2$ с.

Розв'язання. За наближеним зведенням (відн.од.) обчислимо значення опору елементів схеми заміщення (рис. 5.24,б) при $S_{\bar{\sigma}} = 450 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ та $I_{\bar{\sigma}} = 450 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 2,26 \text{ кА}$:

$$x_{*\bar{\sigma}1} = x_{*}'' S_{\bar{\sigma}} / S_{H1} = 0,293 \cdot 450 / 450 = 0,293;$$

$$x_{*\bar{\sigma}2} = x_0 l S_{\bar{\sigma}} / U_{CP1}^2 = 0,4 \cdot 90 \cdot 450 / 115^2 = 1,225;$$

$$x_{*\bar{\sigma}3} = (u_K / 100) S_{\bar{\sigma}} / S_T = 10,5 \cdot 450 / (100 \cdot 80) = 0,59;$$

$$x_{*\bar{\sigma}4} = x_{*d}'' S_{\bar{\sigma}} / S_{H2} = 0,195 \cdot 450 / 75 = 1,17.$$

Результуючі опори між джерелами і точкою K

$$x_{*\bar{\sigma} \text{ рез } A} = x_{*\bar{\sigma}1} + x_{*\bar{\sigma}2} / 2 = 0,293 + 1,225 / 2 = 0,906;$$

$$x_{*\bar{\sigma} \text{ рез } B} = 1,17 + 0,59 = 1,76.$$

Обчислимо початкові значення струмів КЗ, кА:

$$I_{П0A}^{(3)} = E_{*\bar{\sigma}A}'' I_{\bar{\sigma}} / x_{*\bar{\sigma} \text{ рез } A} = 1,17 \cdot 2,26 / 0,906 = 2,92;$$

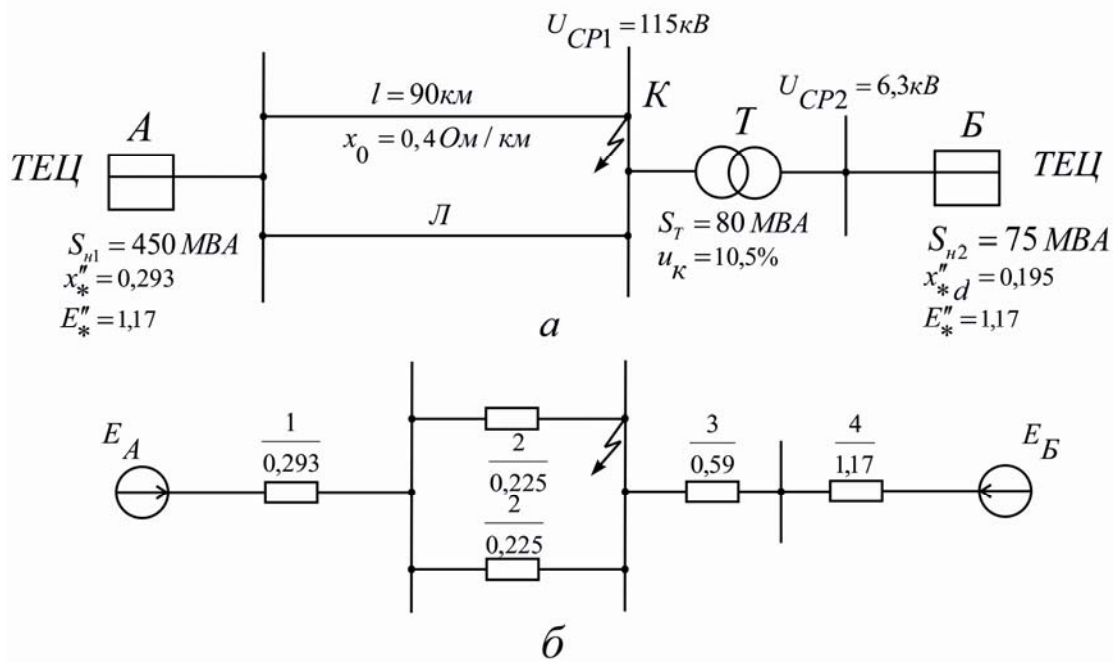


Рис. 5.24 (до прикладу 5.4)

$$I_{П0B}^{(3)} = 1,17 \cdot 2,26 / 1,76 = 1,5.$$

Оцінимо електричну віддаленість джерел від точки КЗ:

$$I_{П0A}^{(3)} / (S_{H1} / (\sqrt{3} \cdot U_{CP1})) = 2,92 / (450 / (1,73 \cdot 115)) = 1,29;$$

$$I_{П0B}^{(3)} / (S_{H2} / (\sqrt{3} \cdot U_{CP2})) = 1,5 / (75 / (1,73 \cdot 115)) = 3,98.$$

Джерела для точки КЗ – різновіддалені, тому доданки періодичної складової струму для $t = 0,2$ с обчислимо по кожному з них:

для генераторів ТЕЦ А

$$I_{I t=0,2c A}^{(3)} = I_{I 0 A}^{(3)} = 2,92 \text{ кА};$$

для генераторів ТЕЦ Б

$$I_{I t=0,2c B}^{(3)} = \gamma_{t \Gamma} \cdot I_{I 0 B}^{(3)} = 0,62 \cdot 1,5 = 0,93 \text{ кА},$$

де $\gamma_{t \Gamma} = 0,62$ визначено за типовими кривими та $t = 0,2$ с при електричній віддаленості $I_{I 0 B} / I_{н2} = 3,98$.

Тоді значення періодичної складової струму КЗ

$$I_{I t=0,2c}^{(3)} = 2,92 + 0,93 = 3,85 \text{ кА}.$$

Оцінимо похибку в обчисленні періодичної складової струму КЗ після перетворення джерел ТЕЦ А і ТЕЦ Б на еквівалентне джерело:

$$S_{н\Sigma} = 450 + 75 = 525 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$x_{*б} \text{ рез } A-B = 0,906 \cdot 1,76 / (0,906 + 1,76) = 0,598;$$

$$E_{*б}'' \text{ рез} = \frac{1,17 / 0,906 + 1,17 / 1,76}{1 / 0,906 + 1 / 1,76} = 1,17.$$

Обчислимо:

– початкове значення струму КЗ від еквівалентного джерела

$$I_{I 0 \Sigma}^{(3)} = 1,17 \cdot 2,26 / 0,598 = 4,42 \text{ кА};$$

– електричну віддаленість від точки КЗ

$$I_{I 0 \Sigma}^{(3)} / (S_{н\Sigma} / (\sqrt{3} \cdot U_{cp1})) = 4,42 / (525 / (1,73 \cdot 115)) = 1,67;$$

– значення періодичної складової при визначеному за типовими кривими

$$\gamma_{0,2c \Gamma} = 0,95$$

$$I_{I t=0,2c}^{(3)} = 0,95 \cdot 4,42 = 4,2 \text{ кА}.$$

Похибка в обчисленні істотна: 9,2 %.

Приклад 5.5. У разі трифазного КЗ у точці К на підстанції підприємства (схема на рис. 5.25,а) обчислити початкове значення періодичної складової струму КЗ, ударний струм, періодичну та аперіодичну складові КЗ у момент часу $t = 0,1$ с. Параметри елементів СЕП – на рисунку.

Розв'язання. За даних умов слід ураховувати складові струму КЗ від електричної системи та генеровані лише двигунами секції, де сталося КЗ. Схема заміщення для визначення струмів КЗ – на рис. 5.25,б. Взевши за базисні умови $S_{\bar{\sigma}} = 32 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ та $U_{\bar{\sigma}} = 6,3 \text{ кВ}$, знайдемо базисний струм $I_{\bar{\sigma}} = 32 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 2,93 \text{ кА}$.

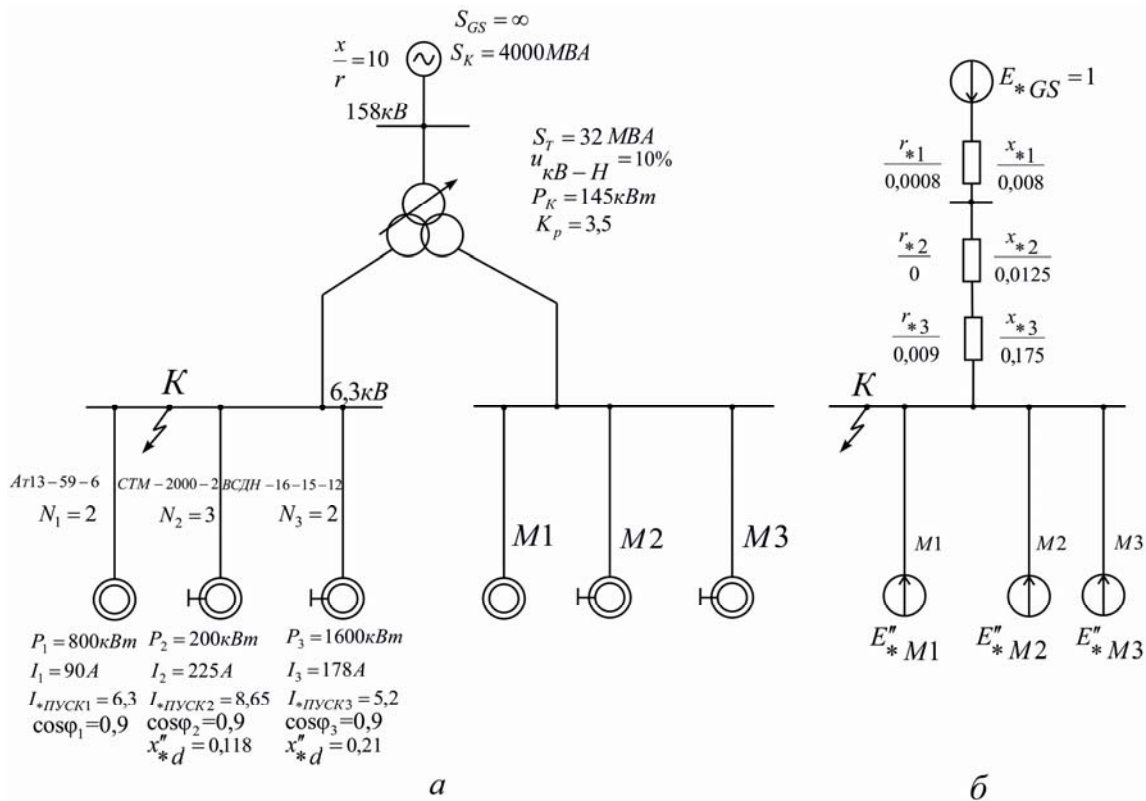


Рис. 5.25 (до прикладу 5.5)

Значення опору елементів схеми заміщення обчислимо з використанням наближено зведених до базисних умов (відн. од.):

$$x_{*\delta_1} = S_{\delta} / S_K = 32 / 4000 = 0,008;$$

$$r_{*\delta_1} = x_{*\delta_1} / 10 = 0,0008;$$

$$x_{*\delta_2} = (0,125 \cdot u_{кВ-H} / 100) S_{\delta} / S_T = 0,125 \cdot 10 \cdot 32 / (100 \cdot 32) = 0,0125;$$

$$r_{*\delta_2} = 0;$$

$$x_{*\delta_3} = (1,75 \cdot u_{кВ-H} / 100) S_{\delta} / S_T = 1,75 \cdot 10 \cdot 32 / (100 \cdot 32) = 0,175;$$

$$r_{*\delta_3} = 2 \cdot \Delta p_K \cdot S_{\delta} / S_T^2 = 2 \cdot 0,145 \cdot 32 / 32^2 = 0,009.$$

Результуючий опір у колі перебігу струму КЗ

$$x_{*\delta_{рез}} = 0,008 + 0,0125 + 0,175 = 0,195;$$

$$r_{*\delta_{рез}} = 0,0008 + 0 + 0,009 = 0,0098;$$

$$z_{*\delta_{рез}} = 0,1952 + 0,00982 = 0,2052.$$

Періодична складова струму КЗ, який перебігає від системи

$$I_{П0 GS}^{(3)} = E_{*\delta GS} I_{\delta} / z_{*\delta_{рез}} = 1 \cdot 2,93 / 0,2052 = 14,5 \text{ кА}.$$

Стала часу затухання аперіодичної складової струму КЗ

$$T_{a GS} = \frac{x_{*\delta_{рез}}}{314 r_{*\delta_{рез}}} = \frac{0,195}{314 \cdot 0,0098} = 0,09 \text{ с}.$$

Опір кабельних ліній малої довжини (до 45 м), через які ввімкнені двигуни, не беремо до уваги.

Початкове значення періодичної складової струму, створюваного асинхронними двигунами M_1

$$I_{П0 M_1} = N_1 \cdot I_{*н\text{уск}1} I_{н1} = 2 \cdot 5,3 \cdot 0,09 = 0,954 \text{ кА.}$$

Надперехідні е.р.с. синхронних двигунів M_2 та M_3 :

$$E_{*н M_2}'' = \sqrt{(U_{*0} \cos \varphi_2)^2 + (U_{*0} \sin \varphi_2 + I_{*0} \cdot x_{*d}'')^2} = \\ = \sqrt{(1 \cdot 0,9)^2 + (1 \cdot 0,436 + 1 \cdot 0,118)^2} = 1,057;$$

$$E_{*н M_3}'' = \sqrt{(1 \cdot 0,9)^2 + (1 \cdot 0,436 + 1 \cdot 0,21)^2} = 1,108.$$

Початкові значення періодичних складових струмів від синхронних двигунів:

$$I_{П0 M_2}^{(3)} = N_2 \cdot E_{*б M_2} I_{н2} / x_{*d M_2}'' = 3 \cdot 1,057 \cdot 0,225 / 0,118 = 6,05 \text{ кА};$$

$$I_{П0 M_3}^{(3)} = N_3 \cdot E_{*б M_3} I_{н3} / x_{*d M_3}'' = 3 \cdot 1,108 \cdot 0,178 / 0,21 = 1,88 \text{ кА.}$$

Початкове значення періодичної складової струму, створюваного всіма джерелами у місці КЗ

$$I_{П0 \Sigma}^{(3)} = 0,954 + 6,05 + 1,88 + 14,5 = 23,4 \text{ кА.}$$

Складову струму КЗ, створювану асинхронними двигунами у момент часу $t = 0,1 \text{ с}$ при електричній віддаленості $I_{*П0 M_1} = 0,954 / 0,09 = 10,6$, обчислимо з використанням графіків підрозд. 5.6:

$$I_{П t=0,1 \text{ с} M_1} = 0,25 \cdot 0,954 = 0,235 \text{ кА.}$$

Складову струму КЗ, утворену синхронними двигунами M_2 у момент часу $t = 0,1 \text{ с}$ при електричній віддаленості $I_{*П0 M_2} = 6,05 / 0,225 = 3,17$:

$$I_{П t=0,1 \text{ с} M_2} = 0,77 \cdot 6,05 = 4,66 \text{ кА,}$$

а для синхронних двигунів M_3 у момент часу $t = 0,1 \text{ с}$ при їх електричній віддаленості $I_{*П t=0,1 \text{ с} M_3} = 1,88 / 0,178 = 2,2$:

$$I_{П t=0,1 \text{ с} M_3} = 0,84 \cdot 1,88 = 1,58 \text{ кА.}$$

Значення періодичної складової струму КЗ від всіх джерел у місці КЗ

$$I_{*П t=0,1 \text{ с} \Sigma} = 14,5 + 0,235 + 4,66 + 1,58 = 21 \text{ кА.}$$

Сталу часу двигунів M_1 визначаємо за табл. 5.1 ($T_{a M_1} = 0,04 \text{ с}$), а двигунів M_2 та M_3 – за кривими рис. 5.13: $T_{a M_2} = 0,072 \text{ с}$; $T_{a M_3} = 0,056 \text{ с}$.

Значення аперіодичної складової струму у місці КЗ при $t = 0,1 \text{ с}$

$$i_{a t=0,1 \text{ с} \Sigma} = \sqrt{2} \cdot [I_{П0 M_1} \exp(-0,01 / T_{a M_1}) + \\ + I_{П0 M_2} \exp(-0,01 / T_{a M_2}) + I_{П0 M_3} \exp(-0,01 / T_{a M_3}) + \\ + I_{П0 GS} \exp(-0,01 / T_{a GS})] = \sqrt{2} \cdot [0,954 \cdot \exp(-0,01 / 0,04) +$$

$$+6,05 \exp(-0,01 / 0,072) + 1,88 \exp(-0,01 / 0,056) + \\ + 14,5 \exp(-0,01 / 0,09)] = 28,9 \text{ кА.}$$

Значення ударних коефіцієнтів:

– джерел електричної системи

$$\kappa_{yGS} = 1 + \exp(-0,01 / 0,09) = 1,895;$$

– асинхронних двигунів M_1 (за табл. 5.1) $\kappa_{yM1} = 1,56$;

– синхронних двигунів M_2 та M_3 (за кривими рис. 5.13):

$$\kappa_{yM2} = 1,87 \text{ та } \kappa_{yM3} = 1,84.$$

Ударний струм у місці КЗ

$$i_{y\Sigma} = \sqrt{2} \cdot (\kappa_{yGS} I_{\Pi 0 GS} + \kappa_{yM1} I_{\Pi 0 M1} + \kappa_{yM2} I_{\Pi 0 M2} + \kappa_{yM3} I_{\Pi 0 M3}) = \\ = \sqrt{2} \cdot (1,895 \cdot 14,5 + 1,56 \cdot 0,954 + 1,87 \cdot 6,05 + 1,84 \cdot 1,88) = 63,1 \text{ кА.}$$

Приклад 5.6. При трифазному КЗ на відгалуженні від секції (схема на рис. 5.26,а) визначити значення періодичної складової струму КЗ у момент часу $t = 0,04 \text{ с}$ та ударний струм.

Розв'язання. Оберемо базисні умови: $S_{\bar{o}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{\bar{o}} = 6,3 \text{ кВ}$; $I_{\bar{o}} = 100 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 9,18 \text{ кА}$. Схема заміщення з КЗ у точці K – на рис. 5.26,б.

Значення опору елементів схеми заміщення зведені до базисних умов (відн. од.):

$$x_{\bar{o}1} = S_{\bar{o}} / S_K = 100 / 8000 = 0,0125;$$

$$x_{\bar{o}2} = (0,125 \cdot u_{KB-H} / 100) S_{\bar{o}} / S_T = 0,125 \cdot 12 \cdot 100 / (100 \cdot 32) = 0,015;$$

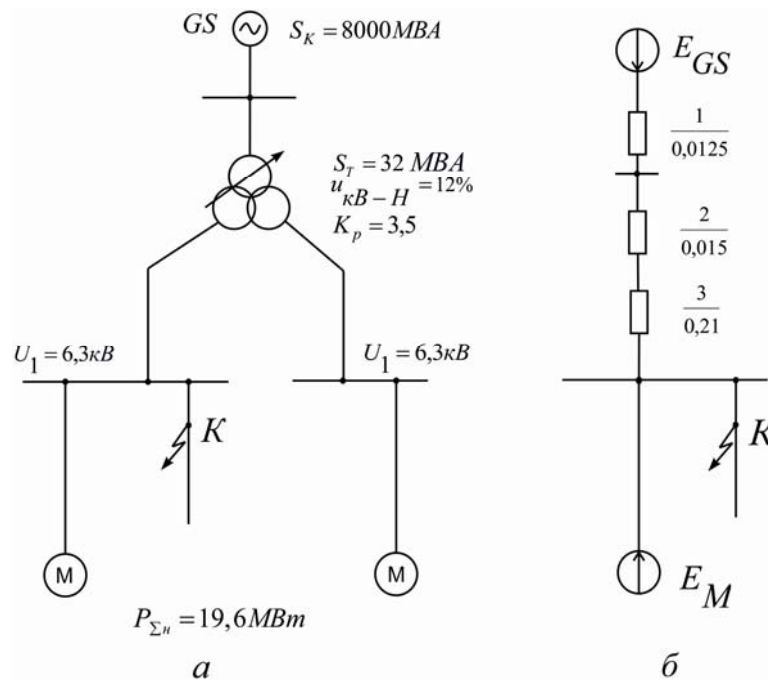


Рис. 5.26 (до прикладу 5.6)

$$x_{*b_3} = (1,75 \cdot u_{KB-H} / 100) S_{\bar{b}} / S_T = 1,75 \cdot 12 \cdot 100 / (100 \cdot 32) = 0,21;$$

$$x_{*b_{рез}} = 0,0125 + 0,21 + 0,015 = 0,238.$$

Значення періодичної складової струму КЗ, створюваного джерелами системи:

$$I_{П0GS}^{(3)} = E_{*bGS} I_{\bar{b}} / x_{*b_{рез}} = 1 \cdot 9,18 / 0,238 = 38,57 \text{ кА.}$$

Стала часу затухання аперіодичної складової струму КЗ при номінальній потужності обмотки НН трансформатора, що становить за 16 МВ·А, відповідно до рис. 5.14 матиме значення $T_{aGS} = 0,053 \text{ с.}$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ від еквівалентного електродвигуна секції з КЗ:

$$I_{П0M}^{(3)} = 4 \cdot P_{\Sigma H} / U_H = 4 \cdot 19,6 / 6 = 13,07 \text{ кА.}$$

Сумарне початкове значення періодичної складової струму КЗ

$$I_{П0\Sigma}^{(3)} = I_{П0GS}^{(3)} + I_{П0M}^{(3)} = 38,57 + 13,07 = 51,64 \text{ кА.}$$

Значення періодичної складової струму КЗ при $t = 0,04 \text{ с}$

$$I_{Пt=0,04c\Sigma}^{(3)} = I_{П0GS}^{(3)} + \gamma_{tek} \cdot I_{П0M}^{(3)} = 38,57 + 0,57 \cdot 13,07 = 46,02 \text{ кА,}$$

де коефіцієнт затухання $\gamma_{tek} = 0,57$ (за рис. 5.15).

Сумарне значення аперіодичної складової струму КЗ при $t = 0,04 \text{ с}$

$$\begin{aligned} i_{at=0,04c\Sigma} &= \sqrt{2} \cdot I_{П0GS} \exp(-0,04 / T_{aGS}) + \sqrt{2} \cdot \beta_{t=0,04cек} \cdot I_{П0M} = \\ &= \sqrt{2} \cdot 38,57 \exp(-0,04 / 0,053) + \sqrt{2} \cdot 13,07 \cdot 0,37 = 32,4 \text{ кА,} \end{aligned}$$

де коефіцієнт затухання $\beta_{t=0,04cек} = 0,37$ (за рис. 5.15).

Ударний струм КЗ

$$i_{y\Sigma} = \sqrt{2} \cdot (\kappa_{yGS} I_{П0GS} + \kappa_{yM} I_{П0M}) = \sqrt{2} \cdot (1,85 \cdot 38,57 + 1,83 \cdot 13,07) = 134,7 \text{ кА,}$$

де значення $\kappa_{yGS} = 1,85$ та $\kappa_{yM} = 1,83$ знайдені за рис. 5.14.

Приклад 5.7. Обчислити значення струмів при трифазному КЗ для точки K_1 , а потім – у точці K_2 СЕП, схема якої зображена на рис. 5.27,а. Параметри елементів схеми – на рисунку. Електроустановки напругою 0,4 кВ живляться через струмовід типу ШМА73.

Розв'язання. Розрахунок струму КЗ у точці K_1 (рис. 5.27,б). Опір зв'язку із джерелами системи

$$x_1 = 10500 \cdot 0,4^2 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 8000 \cdot 10,5^2) = 1,1 \text{ мОм; } r_1 = 0.$$

Опір трансформатора, мОм:

$$z_2 = 5,5 \cdot 0,42 \cdot 10^4 / 1000 = 8,8;$$

$$r_2 = 12,2 \cdot 0,42 \cdot 10^6 / 1000^2 = 1,95;$$

$$x_2 = \sqrt{8,8^2 - 1,95^2} = 8,58.$$

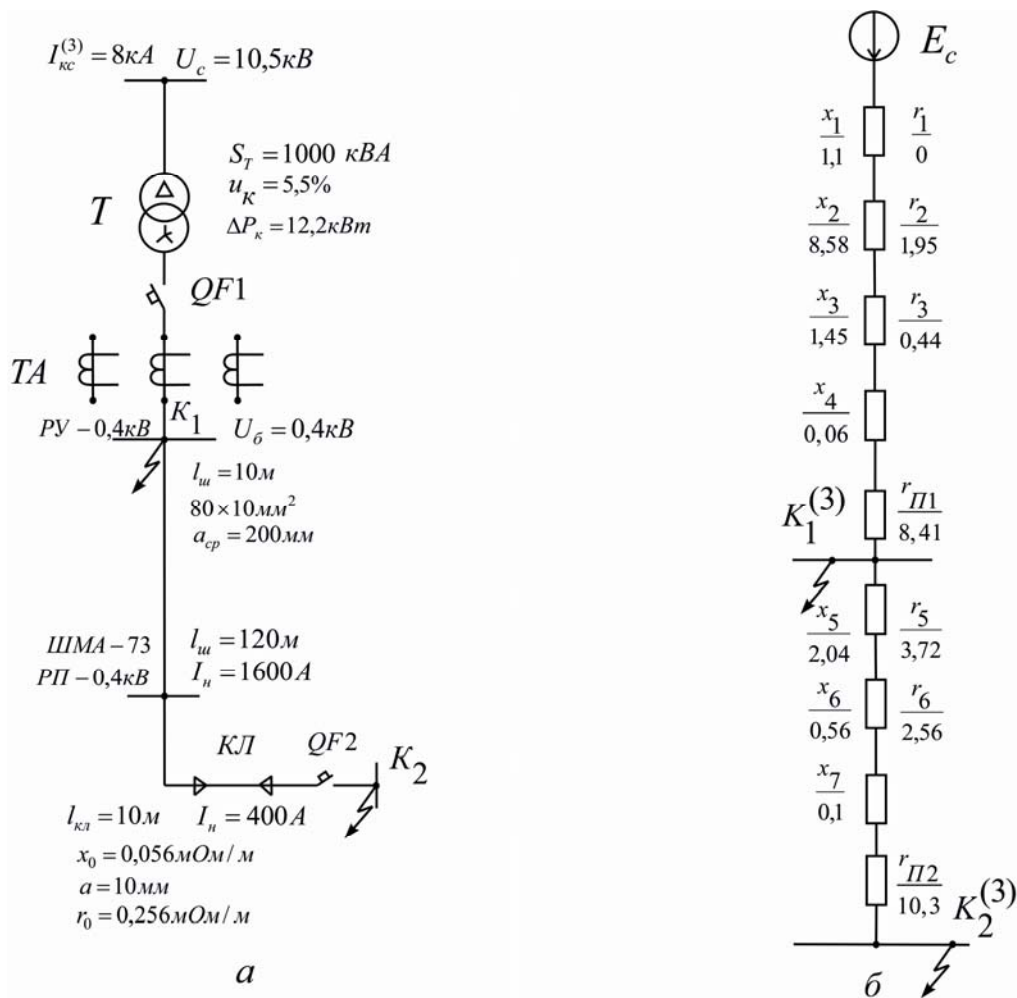


Рис. 5.27 (до прикладу 5.7)

Опір ділянки шин від виводів трансформатора до збірних шин розподільного влаштування напругою 0,4 кВ, мОм:

$$x_3 = 0,145 \cdot 10 = 1,45; r_3 = 0,044 \cdot 10 = 0,44.$$

Індуктивний опір струмової котушки розчіплювача автомата QF_1 на 1600 А $x_4 = 0,06 \text{ мОм}$.

На опір первинних обмоток трансформаторів струму TA не зважаємо. Результуючий перехідний опір при КЗ у точці K_1 , за даними підрозд. 5.7, $r_{П1} = 8,41 \text{ мОм}$.

Результуючий опір короткозамкненого кола до точки K_1 , мОм:

$$r_{рез K1} = r_1 + r_2 + r_3 + r_{П1} = 0 + 1,95 + 0,44 + 8,41 = 10,8;$$

$$x_{рез K1} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 = 1,1 + 8,58 + 1,45 + 0,06 = 11,2;$$

$$z_{рез K1} = \sqrt{10,8^2 + 11,2^2} = 15,6.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ у точці K_1

$$I_{П0 K1} = 0,4 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 15,6) = 14,8 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ у точці K_1

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0 K1} [1 + \exp(-0,04 / T_{aK1})] = \sqrt{2} \cdot 14,8 [1 + \exp(-0,04 / 0,0033)] = 21 \text{ кА},$$

де $T_{aK1} = 11,2 / (\sqrt{3} \cdot 314 \cdot 10,8) = 0,0033 \text{ с}$.

Розрахунок струму КЗ у точці K_2 . Опір ділянки струмоводу типу ШМА73, мОм:

$$x_5 = 0,017 \cdot 120 = 2,04;$$

$$r_5 = 0,031 \cdot 120 = 3,72.$$

Опір КЛ від струмоводу до вимикача QF_2 , мОм:

$$x_6 = 0,056 \cdot 10 = 0,56;$$

$$r_6 = 0,256 \cdot 10 = 2,56.$$

Значення індуктивного опору струмової котушки розчіплювача автомата QF_2 $x_7 = 0,1 \text{ мОм}$.

Значення результуючого перехідного опору до точки K_2 з урахуванням коефіцієнта ступеня КЗ $k_{CT} = 3$ (табл. 5.10):

$$r_{\Pi 2} = (2,5\sqrt{1000} \cdot 3^3 + 320 \cdot 10) / 1000 = 10,3 \text{ мОм}.$$

Результуючий опір короткозамкненого кола до точки K_2 , мОм:

$$x_{рез K2} = x_{рез K2} + x_5 + x_6 + x_7 = 11,2 + 2,04 + 0,56 + 0,1 = 13,9;$$

$$r_{рез K2} = r_2 + r_3 + r_5 + r_6 + r_{\Pi 2} = 1,95 + 0,44 + 3,72 + 2,56 + 10,3 = 18,98;$$

$$z_{рез K2} = \sqrt{13,9^2 + 18,98^2} = 23,53.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ у точці K_2

$$I_{\Pi 0 K2} = 0,4 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 23,53) = 9,83 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ у точці K_2

$$i_{yK2} = \sqrt{2} I_{\Pi 0 K2} [1 + \exp(-0,04 / T_{aK2})] =$$

$$= \sqrt{2} \cdot 9,83 [1 + \exp(-0,04 / 0,0023)] = 14,1 \text{ кА},$$

де $T_{aK2} = 11,2 / (\sqrt{3} \cdot 314 \cdot 18,98) = 0,0023 \text{ с}$.

Приклад 5.8. Для схеми, зображеної на рис. 5.28, необхідно розрахувати початкове значення періодичної складової струму металевого трифазного КЗ в точці К.

Вихідні дані:

система GS: $S_K = 2000 \text{ МВА}$;

автотрансформатор и трансформатори:

T1: $S_H = 63 \text{ МВА}$, $u_K = 10,5 \%$; T2: $S_H = 80 \text{ МВА}$, $u_K = 10,5 \%$; T3: $S_H = 80 \text{ МВА}$, $u_K = 10,5 \%$; T4: $S_H = 125 \text{ МВА}$, $u_{KBC} = 11 \%$, $u_{KBH} = 45 \%$, $u_{KCH} = 28 \%$; T5: $S_H = 63 \text{ МВА}$, $u_K = 10,5 \%$; T6: $S_H = 40 \text{ МВА}$, $u_K = 10,5 \%$;

синхронні генератори:

G1: $S_H=37,5$ МВА, $x_{*d}'' = 0,15$, $E_*'' = 1,08$; G2: $S_H=40$ МВА, $x_{*d}'' = 0,15$, $E_*'' = 1,08$; G3: $S_{ном}=78$ МВА, $x_{*d}'' = 0,18$, $E_*'' = 1,08$; G4: $S_H = 78$ МВА, $x_{*d}'' = 0,18$, $E_*'' = 1,08$; G5: $S_H=40$ МВА, $x_{*d}'' = 0,15$, $E_*'' = 1,08$; G6: $S_H=25$ МВА, $x_{*d}'' = 0,14$;

повітряні лінії:

Л1: $L = 80$ км, Л2: $L = 50$ км, Л3: $L = 40$ км, Л4: $L=100$ км, Л5: $L=120$ км, Л6: $L=100$ км, Л7: $L=50$ км, Л8: $L=50$ км, Л9: $L=80$ км, Л10: $L=70$ км.

Для усіх ліній $x_0 = 0,4$ Ом/км, питомі активні опори не перевищують 30 % от x_0 .

Номинальна напруга електричної мережі в точці К дорівнює 110 кВ.

Розв'язання. Для розрахунку режиму КЗ в складних електричних мережах може бути використаний метод вузлових потенціалів. У цьому випадку складається система рівнянь вузлових потенціалів, вирішення якої в матричній формі записується як

$$U = -(AYA^t)^{-1} A(J+YE),$$

де U – матриця-стовпець вузлових потенціалів,

Матриця з'єднань являє собою прямокутну матрицю, рядки якої відповідають вузлам без одного (опорного), а стовпці - гілкам спрямованого графа електричної мережі. Елементи цієї матриці дорівнюють нулю, якщо дана гілка не з'єднана з даним вузлом, одиниці – якщо гілка спрямована від даного вузла, мінус одиниці - спрямована до даного вузла.

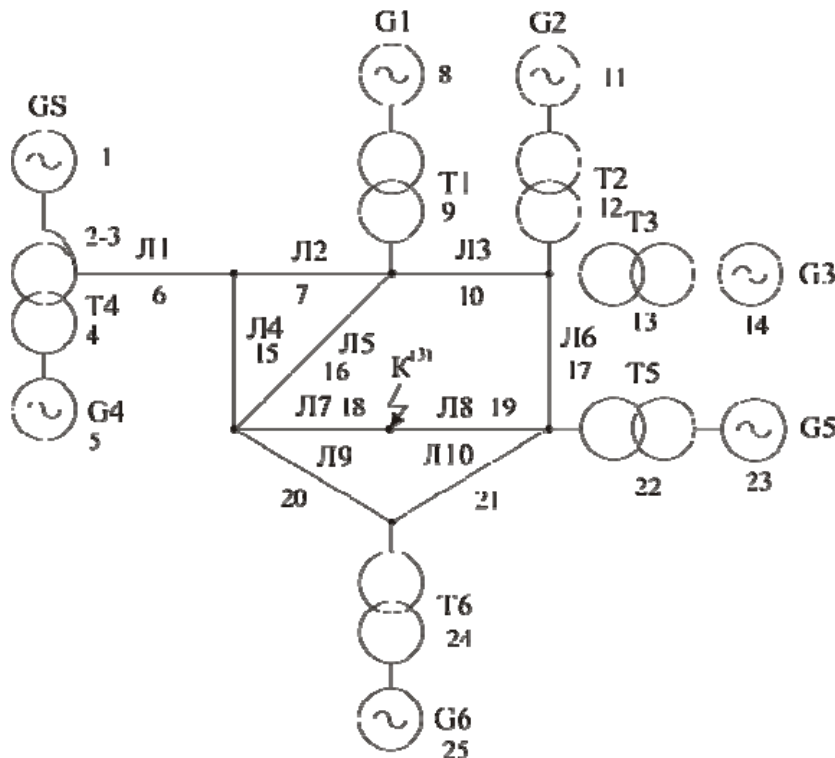


Рис. 5.28 (до прикладу 5.8)

- A – матриця з'єднань,
- Y – діагональна матриця провідностей гілок,
- J – матриця-стовпець струмів джерел струму,
- E – матриця-стовпець ЕРС гілок.

Діагональні елементи матриці являють собою провідності відповідних гілок, недиагональні елементи рівні нулю. У схемах заміщення при розрахунках струмів КЗ джерела струму зазвичай відсутні, і матриця є нульовою. Елементи матриці рівні ЕРС відповідних гілок або нулю при відсутності ЕРС в гілках.

Схему заміщення приведено на рис. 5. 29.

Розрахунок проводимо наближеним способом. Базисні умови: $S_{\bar{6}}=100$ МВА, $U_{\bar{61}}=115$ кВ, $I_{\bar{61}} = S_{\bar{6}}/\sqrt{3}U_{\bar{61}} = 100/\sqrt{3} \cdot 115 = 0,502$ кА.

Оскільки для усіх елементів мережі активні опори суттєво нижчі ніж реактивні, то у розрахунках не враховуємо активні опори.

Визначимо опори схеми заміщення.

Опір системи:

$$x_{*1} = S_{\bar{6}}/S_K = 100/2000 = 0,05.$$

Опори трансформаторів:

$$x_{*9} = x_{*22} = u_K S_{\bar{6}}/100S_H = 10,5 \cdot 100/(100 \cdot 63) = 0,167;$$

$$x_{*12} = x_{*13} = u_K S_{\bar{6}}/100S_H = 10,5 \cdot 100/(100 \cdot 80) = 0,131;$$

$$x_{*24} = u_K S_{\bar{6}}/100S_H = 10,5 \cdot 100/(100 \cdot 40) = 0,263.$$

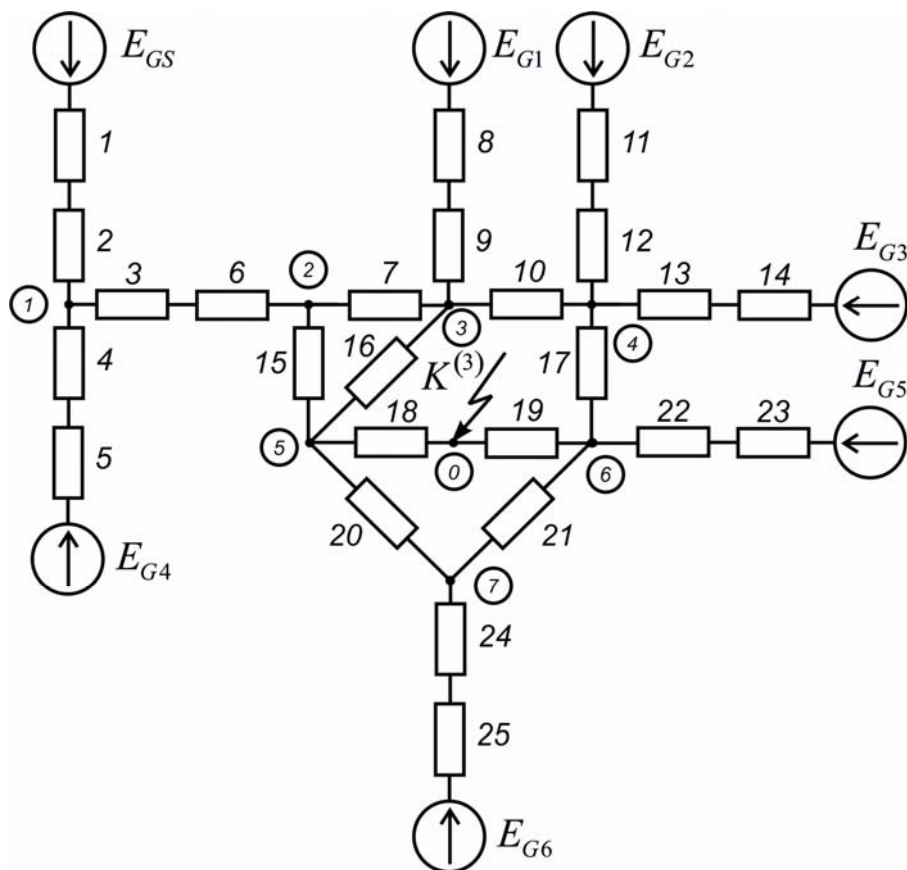


Рис. 5.29. Схема заміщення

Опори автотрансформаторів:

$$x_{*2} = 0,005(u_{кBC} + u_{кВН} - u_{кCH})S_{\bar{6}}/S_H = 0,005 \cdot (11 + 45 - 28) \cdot 100/125 = 0,112;$$

$$x_{*3} = 0,005(u_{кBC} + u_{кCH} - u_{кВН})S_{\bar{6}}/S_H = 0,005 \cdot (11 + 28 - 45) \cdot 100/125 = -0,024;$$

$$x_{*4} = 0,005(u_{кВН} + u_{кCH} - u_{кBC})S_{\bar{6}}/S_H = 0,005 \cdot (45 + 28 - 11) \cdot 100/125 = 0,248.$$

Опори синхронних генераторів:

$$x_{*8} = x_{*d}'' S_{\bar{6}}/S_H = 0,15 \cdot 100/37,5 = 0,4;$$

$$x_{*11} = x_{*23} = x_{*d}'' S_{\bar{6}}/S_H = 0,15 \cdot 100/40 = 0,375;$$

$$x_{*14} = x_{*5} = x_{*d}'' S_{\bar{6}}/S_H = 0,18 \cdot 100/78 = 0,231;$$

$$x_{*25} = x_{*d}'' S_{\bar{6}}/S_H = 0,14 \cdot 100/25 = 0,56.$$

Опори повітряних ліній:

$$x_{*6} = x_{*20} = x_0 LS_{\bar{6}}/U_{\bar{6}}^2 = 0,4 \cdot 80 \cdot 100/115^2 = 0,242;$$

$$x_{*7} = x_{*18} = x_{*19} = x_0 LS_{\bar{6}}/U_{\bar{6}}^2 = 0,4 \cdot 50 \cdot 100/115^2 = 0,151;$$

$$x_{*10} = x_0 LS_{\bar{6}}/U_{\bar{6}}^2 = 0,4 \cdot 40 \cdot 100/115^2 = 0,121;$$

$$x_{*15} = x_{*17} = x_0 LS_{\bar{6}}/U_{\bar{6}}^2 = 0,4 \cdot 100 \cdot 100/115^2 = 0,302;$$

$$x_{*16} = x_0 LS_{\bar{6}}/U_{\bar{6}}^2 = 0,4 \cdot 120 \cdot 100/115^2 = 0,363;$$

$$x_{*21} = x_0 LS_{\bar{6}}/U_{\bar{6}}^2 = 0,4 \cdot 70 \cdot 100/115^2 = 0,212.$$

ЕРС системи $E_{*G1}=1, E_{*G2}=E_{*G3}=E_{*G4}=E_{*G5}=E_{*G6}=1,08$.

Для розрахунку режиму мережі використовуємо метод вузлових потенціалів.

Пронумеруємо вузли схеми, опорному вузлу надамо номер 0 (рис. 5.29).

Складемо граф мережі (рис. 5.30). Вважаємо, що гілки з ЕРС, спрямовані від опорного вузла до вузла з ненульовим потенціалом. Для інших гілок напрямки приймаємо довільно.

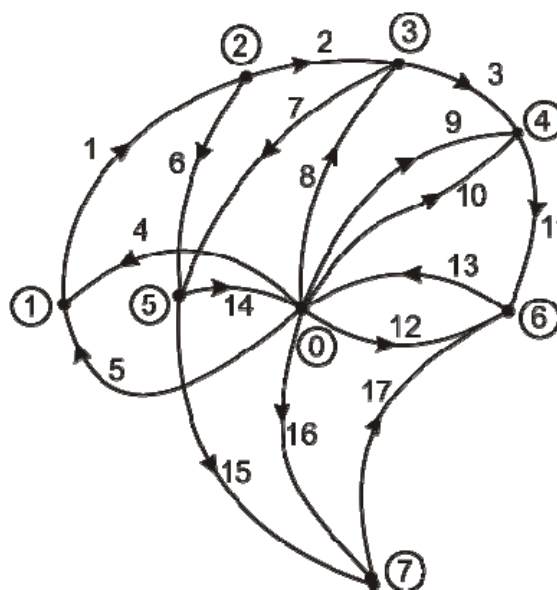


Рис. 5.30. Граф мережі

Опори гілок мережі:

$$X_{*1} = x_{*3} + x_{*6} = -0,024 + 0,242 = 0,218;$$

$$X_{*2} = x_{*7} = 0,151;$$

$$X_{*3} = x_{*10} = 0,121;$$

$$X_{*4} = x_{*1} + x_{*2} = 0,05 + 0,112 = 0,162;$$

$$X_{*5} = x_{*4} + x_{*5} = 0,248 + 0,231 = 0,479;$$

$$X_{*6} = x_{*15} = 0,302;$$

$$X_{*7} = x_{*16} = 0,363;$$

$$X_{*8} = x_{*8} + x_{*9} = 0,4 + 0,167 = 0,567;$$

$$X_{*9} = x_{*11} + x_{*12} = 0,375 + 0,131 = 0,506;$$

$$X_{*10} = x_{*13} + x_{*14} = 0,131 + 0,231 = 0,362;$$

$$X_{*11} = x_{*17} = 0,302;$$

$$X_{*12} = x_{*22} + x_{*23} = 0,167 + 0,375 = 0,542;$$

$$X_{*13} = x_{*19} = 0,151;$$

$$X_{*14} = x_{*18} = 0,151;$$

$$X_{*15} = x_{*20} = 0,242;$$

$$X_{*16} = x_{*24} + x_{*25} = 0,263 + 0,56 = 0,822;$$

$$X_{*17} = x_{*21} = 0,212.$$

Діагональна матриця реактивних опорів гілок мережі

$$\mathbf{X} = \text{diag} (X_{*1} X_{*2} X_{*3} X_{*4} X_{*5} X_{*6} X_{*7} X_{*8} X_{*9} X_{*10} X_{*11} X_{*12} X_{*13} X_{*14} X_{*15} X_{*16} X_{*17}) = \\ = \text{diag} (0,218 \ 0,151 \ 0,121 \ 0,162 \ 0,479 \ 0,302 \ 0,363 \ 0,567 \ 0,506 \ 0,362 \ 0,302 \ 0,542 \\ 0,151 \ 0,151 \ 0,242 \ 0,822 \ 0,212)$$

Діагональна матриця реактивних провідностей гілок мережі

$$\mathbf{B} = \mathbf{X}^{-1} = \text{diag}(4,59 \ 6,61 \ 8,27 \ 6,17 \ 2,09 \ 3,31 \ 2,76 \ 1,77 \ 1,98 \ 2,76 \ 3,31 \ 1,85 \ 6,61 \\ 6,61 \ 4,13 \ 1,22 \ 4,72).$$

Матриця з'єднань для графа мережі, зображеної на рис.5.29:

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 1 \end{pmatrix}.$$

Матриця ЕРС гілок

$$\mathbf{E}^t = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 & E_{*G3} & E_{*G4} & 0 & 0 & E_{*G1} & E_{*G2} & E_{*G3} & 0 & E_{*G5} & 0 & 0 & 0 & E_{*G6} & 0 \end{vmatrix} = \\ = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 1,08 & 0 & 0 & 1,08 & 1,08 & 1,08 & 0 & 1,08 & 0 & 0 & 0 & 1,08 & 0 \end{vmatrix}.$$

З урахуванням того, що джерела струму в схемі відсутні, матриця вузлових напруг може бути знайдена як

$$\mathbf{U} = -(\mathbf{A}\mathbf{B}\mathbf{A}^t)^{-1} \mathbf{A}(\mathbf{B}\mathbf{E}) = \begin{vmatrix} 0.903 \\ 0.693 \\ 0.709 \\ 0.756 \\ 0.369 \\ 0.408 \\ 0.473 \end{vmatrix}.$$

Відповідно, напруги у вузлах 5 и 6 складають $U_{*5} = 0,369$ и $U_{*6} = 0,408$.

Струми, які протікають в режимі КЗ по гілках 14 (повітряна лінія Л7) и 13 (повітряна лінія Л8) можуть бути знайдені як

$$I_{14} = \frac{U_{*5} - U_{*0}}{X_{*14}} I_{\delta 1} = \frac{0,369 - 0}{0,151} \cdot 0,502 = 1,22 \text{ кА},$$

$$I_{13} = \frac{U_{*6} - U_{*0}}{X_{*13}} I_{\delta 1} = \frac{0,408 - 0}{0,151} \cdot 0,502 = 1,35 \text{ кА},$$

де $U_{*0} = 0$ вузлова напруга опорного вузла (точки КЗ).

Початкове значення періодичної складової струму КЗ складає

$$I_{п0} = I_{14} + I_{13} = 1,22 + 1,35 = 2,57 \text{ кА}.$$

Контрольні запитання

1. Початкове значення періодичної складової струму КЗ, створюваного джерелом необмеженої потужності (генератором, двигуном, узагальненим навантаженням).

3. Для яких розрахункових умов визначення струму КЗ застосовують типові криві?

4. Періодична складова струму КЗ у довільний момент часу за типовими кривими.

6. В яких випадках можна розраховувати струми КЗ за загальною зміною?

7. Коли виникає необхідність розрахунку струмів КЗ за індивідуальною зміною?

8. Струм КЗ при підживленні точки КЗ від синхронних та асинхронних двигунів.

9. Особливості розрахунку струмів КЗ в електричних мережах напругою до 1 кВ.

10. Активний перехідний опір при КЗ на різних ступенях розподілу електричної енергії у мережі напругою до 1 кВ.

11. Основні чинники впливу на похибку розрахунків струмів короткого замикання.

12. Особливості розрахунку струмів КЗ в замкнутих електричних мережах.

Теми рефератів

1. Джерела живлення місця КЗ та визначення створюваних ними струмів КЗ.

2. Порівняння результатів розрахунку струму КЗ за його загальною та індивідуальною змінами для конкретної схеми СЕП.

3. Особливості розрахунку струму КЗ для СЕП підприємства.

4. Розробка алгоритму та програми розрахунку струму КЗ у мережі напругою до 1 кВ для типової схеми електропостачання.

5. Застосування моделей СЕП для розрахунку режимів СЕП з КЗ.

6. Математичний апарат для розрахунку струмів КЗ у складних замкнених схемах з кількома джерелами.

7. Особливості розрахунку струмів КЗ у складно замкнених схемах.

8. Вплив електричної віддаленості точки КЗ на значення складових струму КЗ.

Розділ 6. ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ ПРИ ПОРУШЕННІ СИМЕТРІЇ У ТРИФАЗНІЙ МЕРЕЖІ

6.1. Загальні відомості

У системі електропостачання за трифазного КЗ усі фази мережі – в однакових умовах. Вектори періодичних складових струмів та напруг фаз відповідно рівні за значенням модуля і зміщені у просторі на 120° , утворюючи зрівноважені системи. Тому еквівалентну схему заміщення короткозамкненого трифазного контура подають в однолінійному зображенні й розраховують лише одну з фаз.

Через появу пошкоджень (несиметричні КЗ, обриви або несиметричне навантаження фаз) модулі фазних струмів і напруг, а також кути їх взаємного зміщення стають різними за значеннями. Вектори фазних струмів та напруг утворюють несиметричні і загалом незрівноважені системи. Розрахунки при цьому слід здійснювати із складанням схем заміщення для всіх трьох фаз з урахуванням взаємодії між ними. Кількість необхідних для їх опису рівнянь значно зростає, трудомісткість та обсяг обчислень (навіть за умови простої схеми СЕП) збільшуються.

Розглянемо перехідні процеси, зумовлені одноразовою несиметрією, тобто виникненням несиметричного пошкодження лише в одному місці мережі електричної системи, у той час як загалом вона залишається симетричною. Така одноразова несиметрія може бути *поперечною* (будь-який вид несиметричних КЗ) чи *поздовжньою* (розрив однієї або двох фаз чи неоднаковий опір навантаження фаз трифазної мережі).

Аналіз перехідних процесів при несиметричних пошкодженнях істотно утруднений тим, що у мережах з синхронними машинами в останніх утворюється пульсуюче магнітне поле ротора, яке викликає, як показано далі, повний спектр вищих гармонік. Перехід від фазних змінних до змінних у координатах d, q при цьому не звільняє диференціальні рівняння опису таких процесів від періодичних коефіцієнтів. Для стаціонарних умов переважно визначають лише основні гармоніки шуканих величин. Саме за такого обмеження можливе застосування методу симетричних складових для мереж з синхронними машинами. Розрахунки роблять для трьох однолінійних взаємно незалежних схем заміщення прямої, зворотної та нульової послідов-

ностей, до яких еквівалентують синхронні машини з відповідними параметрами.

6.2. Створення синхронним генератором вищих гармонік

На рис. 6.1,*a* подана модель конструкції явнополюсного синхронного генератора без демпферної обмотки. Припустимо, що на неробочому ході генератора, нейтраль статорної обмотки якого заземлена, сталося коротке замикання однієї з фаз на землю. По колу цієї фази в статорній обмотці перебігає струм КЗ, в якого кутова частота дорівнює синхронній частоті обертання ротора $\omega = \omega_p$. Утворений струмом пульсуючий з частотою магнітний потік $\Phi_a(\omega_c)$ (рис. 6.1,*б*) залишається у просторі в одному положенні. Для аналізу впливу цього потоку на ротор розкладемо його на дві складові (рис. 6.1,*в*), що обертаються назустріч одна одній з синхронною кутовою частотою $\pm\omega$ (знак «+» відповідає обертанню проти руху годинникової стрілки, а «-» – за ним). Складова потоку $\Phi_{a1}(\omega_c)$, що обертається разом з ротором, взаємодіє з потоком обмотки збудження Φ_f як звичайний потік реакції статора у нормальному режимі роботи. Складова потоку $\Phi_{a2}(\omega_c)$, що обертається назустріч роторові, перетне провідники його обмотки з подвоєною кутовою частотою $\omega_c + \omega_p = 2\omega_c$. В обмотці ротора буде наведена е.р.с. подвійної частоти, під дією якої перебігатиме струм тієї ж частоти. Він створить пульсуючий з частотою $2\omega_c$ магнітний потік ротора Φ_p (рис. 6.1,*в*), який разом з ротором обертатиметься у просторі. Цей потік можна подати також у вигляді двох складових, що обертаються у протилежних напрямках з кутовою частотою $\pm 2\omega_c$ (рис. 6.1,*г*). Складова потоку Φ_{p2} спрямована назустріч обертанню ротора і має відносно статора частоту обертання $-2\omega_c + \omega_p = -\omega_c$, тобто прагне компенсувати потік статора $\Phi_{a1}(\omega_c)$. Інша складова потоку ротора Φ_{p1} обертається відносно статора з кутовою частотою $\omega_p + 2\omega_c = +3\omega_c$ й наводить у пошкодженій фазі обмотки статора е.р.с., яка формує струм потроєної частоти $3\omega_c$. Цей струм утворює пульсуючий з частотою $3\omega_c$ магнітний потік статора $\Phi_a(3\omega_c)$ (рис. 6.1,*г*), який знову можна розкласти на дві складові потоку $\Phi_{a1}(3\omega_c)$ та $\Phi_{a2}(3\omega_c)$, що обертаються у протилежних напрямках відносно статора з відповідною кутовою частотою $\pm 3\omega_c$.

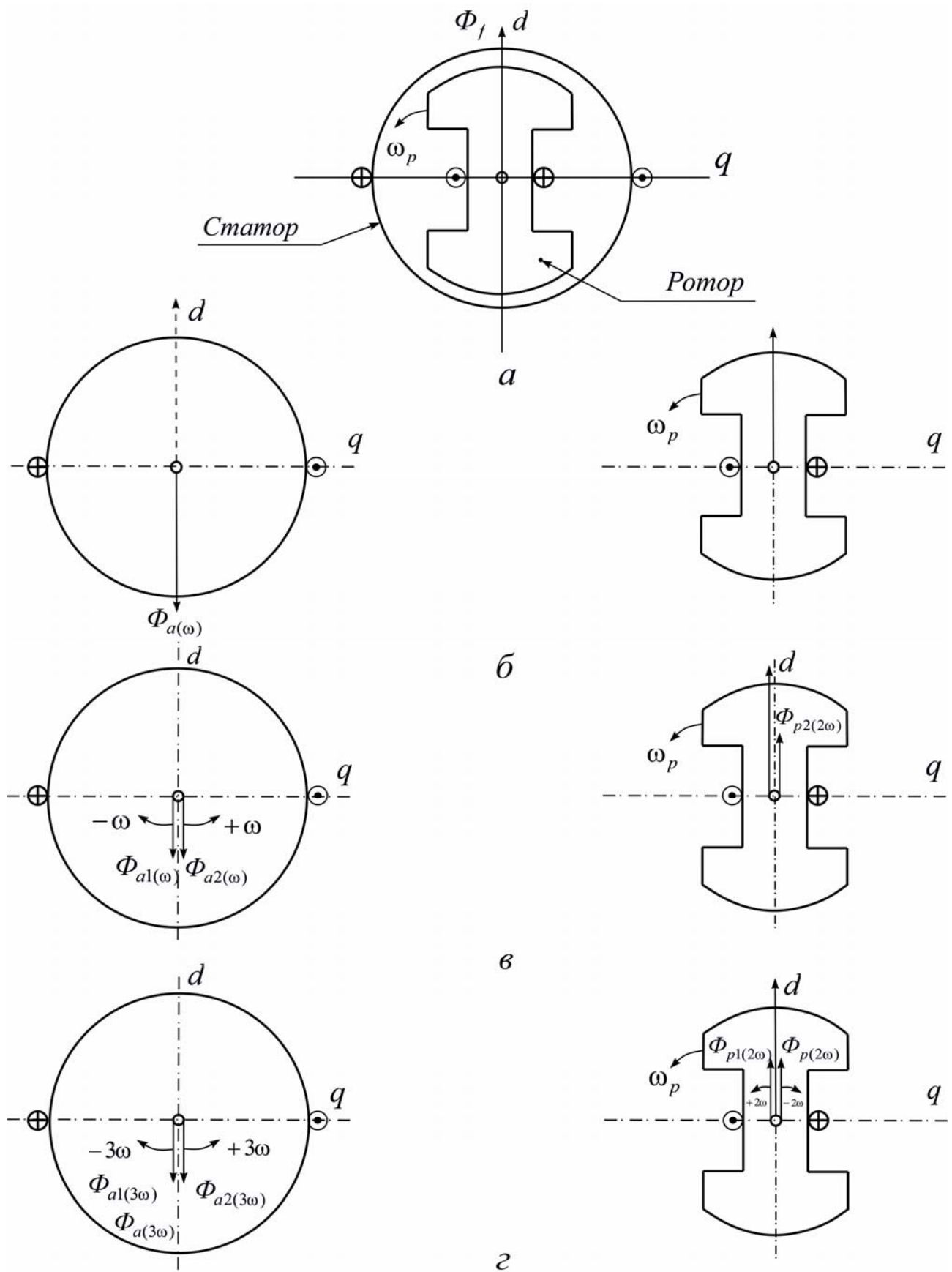


Рис. 6.1. Пояснювальні схеми до утворення пульсуючого потоку в явно-полюсному генераторі при однофазному КЗ: *а* – модель конструкції генератора; *б, в, г* – схеми послідовного розвитку явища

Якщо подібні міркування продовжити, дійдемо висновку, що кожна непарна гармоніка однофазного струму КЗ в обмотці статора викликає чергову парну гармоніку струму в обмотці ротора, а кожна парна в обмотці ротора – непарну гармоніку струму в обмотці статора.

Аналогічно можна встановити, що струм незмінного напрямку та парні гармоніки струму в обмотці статора створюють основну та непарні гармоніки струму в обмотці ротора і навпаки.

Отже, в обмотці статора генератора сформується увесь спектр вищих гармонік струму. При відсутності ємності у колі обмотки статора амплітуди гармонік струму із зростанням їх порядкового номера зменшуються. Ця теоретично нескінченна низка гармонік струму виникає тому, що за несиметричного КЗ утворюється не обертове магнітне поле, а пульсуюче.

Електромагнітний вплив демпферних обмоток такий же, як і обмоток збудження. Поперечна демпферна обмотка та обмотки, розташовані вздовж осі ротора синхронної машини, зміщені у просторі на 90 ел. град. Кожна з цих обмоток створює свій пульсуючий потік. Ці потоки у просторі зміщені на 90° , а у часі – на чверть періоду. Внаслідок їх спільної взаємодії утворюється обертове колове поле, яке відносно магнітного потоку статора, що викликав його, залишається нерухомим і спрямованим назустріч. Отже, коли ротор симетричний у поперечній та поздовжній осях, пульсуюче магнітне поле відсутнє. Насправді ж ротор синхронної машини не має такої симетрії. Тому за будь-якого виду несиметричного навантаження в її обмотках виникають вищі гармоніки струмів, амплітуда яких тим вища, чим більша несиметрія конструкції ротора. Тому у гідрогенераторів присутність вищих гармонік струму помітна, а в турбогенераторів практично не відчувається.

6.3. Метод симетричних складових

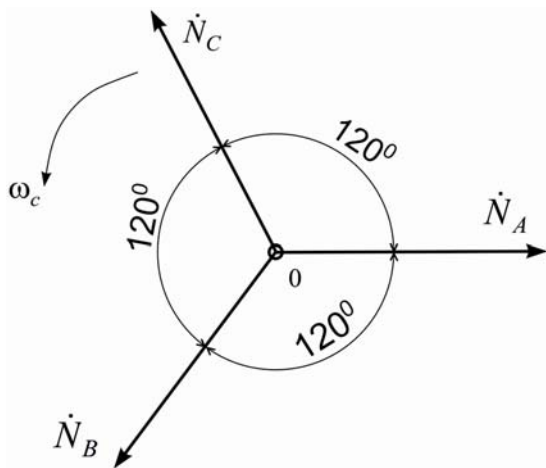
Цей метод дає можливість подати будь-яку несиметричну систему з трьох векторів у вигляді складових симетричних систем векторів: прямої, зворотної та нульової послідовностей. У кожній з систем векторів окремих послідовностей явища у фазах подібні, що дозволяє користуватися однолінійними схемами заміщення для кожної послідовності та розраховувати одну з фаз. Вибирається фаза (так звана *особлива*), у відмітних від двох інших умовах.

Основні положення методу.

• Один з трьох векторів симетричної системи можна виразити однойменним вектором іншої фази з використанням оператора повороту a (передається комплексним числом $a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j120^\circ}$) і таких співвідношень:

$$\left. \begin{aligned} a^2 &= -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{-j120^\circ} = e^{j240^\circ} \\ a^3 &= e^{j360^\circ} = 1 \\ a^4 &= a \\ a^2 + a + 1 &= 0 \\ a^2 - a &= \sqrt{3} e^{-j90^\circ} = -j\sqrt{3} \\ a - a^2 &= j\sqrt{3} \\ 1 - a &= \sqrt{3} e^{-j30^\circ} = 1\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \\ 1 - a^2 &= \sqrt{3} e^{j30^\circ} = 1\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \end{aligned} \right\} \quad (6.1)$$

У симетричній трифазній системі векторів (рис. 6.2) кожен з них можна подати:



$$\left. \begin{aligned} \dot{N}_A &= a\dot{N}_B = a^2\dot{N}_C \\ \dot{N}_B &= a\dot{N}_C = a^2\dot{N}_A \\ \dot{N}_C &= a\dot{N}_A = a^2\dot{N}_B \end{aligned} \right\} \quad (6.2)$$

Множення вектора на оператор a означає його поворот на 120° у позитивному напрямку (проти руху годинникової стрілки). Множення на a^2 відповідає повороту на 240° у тому ж напрямку або на 120° – у протилежному.

Рис. 6.2. Симетрична трифазна система фазних векторів параметра режиму

• Несиметричну систему з трьох векторів можна розкласти на складові:

– прямої послідовності (індекс 1)

– з трьох рівних за модулем векторів, що зсунуті відносно один одного на 120° та чергуються, як і в основній симетричній системі (рис. 6.3,а);

– зворотної послідовності (індекс 2) – також з трьох рівних за модулем векторів, зсунутих відносно один одного на 120° . Чергування цих векторів протилежне основній симетричній системі (рис. 6.3,б). Оскільки сума векторів прямої (зворотної) послідовності дорівнює нулю, ці системи векторів сприймають як зрівноважені:

$$\dot{N}_{A1} + \dot{N}_{B1} + \dot{N}_{C1} = \dot{N}_{A1}(1 + a^2 + a) = 0;$$

$$\dot{N}_{A2} + \dot{N}_{B2} + \dot{N}_{C2} = \dot{N}_{A2}(1 + a + a^2) = 0;$$

– нульової послідовності – з трьома рівними за модулем векторами, що збігаються і за напрямком (рис. 6.3,в) та позначаються індексом 0. Система векторів цієї послідовності симетрична, але незрівноважена:

$$\dot{N}_{A0} + \dot{N}_{B0} + \dot{N}_{C0} = 3\dot{N}_{A0} \neq 0.$$

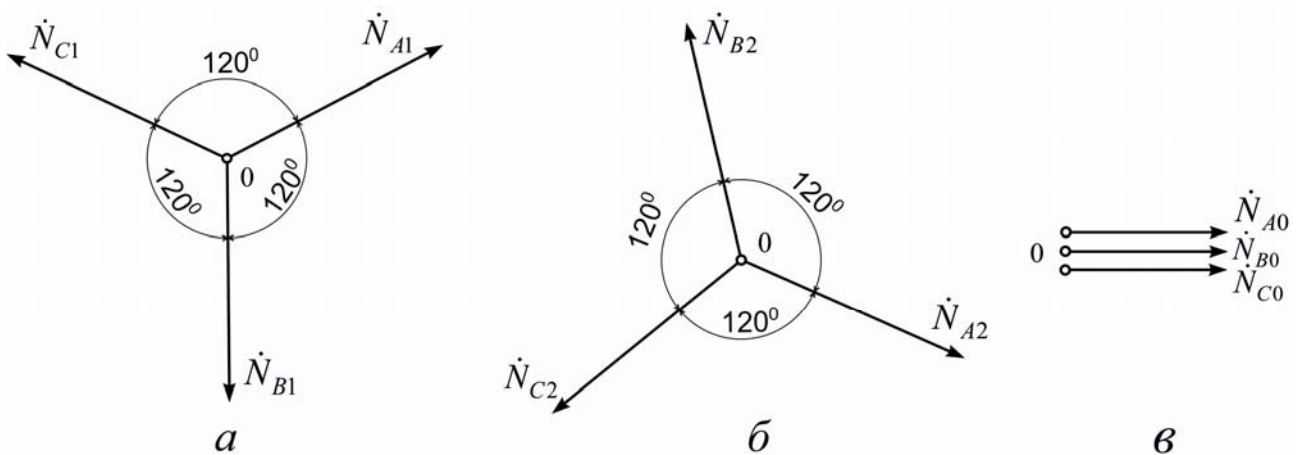


Рис. 6.3. Складові симетричні системи фазних векторів послідовностей:
a – прямої; *б* – зворотної; *в* – нульової

За складовими (векторами прямої, зворотної та нульової послідовностей) можна відновити первинну несиметричну систему векторів:

$$\left. \begin{aligned} \dot{N}_A &= \dot{N}_{A1} + \dot{N}_{A2} + \dot{N}_{A0} \\ \dot{N}_B &= \dot{N}_{B1} + \dot{N}_{B2} + \dot{N}_{B0} \\ \dot{N}_C &= \dot{N}_{C1} + \dot{N}_{C2} + \dot{N}_{C0} \end{aligned} \right\}. \quad (6.3)$$

Якщо за особливу взяти фазу *A*, то з урахуванням (6.2) та рис. 6.3 систему рівнянь (6.3) запишемо через симетричні складові вектора особливої фази:

$$\left. \begin{aligned} \dot{N}_A &= \dot{N}_{A1} + \dot{N}_{A2} + \dot{N}_{A0} \\ \dot{N}_B &= a^2 \dot{N}_{A1} + a \dot{N}_{A2} + \dot{N}_{A0} \\ \dot{N}_C &= a \dot{N}_{A1} + a^2 \dot{N}_{A2} + \dot{N}_{A0} \end{aligned} \right\} \quad (6.4)$$

• Рівняння (6.4) дають змогу виділити з несиметричної системи векторів їх симетричні складові, для чого слід скласти всі рівняння, попередньо вирівнявши коефіцієнти при шуканій складовій (табл. 6.1). Наприклад, щоб виділити складову (вектор прямої послідовності), достатньо рівняння (6.4) помножити на коефіцієнти 1, a , a^2 відповідно, а потім скласти.

Таблиця 6.1

Коефіцієнти для виділення симетричних складових

Рівняння несиметричної системи векторів	Послідовність		
	пряма	зворотна	нульова
$\dot{N}_A = \dot{N}_{A1} + \dot{N}_{A2} + \dot{N}_{A0}$	1	1	1
$\dot{N}_B = a^2 \dot{N}_{A1} + a \dot{N}_{A2} + \dot{N}_{A0}$	a^2	a	1
$\dot{N}_C = a \dot{N}_{A1} + a^2 \dot{N}_{A2} + \dot{N}_{A0}$	a	a^2	1

Складові вектори $\dot{N}_{A1}, \dot{N}_{A2}, \dot{N}_{A0}$ отримаємо через фазні $\dot{N}_A, \dot{N}_B, \dot{N}_C$:

$$\left. \begin{aligned} \dot{N}_{A1} &= \frac{1}{3} (\dot{N}_A + a \dot{N}_B + a^2 \dot{N}_C) \\ \dot{N}_{A2} &= \frac{1}{3} (\dot{N}_A + a^2 \dot{N}_B + a \dot{N}_C) \\ \dot{N}_{A0} &= \frac{1}{3} (\dot{N}_A + \dot{N}_B + \dot{N}_C) \end{aligned} \right\} \quad (6.5)$$

Це формули розкладання несиметричної системи векторів $\dot{N}_A, \dot{N}_B, \dot{N}_C$ на три симетричні складові векторів особливої фази $\dot{N}_{A1}, \dot{N}_{A2}, \dot{N}_{A0}$.

На рис. 6.4,а графічно визначені складові $\dot{N}_{A1}, \dot{N}_{A2}, \dot{N}_{A0}$ системи векторів $\dot{N}_A, \dot{N}_B, \dot{N}_C$ (6.5), а на рис. 6.4,б за знайденими складовими (6.3) знову отримані первинні фазні вектори $\dot{N}_A, \dot{N}_B, \dot{N}_C$.

Рівняння (6.4) та (6.5) можна подати як матрицю:

$$\vec{N} = S \cdot \vec{N}_{AS}; \quad \vec{N}_{AS} = S^{-1} \cdot \vec{N}, \quad (6.6)$$

де $\vec{\dot{N}} = |\dot{N}_A \ \dot{N}_B \ \dot{N}_C|^T$; $\vec{\dot{N}}_{AS} = |\dot{N}_{A1} \ \dot{N}_{A2} \ \dot{N}_{A0}|^T$; T – знак транспонування вектора; S – матриця перетворення симетричних координат на фазні

$$S = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{vmatrix}; S^{-1} = \frac{1}{3} \cdot \begin{vmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}. \quad (6.7)$$

У наведених вище виразах \dot{N} може означати також вектори струму або напруги.

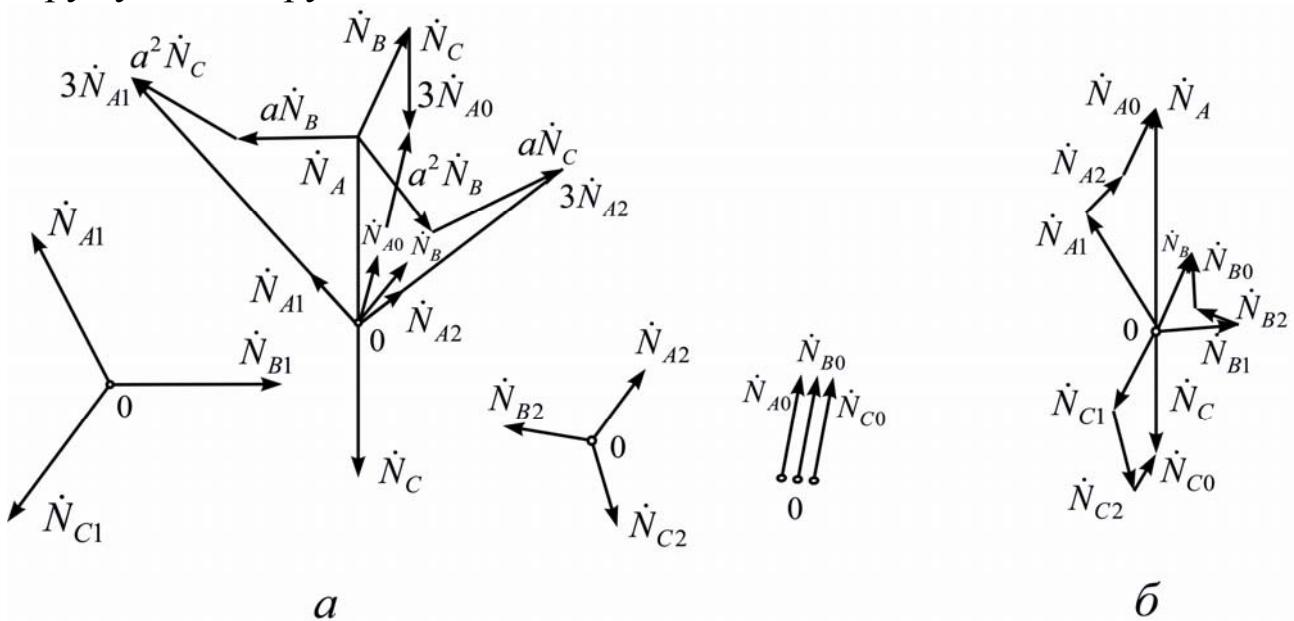


Рис. 6.4. Розкладання несиметричної трифазної системи векторів параметра режиму: *а* – симетричні складові; *б* – отримання початкової несиметричної системи фазних векторів

6.4. Співвідношення між симетричними складовими векторів струмів та напруг

Метод симетричних складових придатний тоді, якщо елементи СЕП пофазно симетричні. За незалежності схем заміщення окремих послідовностей симетричні складові струмів зв'язані з симетричними складовими напруг тільки однойменних послідовностей за законом Ома. Тобто якщо будь-який елемент кола пофазно симетричний і має (наприклад для особливої фази A) відносно симетричних складових струмів прямої \dot{I}_{A1} , зворотної \dot{I}_{A2} та нульової \dot{I}_{A0} послідовностей опори прямої \underline{Z}_1 , зворотної \underline{Z}_2 та нульової \underline{Z}_0 послідовностей, то си-

метричні складові спаду напруги у цьому елементі зв'язані з симетричними складовими струмів лише однойменної послідовності:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{A1} &= \underline{Z}_1 \dot{I}_{A1} \\ \Delta \dot{U}_{A2} &= \underline{Z}_2 \dot{I}_{A2} \\ \Delta \dot{U}_{A0} &= \underline{Z}_0 \dot{I}_{A0} \end{aligned} \right\} " \quad (6.8)$$

Певні труднощі виникають у зв'язку з наявністю в СЕП синхронних машин. Як показано у підрозд. 6.2, при несиметричному КЗ у мережі з синхронним генератором, ротор якого несиметричний, формується повний спектр вищих гармонік струму. Струми прямої та зворотної послідовностей різних частот виявляються взаємозв'язаними, що ускладнює використання методу. Для обліку вищих гармонік струму застосовують спеціальні ланцюгові схеми заміщення синхронних машин. Під час практичних розрахунків вищими гармоніками струму здебільшого нехтують, ураховуючи, як правило, тільки основну гармоніку струму та напруги, характеризуючи синхронну машину в схемі зворотної послідовності індуктивним опором x_2 . Припущення про відсутність взаємодії струмів та напруг різних послідовностей дає змогу використовувати метод симетричних складових для кіл з синхронними генераторами та вести розрахунки за трьома однолінійними взаємно незалежними схемами заміщення окремих послідовностей. Напевне, похибка у розрахунках буде найменшою в мережах з турбогенераторами, де вищі гармоніки струму практично відсутні, а у мережах з гідрогенераторами навіть при наявності демпферної обмотки вищі гармоніки струму зумовлюватимуть присутність похибки.

Струми прямої, зворотної та нульової послідовностей створюють магнітні потоки послідовностей, а останні наводять в обмотках статора відповідні е.р.с. Вводити до розрахунків ці е.р.с. недоцільно, оскільки вони пропорційні (при нехтуванні насиченням магнітної системи машини) струмам окремих послідовностей, значення яких ще належить визначити. Тому до схеми заміщення вводять лише відомі е.р.с. або які не залежать від зовнішніх умов кола статора: початкові значення перехідної E' та надперехідної E'' , синхронної E (при відомому струмі збудження i_f), розрахункової E_t для довільного моменту часу за методом спрямлених характеристик, причому при симетричному виконанні статорної обмотки ці е.р.с. – тільки прямої послідовності. Що стосується е.р.с., зумовлених реакцією струмів прямої, зворотної та нульової послідовностей, то їх ураховуємо у ви-

гляді спаду напруги із зворотним знаком на відповідному індуктивному опорі синхронної машини.

Вважаємо також, що встановлені у синхронних машинах пристрої автоматичного регулювання збудження (незалежно від типу) реагують лише на відхилення напруги прямої послідовності та прагнуть підтримати рівною номінальній для кожної машини.

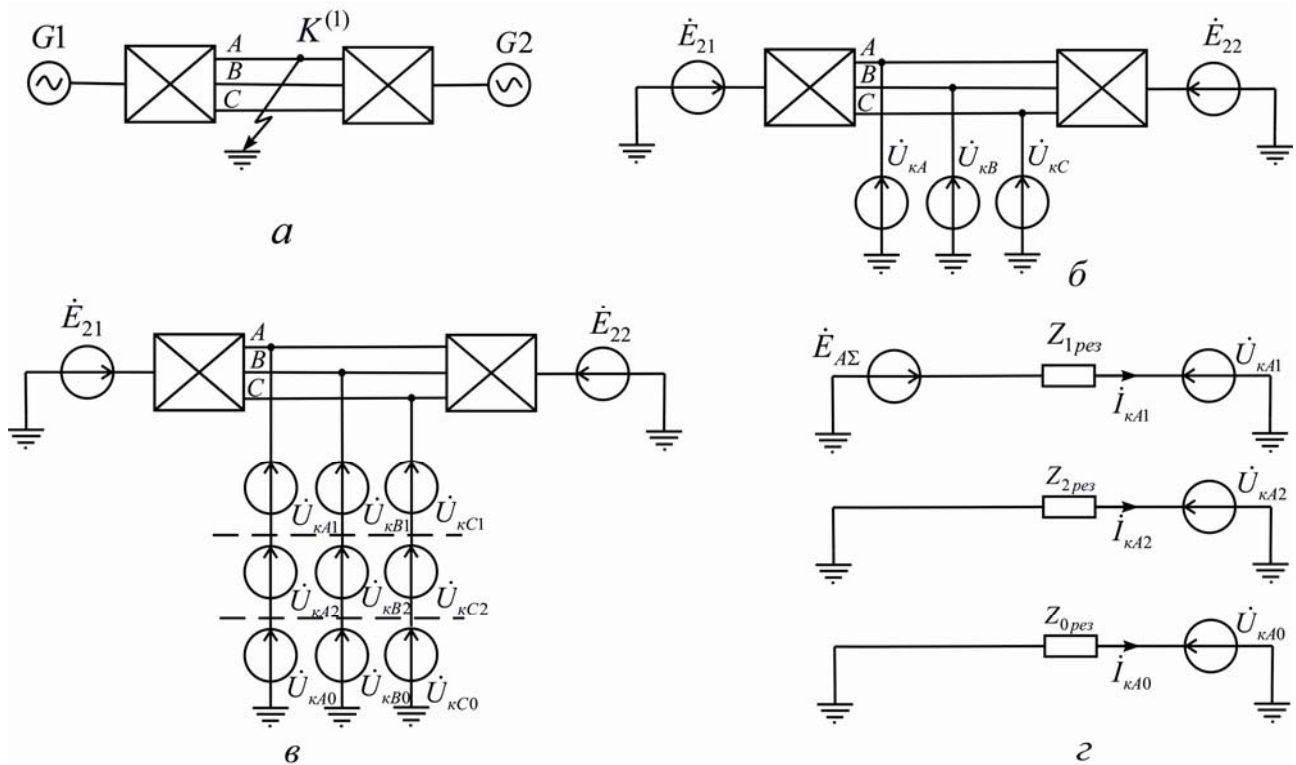


Рис. 6.5. Розгляд однофазного КЗ у трифазній мережі з використанням симетричних складових векторів фазних параметрів режиму: *а* – розрахункова схема; *б* – несиметрична система векторів напруги в місці КЗ; *в* – розкладання на три складові симетричні системи; *г* – схеми заміщення для прямої, зворотної та нульової послідовностей

На рис. 6.5,*а* – загальний вигляд схеми електричної системи, де на лінії електропередачі у точці $K^{(1)}$ виникло однофазне КЗ. Струм КЗ перебігає в елементах схеми під дією е.р.с. генераторів. У місці КЗ утворюється несиметрична система напруг (рис. 6.5,*б*), яку можна розкласти на симетричні системи прямої, зворотної та нульової послідовностей (рис. 6.5,*в*). Виділивши несиметричні складові напруг особливої фази *A*, отримаємо окремі еквівалентні схеми заміщення для зазначених послідовностей (рис. 6.5,*г*). Для кожної з цих схем (за другим законом Кірхгофа) у загальному вигляді

$$\vec{U}_{\kappa AS} = \vec{E}_{A\Sigma S} - \underline{Z}_{S\text{pez}} \vec{I}_{\kappa AS} = 1; 2; 0. \quad (6.9)$$

Система рівнянь (6.9) записана для особливої фази A . Якщо при визначенні значень струмів КЗ у мережах напругою понад 1 кВ активними опорами елементів знехтуємо, рівняння (6.9) подамо розгорнено:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{\kappa A1} &= \dot{E}_{A\Sigma} - jx_{1\text{pez}} \dot{I}_{\kappa A1} \\ \dot{U}_{\kappa A2} &= -jx_{2\text{pez}} \dot{I}_{\kappa A2} \\ \dot{U}_{\kappa A0} &= -jx_{0\text{pez}} \dot{I}_{\kappa A0} \end{aligned} \right\}. \quad (6.10)$$

Логічний результат з (6.10): при обраному способі врахування е.р.с., обумовлених реакцією струмів окремих послідовностей, утворення струмів зворотної чи нульової послідовностей можна пов'язати з появою у місці КЗ напруги зворотної чи нульової послідовностей.

При поздовжній несиметрії, викликаній обривами та змінами значень опору фаз (див. розд. 8), основні рівняння для кожної послідовності такі ж, тільки замість $\dot{U}_{\kappa A1}$, $\dot{U}_{\kappa A2}$, $\dot{U}_{\kappa A0}$ слід ввести різницю фазних напруг відповідних послідовностей по кінцях місцевої несиметрії, а опір $\underline{Z}_{1\text{pez}}$, $\underline{Z}_{2\text{pez}}$, $\underline{Z}_{0\text{pez}}$ повинен являти собою результуючий опір схеми заміщення відповідних послідовностей відносно місця поздовжньої несиметрії.

6.5. Опір елементів зворотної та нульової послідовностей

Усі опори, якими характеризуються окремі елементи у нормальному симетричному режимі, – прямої послідовності. Для елемента, магнітозв'язані кола якого нерухомі відносно один одного, опір прямої та зворотної послідовностей однаковий за значенням, оскільки від зміни порядку чергування фаз симетричної трифазної системи взаємодукція між фазами елемента не змінюється. Отже, для трансформаторів, автотрансформаторів, ПЛ, КЛ та реакторів $r_2 = r_1$, $x_2 = x_1$.

Реактивний опір зворотної послідовності елементів з обертовими магнітозв'язаними колами (синхронні генератори, компенсатори, двигуни) залежить від конструкції машини (симетрії ротора). Струм зворотної послідовності утворює магнітний потік, що переміщується відносно ротора з подвійною синхронною швидкістю у зворотному напрямку. Під час переміщення цей потік, по черзі поєднуючись то з поздовжньою, то поперечною віссю ротора, зустрічає на своєму шляху магнітний опір, що безперервно змінюється.

Якщо повітряний зазор по всьому колу розточки машини однаковий і ротор симетричний, то в своєму переміщенні магнітний потік зворотної послідовності скрізь зустрічає однаковий опір, як і магнітний потік прямої послідовності. Для машин з неявнополюсним ротором (турбогенератори), де $x'_d = x'_q$ та $x''_d = x''_q$, опір зворотної послідовності мало відрізняється від опору прямої послідовності:

$$x_2 \cong x'_d \quad \text{або} \quad x_2 \cong x''_d. \quad (6.11)$$

Перший вираз справедливий для машин без демпферних обмоток, а другий – з ними. Для машин з явнополюсним ротором у разі живлення від джерела необмеженої потужності опір зворотної послідовності береться рівним аналогічно:

з урахуванням впливу третьої гармоніки струму

$$x_2 \approx \frac{2x'_d x_q}{x'_d + x_q} \quad \text{або} \quad x_2 \approx \frac{2x''_d x''_q}{x''_d + x''_q}; \quad (6.12)$$

при нехтуванні нею

$$x_2 \approx \frac{x'_d + x_q}{2} \quad \text{або} \quad x_2 \approx \frac{x''_d + x''_q}{2}. \quad (6.13)$$

Магнітне поле струму зворотної послідовності загалом викликає у статорній обмотці весь спектр непарних гармонік. Тоді опір машин слід визначати за виразом:

$$x_2 \approx \sqrt{x'_d x_q} \quad \text{або} \quad x_2 \approx \sqrt{x''_d x''_q}. \quad (6.14)$$

Значення опорів x''_d та x''_q звичайно ближчі один до одного, ніж x'_d та x'_q , тому різниця між отриманими за виразами (6.11)–(6.14) значеннями опорів для машин з повним демпфіруванням незначна. Вирази (6.12)–(6.14) майже рівноцінні, у більшості практичних розрахунків опір для синхронних машин доцільно брати за найпростішим виразом (6.13). При необхідності обліку вищих гармонік слід застосувати точніший вираз (6.14).

Як наближені співвідношення беруть відповідно

$$x_2 \approx 1,45x'_d \quad \text{або} \quad x_2 \approx 1,45x''_d \quad (6.15)$$

або, додатково спростивши, за (6.11).

Струм нульової послідовності створює лише магнітний потік розсіяння статорної обмотки, який менший струму прямої (зворотної) послідовності; причому це зменшення помітно залежить від типу обмотки, тому значення x_0 синхронних машин коливається у широких межах:

$$x_0 = (0,15...0,6)x'_d \text{ або } x_0 = (0,15...0,6)x'_q . \quad (6.16)$$

В асинхронного двигуна, що працює з ковзанням s у нормальному режимі, відносно магнітного потоку зворотної послідовності – ковзання $2 - s$. Отже, опір зворотної послідовності x_2 являє собою опір при ковзанні $2 - s$. З'ясуємо, як ковзання впливає на значення опору двигуна (рис. 6.6). Із зростанням ковзання значення реактивного опору двигуна спочатку різко падають, а далі – поступово. У цьому разі опір зворотної послідовності практично дорівнює опоріві короткого замикання (при нерухомому роторі)

$$x_{2-s} \approx x_{s=1} = x_k, \quad (6.17)$$

відносно значення якого близьке до значення $x_{*2} \approx 1/I_{*пуск}$, де $I_{*пуск}$ – каталожне значення кратності пускового струму двигуна стосовно його номінального струму.

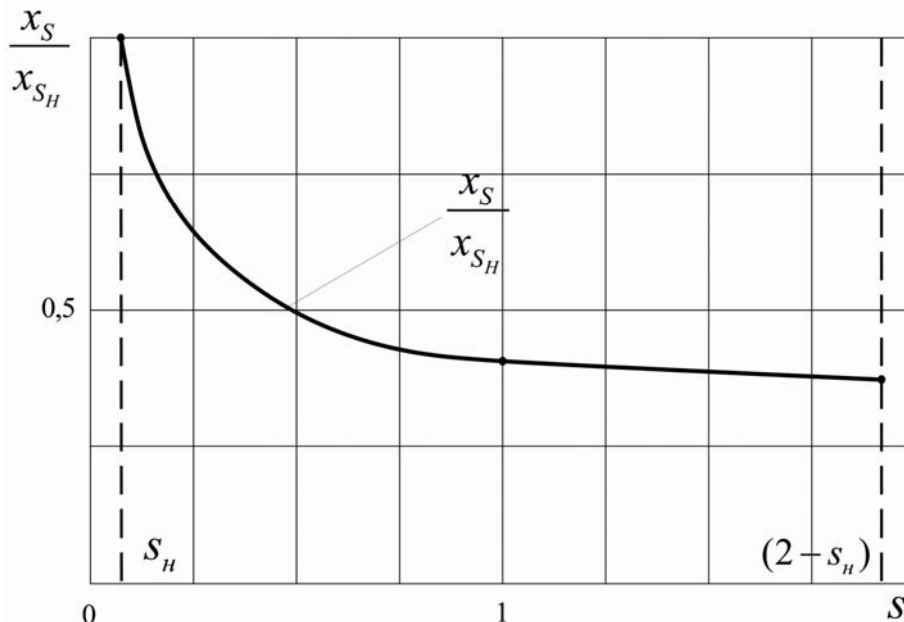


Рис. 6.6. Залежність індуктивного опору асинхронного двигуна від ковзання

Реактивний опір нульової послідовності асинхронного двигуна визначається потоком розсіяння статорної обмотки і значною мірою залежить від типу та конструкції останньої. Він встановлюється за даними заводу-виробника або експериментально.

Реактивний опір зворотної послідовності у вузлі узагальненого навантаження залежить від складу приймачів електричної енергії та відносної частки кожного з них у формуванні навантаження. При відомому складі споживачів у вузлі навантаження опір зворотної послідовності елементів комплексного навантаження слід брати за дани-

ми табл. 1.3. Для середнього типового промислового навантаження можна вважати, що його основна частка – асинхронні двигуни, реактивний опір зворотної послідовності яких практично такий же, як і в початковий момент часу раптового порушення режиму, тобто $x_{*2} = x_{*1} = 0,35$ (вважають його віднесеним до повної потужності навантаження і середньої номінальної напруги того ступеня, куди вона приєднана).

Опір нульової послідовності узагальненого навантаження визначається в основному розподільною мережею та знижувальними трансформаторами. У схемах заміщення нульової послідовності враховують лише знижувальні трансформатори із заземленою нейтраллю (увімкнені до мережі напругою 110 кВ і вище). Основні навантаження працюють, як правило, з ізольованою нейтраллю, тому кола для циркуляції струму нульової послідовності тут відсутні. Можна вважати, що реактивний опір нульової послідовності навантажень дорівнює $x_0 \rightarrow +\infty$.

Опір нульової послідовності трансформаторів визначається конструкцією, схемою з'єднання обмоток, станом нейтралі. Аналізуючи основні схеми з'єднання обмоток трансформаторів (рис. 6.7), визнаємо, що опір нульової послідовності, прикладений до обмотки I залежно від схеми з'єднання обмоток, може викликати (не викликати) в них струм нульової послідовності. Опір нульової послідовності трансформаторів з боку обмотки, з'єднаної на трикутник або зірку з незаземленою нульовою точкою (рис. 6.7,а), незалежно від схеми з'єднання інших обмоток нескінченно великий ($x_0 = \infty$). Можливість циркуляції струму нульової послідовності при цьому виключена. Опір нульової послідовності трансформатора буде кінцевим ($x_0 \neq \infty$) тільки з боку його обмотки, з'єднаної на зірку із заземленою нейтраллю (рис. 6.7, б-ж) і його значення залежить від схеми з'єднання інших обмоток та наявності в них електричного кола для перебігу струму нульової послідовності. Для кожної схеми з'єднання обмоток на рис. 6.7,б-ж зображені схеми заміщення для струму нульової послідовності (x_I, x_{II}, x_{III} – реактивні опори розсіяння обмоток I, II, III , зведені до ступеня напруги обмотки I ; x_0 – реактивний опір намагнічування нульової послідовності (активними опорами обмоток нехтуємо)).

При з'єднанні обмоток двообмоткового трансформатора за схемою Y_0 / Δ (рис.6.7,б) струм нульової послідовності перебігає і вторинними обмотками II , з'єднаними на трикутник, але цей струм

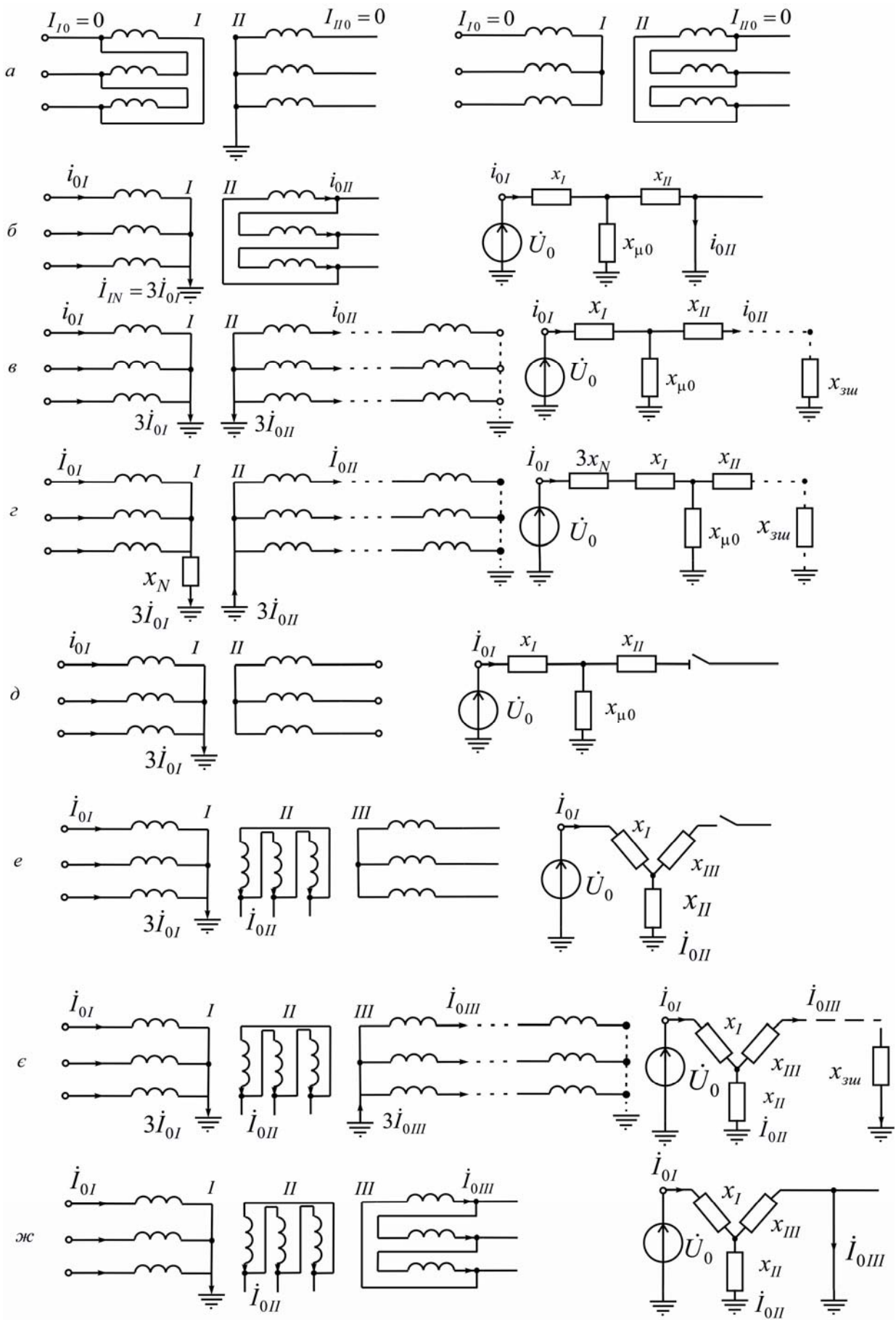


Рис. 6.7. Види схем з'єднання обмоток трансформаторів та схеми їх заміщення для струму нульової послідовності

(подібно до третьої гармоніки струму) не виходить за межі даних обмоток. Тому T -подібна схема заміщення для струму нульової послідовності включає опори x_I , x_{II} та $x_{\mu 0}$. Струм нульової послідовності $I_{0,II}$ не виходить за межі обмотки і в схемі заміщення це відбивають закорочуванням вітки з x_{II} . Потенціал, рівний нулю, на кінці x_{II} схеми заміщення не свідчить про штучне перенесення заземлення нейтралі, як це іноді помилково сприймають. Він лише відповідає умові, що даною віткою схеми заміщення трансформатора завершується шлях циркуляції струму нульової послідовності. Опір нульової послідовності для схеми рис. 6.7,б

$$x_0 = x_I + \frac{x_{II}x_{\mu 0}}{(x_{II} + x_{\mu 0})}. \quad (6.18)$$

Струм у нейтралі трансформатора визначається як потроєне значення струму нульової послідовності, що перебігає в обмотці, нейтраль якого заземлена. Наприклад, для схеми рис. 6.7,б

$$\dot{I}_{IN} = 3\dot{I}_{0I}. \quad (6.19)$$

При з'єднанні обмоток Y_0 / Y_0 за схемою заміщення (рис.6.7,в) передбачається, що з боку обмотки II шлях до циркуляції струму нульової послідовності забезпечений, тобто у колі обмотки є щонайменше ще одна заземлена нейтраль (штрихова лінія). Тоді схема заміщення та опір також матимуть у своєму складі опір зовнішнього кола

$$x_0 = x_I + \frac{x_{\mu 0}(x_{II} + x_{зш})}{(x_{II} + x_{зш} + x_{\mu 0})}. \quad (6.20)$$

До нейтралі первинної обмотки схеми з'єднання рис. 6.7,г увімкнений опір x_N . У зв'язку з тим, що у нейтралі трансформатора перебігає потроєне значення струму нульової послідовності, то спад напруги на x_N складає $3jx_N\dot{I}_{0I}$. До схеми заміщення опір x_N вводять послідовно з опором обмотки, де він увімкнений. Щоб розрахункова схема була еквівалентною схемі заміщення, цей опір вводять потроєним значенням $3x_N$. Якщо у вторинному колі при з'єднанні обмоток за схемою Y_0 / Y_0 шлях для перебігу струму нульової послідовності не забезпечений, то схема заміщення буде такою ж, як і при з'єднанні обмоток за схемою Y_0 / Y (рис. 6.7,д), що відповідає режимові холостого ходу трансформатора, де

$$x_0 = x_I + x_{\mu 0}. \quad (6.21)$$

Значення $x_{\mu 0}$ залежить від конструкції сердечників трансформаторів (рис. 6.8). Для групи з трьох однофазних трансформаторів, а та-

кож для трифазних чотири- та п'ятистержневих трансформаторів струм нульової послідовності намагнічування не залежить від того, яка система напруг підведена до трансформатора, оскільки магнітний потік нульової послідовності замикається по тому ж колу, що і магнітний потік прямої послідовності. З цієї причини струм $I_{\mu 0}$ надто малий, тому, як і для схем заміщення прямої послідовності, беруть $x_{\mu 0} = \infty$.

У трифазних тристержневих трансформаторах магнітний потік нульової послідовності замикається через ізолююче середовище та кожух. Для проведення магнітного потоку шляхом чималого магнітного опору необхідний значний струм намагнічування, чим і пояснюється відносно менший опір $x_{\mu 0}$ порівняно з x_1 і складає $x_{\mu 0} = 0,3 \dots 1,0$ (відн. од.), ось чому його слід урахувати у схемах заміщення нульової послідовності. Точне значення $x_{\mu 0}$ визначається експериментально. З деяким наближенням для трифазних тристержневих трансформаторів беруть $x_{\mu 0} = (0,85 \dots 0,9)x_1$, де $x_1 = u_k \% / 100$.

У триобмоткових трансформаторів одну з обмоток, як правило, з'єднують на трикутник. Тому для них завжди можна вважати $x_{\mu 0} = \infty$. Основні варіанти з'єднання обмоток трансформатора та відповідні їм схеми заміщення нульової послідовності – на рис. 6.7, е-ж.

У варіанті рис. 6.7, е струм нульової послідовності в обмотці III відсутній, отже

$$x_0 = x_I + x_{II}. \quad (6.22)$$

У варіанті рис. 6.7, е передбачається, що шлях до циркуляції струму нульової послідовності з боку обмотки III забезпечений. Тоді до схеми нульової послідовності трансформатор повинен бути введений своєю схемою заміщення, наведеною на рис. 6.7, ж.

У разі з'єднання обмоток за схемою $Y_0 / \Delta / \Delta$ (рис. 6.7, ж) струм нульової послідовності обмотки I компенсується струмами, що в обмотках II та III. Таким чином, маємо

$$x_0 = x_I + \frac{x_{II}x_{III}}{(x_{II} + x_{III})}. \quad (6.23)$$

Опір нульової послідовності трифазного двообмоткового трансформатора (симетричне розщеплення обмотки нижчої напруги на дві; з'єднання на трикутник) може бути знайдений за формулою (6.23), для якої

$$x_I = 0,125x_{B-H}; \quad x_{II} = x_{III} = 1,75x_{B-H}, \quad \text{де } x_{B-H} = u_k \% / 100.$$

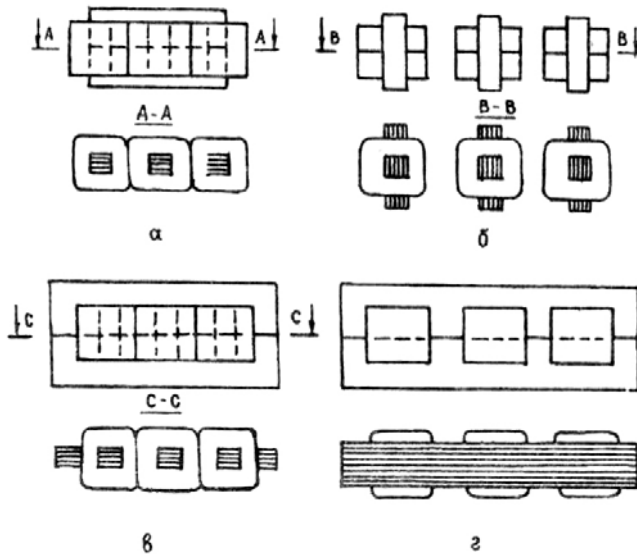


Рис. 6.8. Конструкція сердечників трифазних трансформаторів:

- a* – тристержневого;
- б* – група з трьох однофазних;
- в* – чотири-стержневого;
- г* – п'ятистержневого

За (6.23)

$$x_0 = 0,125x_{B-H} + 1,75x_{B-H} / 2 = x_{B-H}. \quad (6.24)$$

У табл. 6.2 формули зведені для значень опору нульової послідовності трансформаторів.

Таблиця 6.2

Опір нульової послідовності трансформаторів

Конструкція трансформатора	Схема з'єднання обмоток, рис. 6.7	Визначення x_0
Трифазний тристержневий двообмотковий	Y_0 / Δ (б)	$x_I + x_{II} x_{\mu 0} / (x_{II} + x_{\mu 0})$ $x_I + x_{\mu 0}$ $x_I + \frac{(x_{зш} + x_{II}) x_{\mu 0}}{x_{II} + x_{\mu 0} + x_{зш}}$
	Y_0 / Y (д)	
	Y_0 / Y_0 (в)	
Група з трьох однофазних, а також чотири- та п'ятистержневих трифазних двообмоткових	Y_0 / Δ (б)	$x_I + x_{II} = x_{I-II} = x_1$ ∞ $x_I + x_{II} + x_{зш} =$ $= x_{I-II} + x_{зш} = x_1 + x_{зш}$
	Y_0 / Y (д)	
	Y_0 / Y_0 (в)	
Трифазний триобмотковий	$Y_0 / \Delta / Y$ (е)	$x_I + x_{II}$ $x_I + \frac{(x_{зш} + x_{III}) x_{II}}{x_{II} + x_{III} + x_{зш}}$ $x_I + \frac{x_{III} x_{II}}{x_{II} + x_{III}}$
	$Y_0 / \Delta / Y_0$ (є)	
	$Y_0 / \Delta / \Delta$ (ж)	

В автотрансформаторі між обмотками існує магнітний та електричний зв'язок. Тому умови перебігу струму нульової послідовності інші, ніж в трансформаторах Це слід ураховувати при складанні схеми заміщення нульової послідовності.

При глухому заземленні нейтралі автотрансформаторів їх схеми заміщення нульової послідовності такі ж, як і у трансформаторів з відповідними з'єднаннями обмоток. Так, якщо в автотрансформатора третя обмотка відсутня і у вторинному колі шлях до циркуляції струму нульової послідовності забезпечений, його схема заміщення (при нехтуванні намагнічувальним струмом та активною складовою опору) подається сумарним індуктивним опором розсіяння автотрансформатора (рис. 6.9,а)

$$x_{I-II} = x_{II} + x_{II} \quad (6.25)$$

аналогічно, як і для трансформатора зі схемою на рис. 6.7,в. Схема заміщення триобмоткового трансформатора (рис. 6.7,є) подібна до схеми заміщення автотрансформатора при наявності третьої обмотки, з'єднаної трикутником (рис. 6.9,б), яку, як правило, мають силові автотрансформатори.

Із схеми заміщення нульової послідовності автотрансформатора струм, що перебігає в нейтралі, безпосередньо не визначити. При відомих з рис. 6.9 струмах шуканий струм рівний потроєній різниці струмів нульової послідовності первинного та вторинного кіл, тобто $\dot{I}_{0N} = 3(\dot{I}_{0I} - \dot{I}_{0II})$. Причому кожен з них повинен бути віднесений до свого ступеня напруги.

Для автотрансформатора із заземленою нейтраллю через опір x_N (рис. 6.9,в) при перебігу струму нульової послідовності спад напруги на ньому буде:

$$\dot{U}_{0N} = 3jx_N \dot{I}_{0N} = 3jx_N (\dot{I}_{0I} - \dot{I}_{0II}). \quad (6.26)$$

Якщо напруга на нейтралі дорівнює \dot{U}_{0N} та напруги виводів ступенів I і II відносно нейтралі складають відповідно \dot{U}_{NI} і \dot{U}_{NII} , то для результуючого реактивного опору нульової послідовності між виводами ступенів I та II автотрансформатора, зведеного до ступеня I , запишемо:

$$x'_{I-II} = \left[(\dot{U}_{N_I} + \dot{U}_{0N}) - (\dot{U}_{N_{II}} + \dot{U}_{0N}) \frac{\dot{U}_I}{\dot{U}_{II}} \right] / \dot{I}_{0I} =$$

$$= \left[(\dot{U}_{N_I} - \dot{U}_{N_{II}}) + \dot{U}_{0N} \left(1 - \frac{\dot{U}_I}{\dot{U}_{II}} \right) \right] / \dot{I}_{0I}.$$

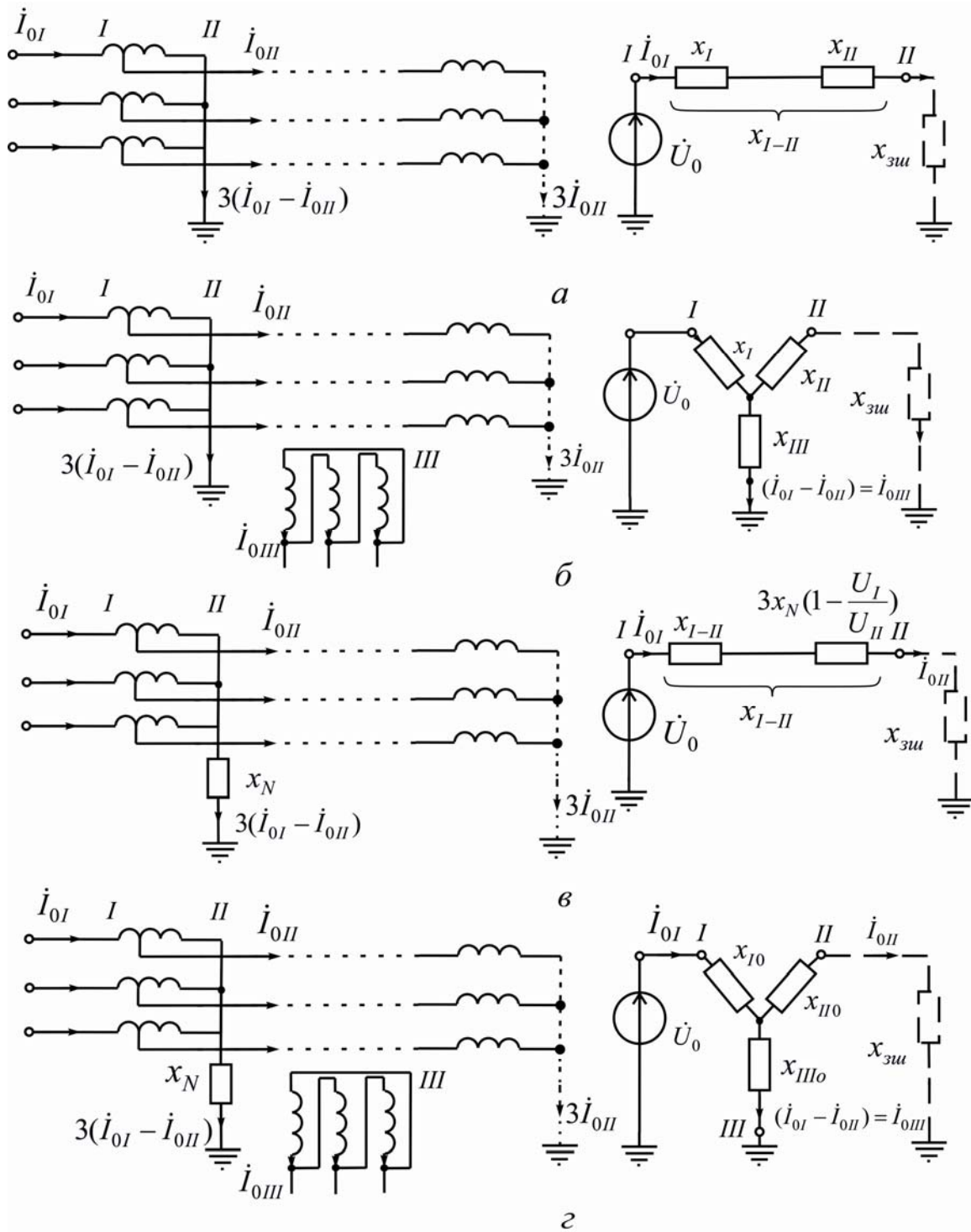


Рис. 6.9. Схеми з'єднання обмоток автотрансформаторів та схеми заміщення нульової послідовності

У зв'язку з тим, що перший доданок $(\dot{U}_{NI} - \dot{U}_{NII}) / \dot{I}_{0I}$ являє собою реактивний опір розсіяння автотрансформатора x_{I-II} , віднесений до ступеня I , а $\dot{U}_{0N} / \dot{I}_{0I}$ за (6.26)

$$\frac{\dot{U}_{0N}}{\dot{I}_{0I}} = 3x_N \left(1 - \frac{\dot{U}_I}{\dot{U}_{II}} \right),$$

отримаємо

$$x'_{I-II} = x_{I-II} + 3x_N \left(1 - \frac{\dot{U}_I}{\dot{U}_{II}} \right)^2. \quad (6.27)$$

Аналогічно для триобмоткового трансформатора (рис. 6.9,2) результуючий опір нульової послідовності між іншими парами його обмоток, також віднесених до ступеня I ,

$$x'_{I-III} = x_{I-III} + 3x_N; \quad (6.28)$$

$$x'_{II-III} = x_{II-III} + 3x_N \left(\frac{\dot{U}_I}{\dot{U}_{II}} \right)^2. \quad (6.29)$$

Для трипроменевої схеми заміщення триобмоткового автотрансформатора за формулами перетворення та за (6.27)–(6.29) визначимо результуючий опір нульової послідовності кожного променя (рис. 6.9,2):

$$\left. \begin{aligned} x_{I0} &= x_I - 3x_N \left(\frac{\dot{U}_I}{\dot{U}_{II}} - 1 \right) \\ x_{II0} &= x_{II} - 3x_N \left(\frac{\dot{U}_I}{\dot{U}_{II}} - 1 \right) \frac{\dot{U}_I}{\dot{U}_{II}} \\ x_{III0} &= x_{III} - 3x_N \frac{\dot{U}_I}{\dot{U}_{II}} \end{aligned} \right\}. \quad (6.30)$$

Схема заміщення нульової послідовності двообмоткового трансформатора із заземленою нейтраллю працює у режимі холостого ходу (струмом нульової послідовності автотрансформатора можна знехтувати, тобто $x_{\mu 0} = \infty$). У триобмотковому ж автотрансформаторі заземлення нейтралі не зумовлює режим холостого ходу для струму нульової послідовності, оскільки наявність третьої обмотки, з'єднаної трикутником, створює умови циркуляції цього струму.

Повітряними лініями струм нульової послідовності циркулює струмоведучими провідниками, заземленими колами (грозозахисні троси, рейкові колії вздовж лінії) та землею. Основні труднощі обчи-

слення значення опору нульової послідовності – в обліку розподілу струму в землі.

Розглянемо однопровідну лінію, для якої зворотним провідником буде земля. Індуктивний опір (Ом/км) такої лінії з достатньою для практики точністю визначається як опір еквівалентної двопровідної лінії “провідник – земля” за формулою

$$x_L = 0,145 \lg(D_3/R_{ек}), \quad (6.31)$$

де $R_{ек}$ – еквівалентний радіус провідника, м; $D_3 = 66,4/\sqrt{f\lambda}$ – глибина закладання зворотного провідника, м.

Для промислової частоти $f = 50 \text{Гц}$ та середнього значення провідності землі $\lambda = 10^{-41} \text{ (Ом} \cdot \text{см)}$, взятого рівним провідності вологої землі, глибина закладання зворотного провідника $D_3 = 935 \text{ м}$ (наближено беруть $D_3 = 1000 \text{ м}$).

Еквівалентний радіус $R_{ек}$ розщепленої фази з n однакових провідників

$$R_{ек} = \sqrt[n]{kR_{np}d_{cp}^{n-1}}, \quad (6.32)$$

де d_{cp} – середня геометрична відстань (м) між n провідниками однієї фази, що визначається кількістю можливих різних відстаней між двома провідниками (число поєднань з n елементів по два, тобто $n(n-1)/2$), при цьому

$$d_{cp} = \frac{n(n-1)}{2} \sqrt{d_{12}d_{13} \dots d_{1n}d_{23}d_{24} \dots d_{2n} \dots d_{(n-1)n}}. \quad (6.33)$$

За одного провідника у фазі ($n = 1$)

$$R_{ек} = kR_{np}, \quad (6.34)$$

де R_{np} – дійсний радіус провідника, м; k – коефіцієнт, що враховує частину магнітного потоку, замкненого через провідник (для суцільних круглих провідників з немагнітного матеріалу $k = 0,779$, для сталю-алюмінієвих провідників $k = 0,724 \dots 0,771$).

Ураховуючи, що незначні зміни коефіцієнта k мало впливають на значення індуктивного опору (6.31) ліній (цей коефіцієнт увійшов до розрахункових виразів для опорів під знаком логарифма), практично можна виходити з середнього значення $k = 0,9$.

У розщепленій фазі ($n \geq 2$) з симетричним розміщенням провідників відповідно до (6.32) та (6.33) отримаємо:

$$\text{при } n = 2 \quad R_{ек} = \sqrt{kR_{np}d}; \quad (6.35)$$

$$\text{при } n = 3 \quad R_{ек} = \sqrt[3]{kR_{np}d^2}; \quad (6.36)$$

$$\text{при } n = 4 \quad R_{ек} = \sqrt[4]{kR_{np}d^3\sqrt{2}}. \quad (6.37)$$

Тут d – крок розщеплення, відстань між найближчими провідниками у фазі, м.

Активний опір лінії “провідник – земля” дорівнює сумі активно-го опору провідника R_{np} (за довідковими даними) та опору r_3 (враховує втрати активної потужності від перебігу струму в землі). Опір r_3 (Ом/км) практично не залежить від провідності землі і його обчислюють за формулою

$$r_3 = \pi^2 f \cdot 10^{-4}. \quad (6.38)$$

При $f = 50$ Гц маємо $r_3 = 0,05$ Ом/км.

Повний опір лінії “провідник – земля” (Ом/км)

$$\underline{Z}_L = R_{np} + r_3 + j0,145 \lg(D_3/(kR_{np})). \quad (6.39)$$

Для лінії з розщепленими провідниками замість R_{np} слід взяти R_{np}/n , а замість $kR_{np} \rightarrow R_{ек}$.

Якщо дві лінії “провідник – земля” пролягають паралельно, то між ними виникає взаємоіндукція. Опір взаємної індукції (Ом/км)

$$\underline{Z}_M = r_3 + j0,145 \lg(D_3/D), \quad (6.40)$$

де D – відстань між осями провідників ліній, м.

Трифазну повітряну лінію без троса можна подати трьома однофазними лініями “провідник–земля”. Власний опір (Ом/км) фази трифазної лінії знаходимо за формулою (6.39). Опір взаємоіндукції між провідниками фаз беремо однакою і визначаємо за (6.40), куди замість D вводимо середньгеометричну відстань між провідниками фаз A , B та C (м)

$$D = D_{cp} = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{CA}}. \quad (6.41)$$

Для лінії з горизонтальним підвішуванням провідників фаз (при симетричному розміщенні крайніх фаз відносно середньої) $D_{cp} = 1,26D_\phi$ (D_ϕ – відстань між сусідніми фазами, м).

Слід відзначити, що значення опору, обчисленого для усереднених відстаней між фазами, відповідають умові повного циклу транспозиції провідників.

У системі фазних координат параметри трифазної лінії можна записати у вигляді матриці повних опорів

$$\underline{Z} = \begin{vmatrix} \underline{Z}_L & \underline{Z}_M & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_L & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_M & \underline{Z}_L \end{vmatrix}. \quad (6.42)$$

Виразимо параметри трифазної лінії у системі симетричних складових координат, для чого запишемо рівняння спаду напруги на фазному опорі ділянки лінії

$$\Delta \vec{U} = \underline{Z} \vec{I}. \quad (6.43)$$

Відповідно до (6.6) та (6.7) спад напруги і струм у фазних та симетричних координат поєднані співвідношеннями

$$\Delta \vec{U} = S \cdot \Delta \vec{U}_S; \quad \vec{I} = S \cdot \vec{I}_S. \quad (6.44)$$

Підставивши ці значення у (6.43) та помноживши отриманий результат зліва на S^{-1} , одержимо

$$\Delta \vec{U}_S = \underline{Z}_S \cdot \vec{I}_S, \quad (6.45)$$

де \underline{Z}_S – матриця повних опорів у системі симетричних координат

$$\begin{aligned} \underline{Z}_S &= S^{-1} \underline{Z} \cdot S = \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \underline{Z}_L & \underline{Z}_M & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_L & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_M & \underline{Z}_L \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} = \\ &= \begin{vmatrix} \underline{Z}_L - \underline{Z}_M & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_L - \underline{Z}_M & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_L + 2\underline{Z}_M \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{Z}_1 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_2 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_0 \end{vmatrix}. \quad (6.46) \end{aligned}$$

Підставивши в (6.46) замість \underline{Z}_L та \underline{Z}_M їх значення з (6.39) і (6.40) з урахуванням D_{cp} та зробивши відповідні перетворення, маємо:

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = R_{np} + j0,145 \lg(D_3 / (kR_{np})); \quad (6.47)$$

$$\underline{Z}_0 = R_{np} + 0,15 + j0,435 \lg(D_3 / (kR_{cp})), \quad (6.48)$$

де R_{cp} – середній геометричний радіус системи трьох провідників

$$R_{cp} = \sqrt[3]{kR_{np}D_{cp}^2}. \quad (6.49)$$

Завдяки тому, що опори \underline{Z}_L та \underline{Z}_M лінії сумірні, опори \underline{Z}_1 і \underline{Z}_0 різко різняться за рахунок опору взаємоіндукції \underline{Z}_M .

Для багатоланцюгових ліній без тросів власний опір фаз та опір взаємоіндукції між фазами кожної лінії на одиницю довжини визначають за тими ж виразами (6.39) та (6.40), що і для одноланцюгової лінії з урахуванням D_{cp} . Крім того, для нульової послідовності береться до уваги взаємна індукція від паралельних ланцюгів. Так, для

двох паралельних ліній без тросів опір взаємоіндукції (Ом/км) між кожним з проводів першої (I) та другої (II) ліній

$$\underline{Z}_{I-II} = r_3 + j0,145 \lg(D_3/D_{I-II}), \quad (6.50)$$

де D_{I-II} – середня геометрична відстань (м) між фазами кіл I і II ліній

$$D_{I-II} = \sqrt[3]{D_{AA'}D_{AB'}D_{AC'}D_{BA'}D_{BB'}D_{BC'}D_{CA'}D_{CB'}D_{CC'}}. \quad (6.51)$$

Матриця опорів двох паралельних ліній має вигляд

$$\underline{Z} = \begin{vmatrix} \underline{Z}_I & \underline{Z}_{I-II} \\ \underline{Z}_{II-I} & \underline{Z}_{II} \end{vmatrix}. \quad (6.52)$$

Субматриці \underline{Z}_I та \underline{Z}_{II} аналогічні матриці (6.42) у фазних координатах, а \underline{Z}_{I-II} та \underline{Z}_{II-I} – квадратні субматриці третього порядку з елементами, вирахованими за (6.50), причому $\underline{Z}_{I-II} = \underline{Z}_{II-I}^T$.

Параметри двох паралельних ліній шукатимемо в системі симетричних координат аналогічно проведеним вище викладкам ((6.43)–(6.46)) для одноланцюгової трифазної лінії, для чого запишемо рівняння спаду напруги на опорі фаз одиниці довжини ділянки дволанцюгової трифазної лінії:

$$\begin{vmatrix} \Delta \vec{U}_I \\ \Delta \vec{U}_{II} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{Z}_I & \underline{Z}_{I-II} \\ \underline{Z}_{II-I} & \underline{Z}_{II} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \vec{I}_I \\ \vec{I}_{II} \end{vmatrix}, \quad (6.53)$$

де $\Delta \vec{U}_I = \begin{vmatrix} \Delta \dot{U}_{IA} & \Delta \dot{U}_{IB} & \Delta \dot{U}_{IC} \end{vmatrix}$ – вектор-стовпець спаду напруги на ділянці I -ї лінії; $\Delta \vec{U}_{II} = \begin{vmatrix} \Delta \dot{U}_{IIA} & \Delta \dot{U}_{IIB} & \Delta \dot{U}_{IIC} \end{vmatrix}$ – вектор-стовпець спаду напруги на ділянці II -ї лінії; $\vec{I}_I = \begin{vmatrix} \vec{I}_{IA} & \vec{I}_{IB} & \vec{I}_{IC} \end{vmatrix}$ та $\vec{I}_{II} = \begin{vmatrix} \vec{I}_{IIA} & \vec{I}_{IIB} & \vec{I}_{IIC} \end{vmatrix}$ – вектори-стовпці струмів I -ї та II -ї ліній.

З (6.53) матимемо два матричних рівняння:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \vec{U}_I &= \underline{Z}_I \vec{I}_I + \underline{Z}_{I-II} \vec{I}_{II} \\ \Delta \vec{U}_{II} &= \underline{Z}_{II-I} \vec{I}_I + \underline{Z}_{II} \vec{I}_{II} \end{aligned} \right\} \quad (6.54)$$

Відобразимо напруги та струми у симетричних координатах і помножимо отримані рівняння на S^{-1} зліва:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \vec{U}_{IS} &= \underline{Z}_{IS} \vec{I}_I + \underline{Z}_{I-II S} \vec{I}_{II} \\ \Delta \vec{U}_{IIS} &= \underline{Z}_{II-I S} \vec{I}_I + \underline{Z}_{IIS} \vec{I}_{II} \end{aligned} \right\} \quad (6.55)$$

де

$$\underline{Z}_{I S} = S^{-1} \underline{Z}_I \cdot S = \begin{vmatrix} \underline{Z}_{I1} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{I2} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{I0} \end{vmatrix}; \quad (6.56)$$

$$\underline{Z}_{II S} = S^{-1} \underline{Z}_{II} \cdot S = \begin{vmatrix} \underline{Z}_{II1} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{II2} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{II0} \end{vmatrix}; \quad (6.57)$$

$$\underline{Z}_{I-II S} = S^{-1} \underline{Z}_{I-II} \cdot S = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3\underline{Z}_{I-II} \end{vmatrix}. \quad (6.58)$$

Елементи матриць (6.56) та (6.57) визначимо за (6.47) і (6.48), а елементи матриці (6.58) – за (6.50). Запишемо розгорнено перше рівняння (6.55):

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{I1} &= \underline{Z}_{I1} \dot{I}_{I1} \\ \Delta \dot{U}_{I2} &= \underline{Z}_{I2} \dot{I}_{I2} \\ \Delta \dot{U}_{I0} &= \underline{Z}_{I0} \dot{I}_{I0} + 3\underline{Z}_{I-II} \dot{I}_{II0} \end{aligned} \right\}. \quad (6.59)$$

Аналізуючи останні вирази, бачимо: паралельна лінія впливає лише на параметри схеми заміщення нульової послідовності. Це пояснюється тим, що оскільки фазні струми прямої (зворотної) послідовності складають зрівноважену систему векторів, їх результуючі магнітні поля дорівнюють нулю. Результуюче магнітне поле, створюване струмом нульової послідовності трьох фаз ліній, не дорівнює нулю й спрямоване у той же бік, що й магнітне поле, утворене струмом нульової послідовності паралельної лінії. Результуюче магнітне поле зростає. У зв'язку з цим параметри схем заміщення нульової послідовності обох ліній також змінюються.

Третє рівняння системи (6.59) можна переписати так:

$$\Delta \dot{U}_{I0} = (\underline{Z}_{I0} - 3\underline{Z}_{I-II}) \dot{I}_{I0} + 3\underline{Z}_{I-II} (\dot{I}_{II0} + \dot{I}_{I0}). \quad (6.60)$$

Позначимо

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{I-II0} &= r_{I-II0} + jx_{I-II0} = 3\underline{Z}_{I-II} = \\ &= 0,15 + j0,435 \lg(D_3/D_{I-II}). \end{aligned} \quad (6.61)$$

Взаємоіндукція виявляється особливо помітною, коли обидва ланцюги ЛЕП розташовані на одній опорі; значення x_{I-II0} при цьому перебуває у межах 0,9...1,0 Ом/км. У разі збільшення відстані між лініями значення взаємоіндукції, а отже і x_{I-II0} – зменшуються і з відс-

тані $D_{I-II} \geq 500 \text{ м}$ ними можна нехтувати. Виразу (6.60) відповідає схема заміщення рис. 6.10,а. Опір взаємної індукції вмикається на суму (різницю) струмів двох кіл. На рис. 6.10,б зображена схема заміщення двох паралельних ліній для розрахунку КЗ на одній з них. Таку схему можна отримати, якщо розбити паралельні лінії на дві ділянки і до кожної з них застосувати схему рис. 6.10,а. На схемі рис. 6.10,б через n та $1-n$ позначена відстань від точки КЗ до вузлів M та N .

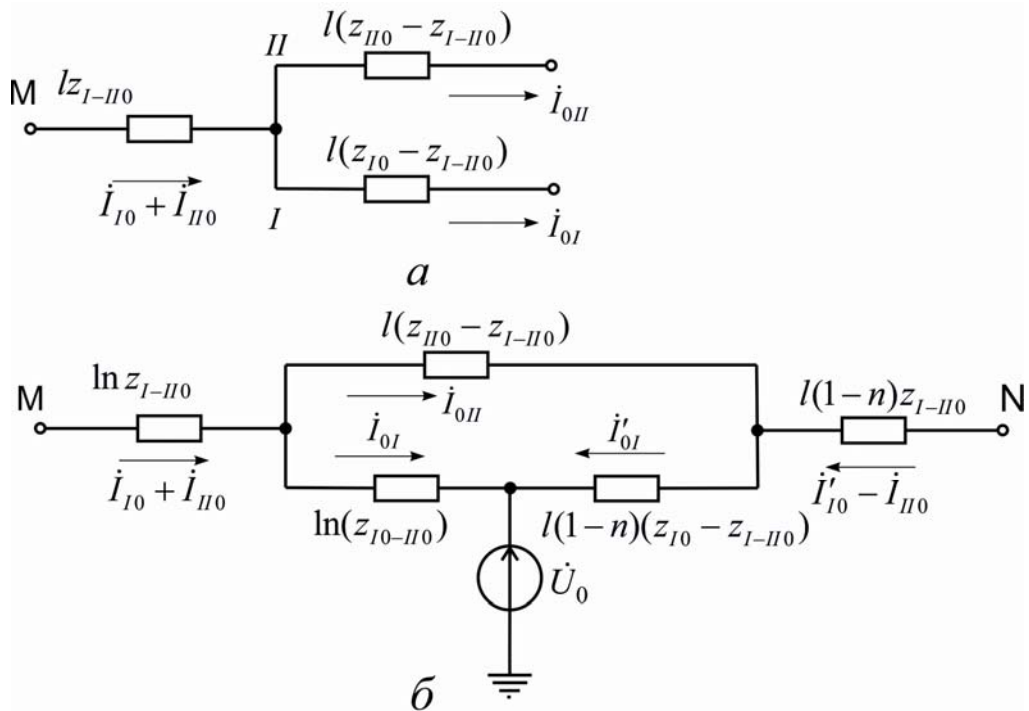


Рис. 6.10. Схеми заміщення нульової послідовності дво-ланцюгової лінії електропередачі для випадків, коли ланцюги: а – з'єднані на одному кінці; б – мають дві спільні точки КЗ на одному з ланцюгів

Трапляється, що паралельні лінії з однаковими параметрами працюють на спільні шини, тобто $\underline{Z}_{II0} = \underline{Z}_{I0}$; $\Delta \dot{U}_{I0} = \Delta \dot{U}_{II0}$; $\dot{I}_{I0} = \dot{I}_{II0}$.

Результуючий опір таких ліній

$$\underline{Z}_0 = (\underline{Z}_{I0} + \underline{Z}_{I-II0})/2. \quad (6.62)$$

Складніші випадки наведено у [35].

Оцінимо вплив тросів на значення опору нульової послідовності повітряної лінії. Троси використовують як засоби захисту від грози, розміщуючи їх у верхній частині опори. До останнього часу троси за-

землювали практично на кожній опорі. У короткозамкнених контурах, що утворюються при цьому, можливий перебіг наведених струмів. Останні – малі під час перебігу лінією зрівноваженої системи фазних струмів, внаслідок чого опір прямої (зворотної) послідовності по суті не залежить від наявності заземлених тросів. Значення наведених струмів можуть бути значними при перебігу лінією струму нульової послідовності.

Для повітряних ліній (переважно великої протяжності) стали застосовувати інший підхід щодо заземлення грозозахисних тросів. Троси підвішують на ізоляторах й розрізають на ділянки. З одного кінця кожної з них троси заземлюють, а з другого залишають між тросом на землю іскровий проміжок, пробій якого відбувається у разі виникнення перенапруги. Так заземлені троси, по суті, не впливають на опір нульової послідовності повітряних ліній.

Власний опір заземленого з двох кінців троса можна визначити, якщо його розглядати як незалежну однопровідну лінію “провідник–земля”. Аналогічно з (6.39) при $f = 50$ Гц повний опір троса (Ом/км)

$$\underline{Z}_{T0} = r_T + 0,05 + j0,145 \lg(D_3/R_{Tек}), \quad (6.63)$$

де r_T – активний опір троса, а $R_{Tек}$ – його еквівалентний радіус.

Опір взаємоіндукції (Ом/км) між проводом та тросом за (6.40)

$$\underline{Z}_{ПТ} = 0,05 + j0,145 \lg(D_3/D_{ПТ}), \quad (6.64)$$

де $D_{ПТ}$ – середня геометрична відстань між провідниками лінії та тросом

$$D_{ПТ} = \sqrt[3]{D_{AT}D_{BT}D_{CT}}. \quad (6.65)$$

Матриця опору лінії з одним тросом

$$\underline{Z}^T = \begin{vmatrix} \underline{Z} & \underline{Z}_{ПТ} \\ \underline{Z}_{ПТ} & \underline{Z}_{T0} \end{vmatrix}, \quad (6.66)$$

де \underline{Z} – субматриця власних та взаємних опорів провідників, аналогічна матриці (6.42); $\underline{Z}_{ПТ}$ – субматриця взаємних опорів між провідниками і тросом, елементи якої обчислюємо за (6.64), причому $\underline{Z}_{ПТ} = \underline{Z}_{ПТ}^T$; \underline{Z}_{T0} – опір троса, обчислюваний за (6.63).

Рівняння рівноваги спаду напруги для групи елементів – три фази і трос:

$$\begin{vmatrix} \Delta \vec{U} \\ \Delta \vec{U}_T \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{Z} & \underline{Z}_{ПТ} \\ \underline{Z}_{ПТ} & \underline{Z}_{T0} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \vec{I} \\ \vec{I}_T \end{vmatrix}, \quad (6.67)$$

де $\Delta \vec{U} = \begin{vmatrix} \Delta \dot{U}_A & \Delta \dot{U}_B & \Delta \dot{U}_C \end{vmatrix}^T$ – вектор-стовпець спаду напруги на ділянці повітряної лінії; $\Delta \vec{U}_T$ – одномірний вектор спаду напруги на тросі; $\vec{I} = \begin{vmatrix} \vec{I}_A & \vec{I}_B & \vec{I}_C \end{vmatrix}^T$ – вектор-стовпець струмів фаз лінії; \vec{I}_T – одномірний вектор струму троса.

Запишемо рівняння (6.67) двома матричними рівняннями:

$$\Delta \vec{U} = \underline{Z} \vec{I} + \underline{Z}_{\Pi T} \vec{I}_T; \quad (6.68)$$

$$\Delta \vec{U}_T = \underline{Z}_{T \Pi} \vec{I} + \underline{Z}_{T0} \vec{I}_T. \quad (6.69)$$

Через те, що трос з обох кінців заземлений, $\Delta \vec{U}_T = 0$. З рівняння (6.69) знаходимо

$$\vec{I}_T = -\underline{Z}_{T0}^{-1} \underline{Z}_{T \Pi} \vec{I}. \quad (6.70)$$

Отримане значення струму підставляємо у (6.68), тому маємо

$$\Delta \vec{U} = \underline{Z}_{\Pi}^T \vec{I} = (\underline{Z} - \underline{Z}_{\Pi T} \underline{Z}_{T0}^{-1} \underline{Z}_{T \Pi}) \vec{I}. \quad (6.71)$$

Матрицю \underline{Z}_{Π}^T власних та взаємних опорів проводів з урахуванням троса можна одержати вилученням рядка та стовпця з індексом "T" і перерахунком решти елементів матриці (6.66) за формулою

$$\underline{Z}_{ij}^T = \underline{Z}_{ij} - \underline{Z}_{jT} \underline{Z}_{Ti} / \underline{Z}_{T0}, \quad (6.72)$$

де i – індекс рядка; j – індекс стовпця.

Нова матриця:

$$\underline{Z}_{\Pi}^T = \begin{vmatrix} \underline{Z}_L - \frac{\underline{Z}_{\Pi T}^2}{\underline{Z}_{T0}} & \underline{Z}_M - \frac{\underline{Z}_{\Pi T}^2}{\underline{Z}_{T0}} & \underline{Z}_M - \frac{\underline{Z}_{\Pi T}^2}{\underline{Z}_{T0}} \\ \underline{Z}_M - \frac{\underline{Z}_{\Pi T}^2}{\underline{Z}_{T0}} & \underline{Z}_L - \frac{\underline{Z}_{\Pi T}^2}{\underline{Z}_{T0}} & \underline{Z}_M - \frac{\underline{Z}_{\Pi T}^2}{\underline{Z}_{T0}} \\ \underline{Z}_M - \frac{\underline{Z}_{\Pi T}^2}{\underline{Z}_{T0}} & \underline{Z}_M - \frac{\underline{Z}_{\Pi T}^2}{\underline{Z}_{T0}} & \underline{Z}_L - \frac{\underline{Z}_{\Pi T}^2}{\underline{Z}_{T0}} \end{vmatrix}. \quad (6.73)$$

Знайдемо симетричні складові опору трифазної лінії з одним тросом. Аналогічно з (6.46) запишемо матрицю опорів послідовностей:

$$\begin{aligned}
\underline{Z}_S^T &= S^{-1} \underline{Z}_\Pi^T \cdot S = \begin{vmatrix} \underline{Z}_1^T & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_2^T & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_0^T \end{vmatrix} = \\
&= \begin{vmatrix} \underline{Z}_L - \underline{Z}_M & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_L - \underline{Z}_M & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_L + 2\underline{Z}_M - 3\underline{Z}_{\Pi T}^2 / \underline{Z}_{T0} \end{vmatrix} = \\
&= \begin{vmatrix} \underline{Z}_1 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_2 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_0 - 3\underline{Z}_{\Pi T}^2 / \underline{Z}_{T0} \end{vmatrix}. \tag{6.74}
\end{aligned}$$

Заземлений з обох кінців трос впливає тільки на параметри нульової послідовності. Оскільки напрям струму в тросі протилежний струму у фазах, результуюче магнітне поле послаблюється, а, отже, значення індуктивного опору нульової послідовності зменшується. Щодо впливу троса на активний опір нульової послідовності ліній, то цей вплив залежить від аргументів повних опорів \underline{Z}_0 , \underline{Z}_{T0} , $\underline{Z}_{\Pi T}$.

Опір нульової послідовності лінії електропередачі з двома тросами можна визначити, замінивши їх одним еквівалентним, середній геометричний радіус якого

$$R_{T\text{cp}} = \sqrt{R_{T\text{ек}} D_T}, \tag{6.75}$$

де D_T – відстань між тросами, м.

Власний електричний опір еквівалентного троса (Ом/км)

$$\underline{Z}_{T0\text{ек}} = r_T / 2 + j0,05 + j0,145 \lg(D_3 / R_{T\text{ек}}). \tag{6.76}$$

Опір взаємоіндукції між провідником лінії та еквівалентним тросом (Ом/км)

$$\underline{Z}_{\Pi T} = 0,05 + j0,145 \lg(D_3 / D_{\Pi T\text{cp}}), \tag{6.77}$$

де $D_{\Pi T\text{cp}}$ – середня геометрична відстань між фазними провідниками і тросами (м)

$$D_{\Pi T\text{cp}} = \sqrt[6]{D_{AT1} D_{BT1} D_{CT1} D_{AT2} D_{BT2} D_{CT2}}. \tag{6.78}$$

Опір окремих послідовностей повітряних ліній без урахування тросів знаходять за формулами (6.47) та (6.48). Отримані значення опорів \underline{Z}_1 , \underline{Z}_2 , \underline{Z}_0 , $\underline{Z}_{T0\text{ек}}$, $\underline{Z}_{\Pi T}$ використовують для одержання елементів матриці (6.74) з урахуванням тросів. На параметри схем заміщення прямої та зворотної послідовностей троси не впливають.

У наближених розрахунках середні значення співвідношень між індуктивними опорами x_0 / x_1 для ПЛ можна вважати такими:

Одноланцюгова ЛЕП 110...220 кВ без троса або із сталевим тросом	3,5
Те ж із заземленим, добре провідним тросом	2,0
Дволанцюгова ЛЕП 110...220 кВ без тросів або із сталевими тросами	5,5
Те ж із заземленими, добре провідними тросами	3,0
Одинична ЛЕП 330 кВ	4,1
Одинична ЛЕП 500 кВ	4,2
Дві паралельні ЛЕП 330 кВ по одній трасі	5,9
Дві паралельні ЛЕП 500 кВ по одній трасі	6,2

Ємнісний опір лінії визначають урахуванням питомого опору (Ом/км) та повної довжини лінії (км).

Для кабельних ліній опір прямої (зворотної) послідовності можна визначити так само, як і для повітряної лінії. Індуктивний опір кабельних ліній значно менший індуктивного повітряної лінії через менші відстані між фазами. Ємнісна провідність кабельних ліній більша, ніж повітряних, що зумовлене меншими відстанями та високим значенням діелектричної провідності ізоляції.

Оболонка кабелю, як правило, заземлена на його кінцях та муфтах. Для перебігу струму нульової послідовності вона утворює вітки, паралельні землі. У цьому відношенні вплив оболонки кабелю аналогічний заземленим тросам повітряної лінії. На розподіл струму між оболонкою та землею істотно впливає не лише власний опір оболонки, а й опір її заземлень, значення яких залежать від прокладки кабелю (траншея, блоки і т.п.) та інших чинників, що утруднює достовірне прорахування значення \underline{Z}_0 кабелю.

В орієнтовних розрахунках для трижильних кабелів беруть $r_0 \approx 10r_1$; $x_0 = (3,5...4,6)x_1$, а для одножильних – $x_0 = (0,8...1,0)x_1$. Ємнісний опір кабелю визначають з урахуванням питомого опору (Ом/км) та довжини.

Для отримання надійних даних щодо \underline{Z}_0 кабелю необхідно провести відповідні заміри у реальних умовах.

6.6. Схеми заміщення для окремих послідовностей

Під час розрахунку будь-якого режиму з несиметричним пошкодженням методом симетричних складових початковим етапом вважається складання схем заміщення, а у загальному випадку – для всіх послідовностей: прямої, зворотної та нульової. Схеми заміщення окремих послідовностей містять еквіваленти елементів мережі, якими при даній несиметрії перебігає струм відповідної послідовності. Параметри еквівалентів схем заміщення окремих послідовностей відображають, звівши їх відповідно до напруги основного ступеня або базисних умов в іменованих чи відносних одиницях виміру. При аналітичному вирішенні завдання за цими схемами знаходять результуючий опір кожної послідовності відносно місця, де сталася несиметрія. Для схеми заміщення прямої послідовності виявляють також результуючу е.р.с.

Схема заміщення для прямої послідовності повинна містити еквіваленти всіх елементів розрахункової схеми електроустановки, якими перебігає струм прямої послідовності. Синхронні генератори, компенсатори і синхронні та асинхронні двигуни, які належить урахувати, під час обчислення початкового значення струму несиметричного КЗ вводять до схеми заміщення прямої послідовності надперехідними е.р.с. і опорами. Решту елементів подають до схеми заміщення у вигляді тільки електричних опорів.

Схема заміщення для зворотної послідовності за структурою аналогічна схемі заміщення для прямої послідовності, оскільки струми прямої та зворотної послідовностей перебігають одними й тими ж шляхами. Щоб отримати схему заміщення зворотної послідовності, треба перетворити схему заміщення прямої послідовності – е.р.с. усіх генеруючих джерел взяти рівними нулю, а індуктивний опір синхронних машин та навантажень замінити індуктивним опором зворотної послідовності цих елементів. У спрощених практичних розрахунках допускається брати рівність опорів елементів у схемах прямої та зворотної послідовностей.

Початком схеми заміщення для зворотної послідовності вважають точку нульового потенціалу всіх генеруючих та навантажувальних віток. Кінцем схеми заміщення для зворотної послідовності визнають точку, де виникла зазначена несиметрія. До кінця схем заміщення прикладені напруги відповідних послідовностей.

Схема заміщення для нульової послідовності різниться від схем заміщення інших послідовностей, адже струм нульової послідовності перебігає шляхами, відмітними від шляхів перебігу струмів симетричних режимів. Тому схема заміщення для нульової послідовності значною мірою визначається схемами з'єднання обмоток трансформаторів та автотрансформаторів і станом їх нейтралей (рис. 6.7 та 6.9).

Складання названої схеми заміщення розпочинають від точки, де виникла несиметрія, вважаючи, що саме в ній прикладена напруга нульової послідовності. Залежно від виду несиметрії цю напругу прикладають відносно землі (поперечна несиметрія, рис. 6.11,*а*) або послідовно у точку розсічення фазних проводів (поздовжня несиметрія, рис. 6.11,*б*). Далі у межах кожного електрично зв'язаного кола виявляють можливі шляхи циркуляції струмів нульової послідовності.

Джерело напруги нульової послідовності \dot{U}_{k0} ввімкнено відносно землі у місці пошкодження. У разі відсутності ємнісної провідності на землю для циркуляції струму нульової послідовності необхідна щонайменше одна заземлена нейтраль у тому ж електрично зв'язаному колі. При кількох заземлених нейтралях у цьому колі утворюються відповідно паралельні контури циркуляції струму нульової послідовності.

Внаслідок поздовжньої несиметрії, коли напруга нульової послідовності введена у фазні проводи послідовно, циркуляція струму нульової послідовності можлива навіть при відсутності заземлених нейтралей, якщо існує контур його перебігу. З відсутністю такого контура перебіг струму нульової послідовності у зазначених умовах тоді можливий, коли в тому ж електрично зв'язаному колі існують заземлені нейтралі з обох боків місця прикладання напруги нульової послідовності $\Delta\dot{U}_{L0}$.

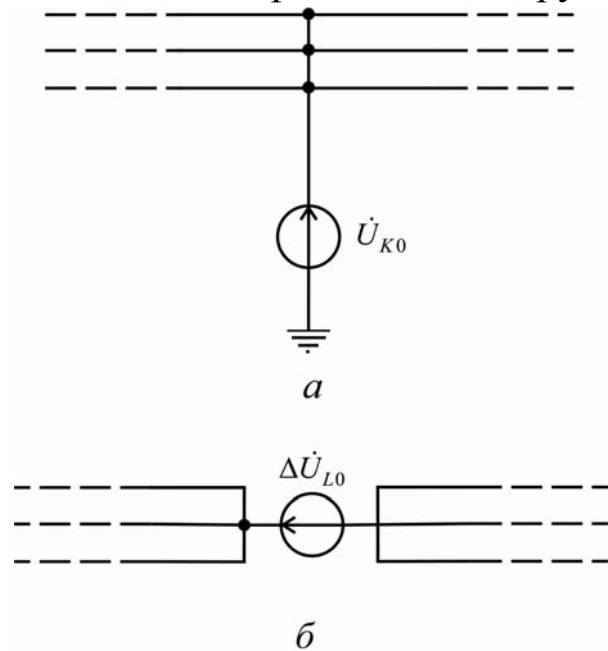


Рис. 6.11. Ввімкнення джерела напруги нульової послідовності: *а* – при поперечній несиметрії; *б* – при поздовжній несиметрії

Під час складання схеми заміщення для нульової послідовності керуються такими обставинами:

- якщо обмотка трансформатора з боку несиметричного пошкодження з'єднана на трикутник чи зірку з незаземленою нейтраллю, то трансформатор та елементи, що за ним (до точки пошкодження), не треба вводити до схеми заміщення;
- якщо обмотки трансформатора сполучені за схемою Y_0 / Δ , причому обмотка, з'єднана на зірку із заземленою нейтраллю, звернена в бік несиметричного пошкодження, то до схеми заміщення слід вводити лише елементи, ввімкнені між точкою пошкодження та трансформатором, а також сам трансформатор;
- якщо декілька повітряних ліній електропередачі прокладені однією трасою, то необхідно враховувати взаємодукцію між лініями, використовуючи схеми заміщення із [17, 35];
- якщо нейтраль трансформатора (генератора, двигуна, навантаження) заземлена через елемент, то до схеми заміщення еквівалент слід вводити потроєним значенням опору цього елемента. Схему заміщення складають для однієї фази, а через опір нейтралі перебігає сума струмів нульової послідовності від усіх трьох фаз. Щоб визначити дійсний спад напруги в нейтралі, збільшують утричі опір.

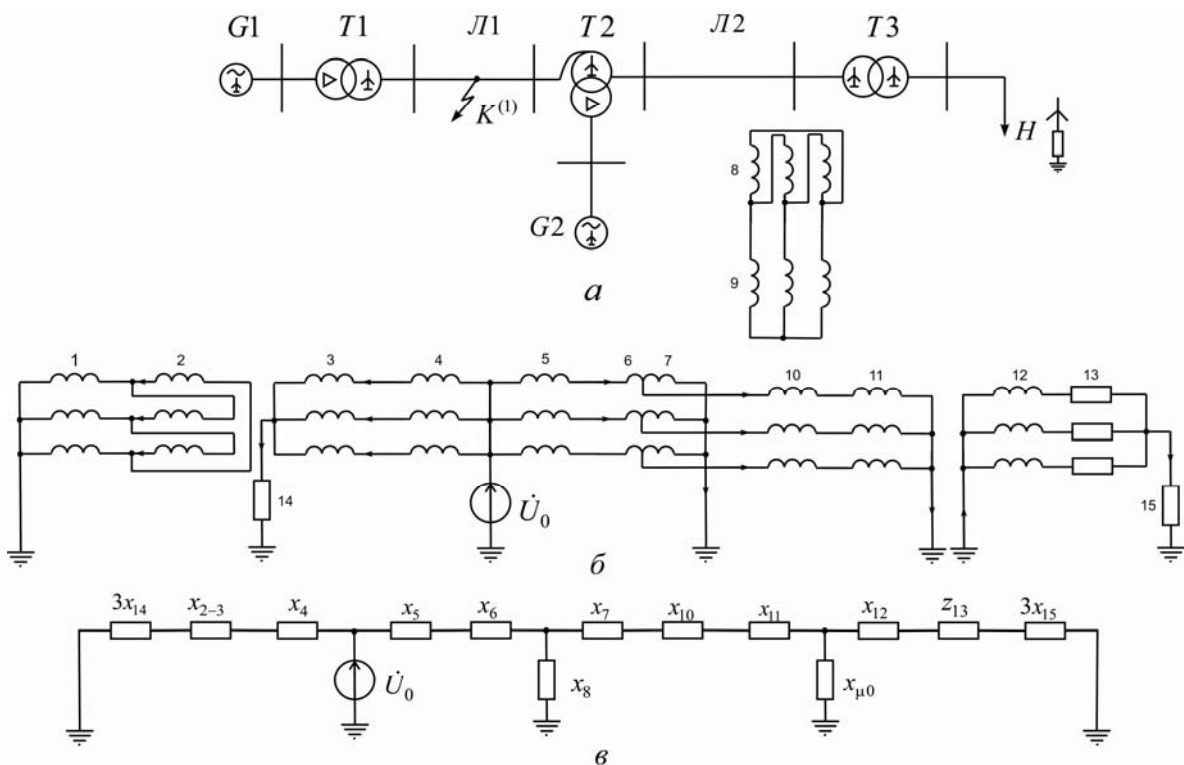


Рис. 6.12. Приклад схеми заміщення для нульової послідовності при поперечній несиметрії: *a* – розрахункова схема; *б* – схема заміщення в трифазному виконанні; *в* – схема заміщення нульової послідовності

На рис. 6.12 – приклад складання схеми заміщення для нульової послідовності у випадку, коли напруга нульової послідовності виникає між проводами та землею (поперечна несиметрія). Стрілками позначені шляхи циркуляції струму нульової послідовності за даних умов. Обмотки трансформаторів, автотрансформаторів та інші елементи схеми під порядковими номерами збережені у позначеннях елементів схеми заміщення для нульової послідовності (рис. 6.12,в). Автотрансформатор подано повною схемою заміщення, оскільки у колі $СН$ автотрансформатора наявний шлях для струму нульової послідовності. Циркуляція струму нульової послідовності в обмотці $I2$ трансформатора $T3$ забезпечена заземленою нейтраллю навантаження. Цей трансформатор передбачається тристержневим, тому врахований його опір намагнічування нульової послідовності. Для інших трансформаторів та автотрансформатора дані про їх конструкцію практично не потрібні, адже вони мають з'єднані трикутником обмотки. Якщо припустити, що напруга нульової послідовності прикладена у місце розсічення проводів в тій самій точці, то схема заміщення для нульової послідовності залишиться тією ж, але її результуючий опір буде зовсім іншим.

У зв'язку з тим, що взаємоіндукція нульової послідовності між паралельними ланцюгами ПЛ може впливати досить суттєво, це слід ураховувати при складанні схеми заміщення для нульової послідовності шляхом введення відповідних опорів.

6.7. Результуючі електрорушійна сила та опір схем заміщення для окремих послідовностей

При розрахунку режимів з несиметричними пошкодженнями результуючий опір схем заміщення для окремих послідовностей визначають відносно місця виникнення несиметрії. Схеми заміщення перетворюють за вищевикладеними рекомендаціями. Треба мати на увазі принципову відмінність у перетворенні схем заміщення за поперечної та поздовжньої несиметріями. Різницю можна прослідкувати на прикладі конкретної схеми (рис. 6.13,а), всі елементи якої пронумеровані та їх номери збережені для окремих послідовностей при позначенні відповідних елементів у схемах заміщення.

За поперечної несиметрії у точці M схема заміщення для прямої послідовності має вигляд рис. 6.13,б. Послідовно з'єднані в ній елементи 1 та 2 , а також 5 і 6 позначені відповідно номерами 8 і 9 . Для

визначення результуючої е.р.с. та опору відносно точки M вітку 9 з $\dot{E} = 0$ і вітку, отриману складанням елемента 8 з паралельно з'єднаними елементами 3, 4 та е.р.с. \dot{E}_1 , достатньо замінити однією еквівалентною (рис. 6.13,б). Схема заміщення для зворотної послідовності аналогічна за винятком відсутності в ній е.р.с. джерел. Схему заміщення для нульової послідовності (рис. 6.13,г) також легко перетворити на еквівалентну послідовним та паралельним додаванням опору віток.

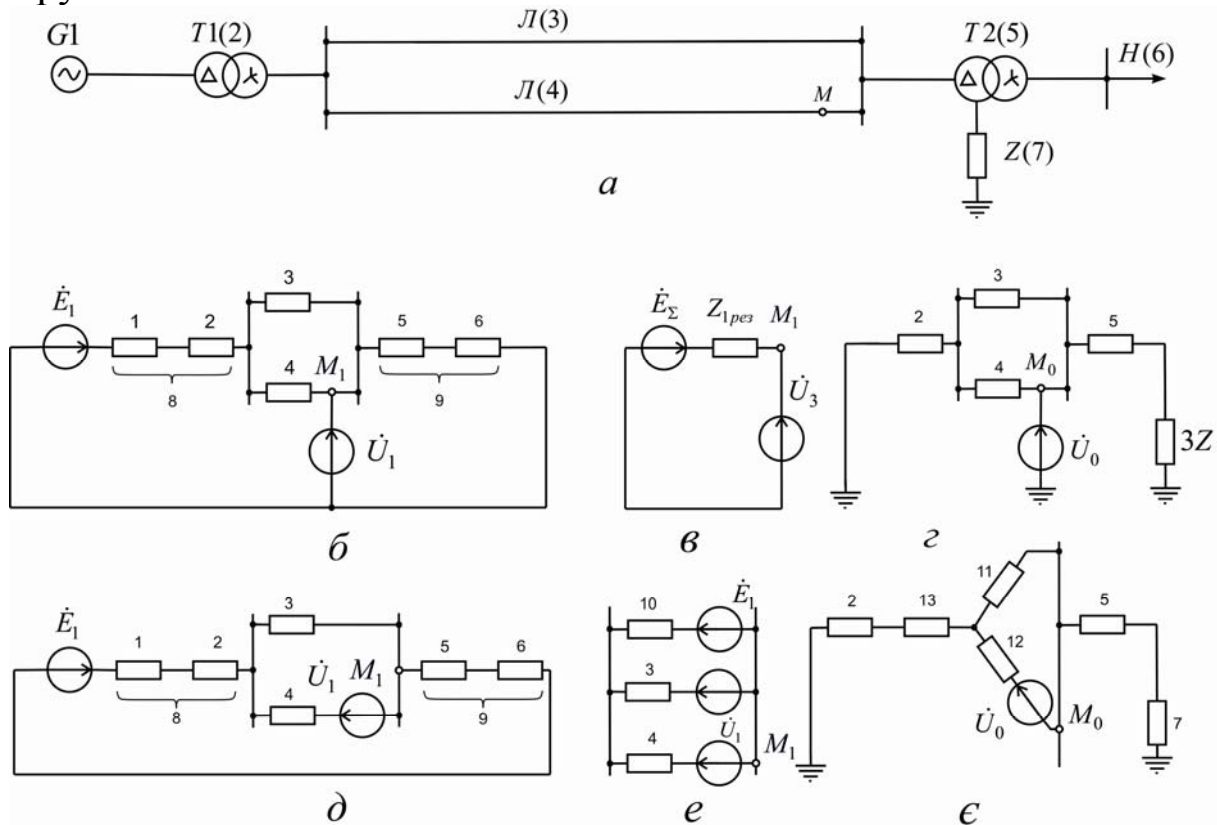


Рис. 6.13. Приклад схем заміщення окремих послідовностей та визначення результуючих е.р.с. і опору: *а* – розрахункова схема; (*б-г*) – поперечна несиметрія в точці M ; (*д-е*) – поздовжня несиметрія в точці M

Нехай тепер у точці M сталася поздовжня несиметрія. Тоді напруга прямої послідовності повинна бути введена у місце розсічення ланцюга елемента 4 (рис. 6.13,д). Для визначення результуючих е.р.с. і опору відносно точки M спочатку треба послідовно скласти елементи 8 та 9. Потім утворену вітку 10 з е.р.с. \dot{E}_1 та вітку 3 (рис. 6.13,е) замінити еквівалентною, що дасть шукану результуючу е.р.с. відносно точки M , а для знаходження результуючого опору відносно тієї ж точки до опору отриманої еквівалентної вітки достатньо додати опір елемента 4. Схема заміщення для зворотної послідовності аналогічна

схемі рис. 6.13,д, на якій відсутня лише е.р.с. джерела. Її результуючий опір знаходиться аналогічно.

До схеми заміщення для нульової послідовності (рис. 6.13,є) дволанцюгова лінія введена трипроменевою схемою заміщення з елементами 11...13, щоб урахувати взаємоіндукцію між ланцюгами, які тепер у різних умовах. Для визначення результуючого опору опір елемента 11 треба скласти паралельно з сумою опорів елементів 2, 13, 5 та 7 (в останнього – потроєне значення) й до результату додати опір елемента 12.

Співвідношення між значеннями результуючих опорів однойменної послідовності при поперечній та поздовжній несиметриях в одній і тій же точці можуть бути найрізноманітнішими залежно від характеру, місця несиметрії та інших чинників.

Контрольні запитання

1. Основні позитивні властивості методу симетричних складових. Чому режими з несиметричними пошкодженнями можна розраховувати за однією (особливою) фазою?
2. Суть основних положень методу симетричних складових.
3. У чому суть розрахунку режимів з несиметричними пошкодженнями за методом симетричних складових?
4. Як розкласти систему несиметричних векторів на три симетричні системи?
5. Як за довільно побудованими симетричними системами векторів (прямою, зворотною та нульовою послідовностями) отримати несиметричну систему?
6. Опір прямої, зворотної та нульової послідовностей елементів короткозамкненого кола.
7. Чому опір зворотної послідовності обертових машин різниться від опору прямої послідовності?
8. Чому для одного й того ж елемента різні значення опору прямої Z_1 , зворотної Z_2 та нульової Z_0 послідовностей?
9. Як визначити опір нульової послідовності дво- та триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів?
10. Чим пояснити, що опір на фазу для нульової послідовності тристерженового трансформатора не дорівнює опору на фазу для прямої послідовності Z_1 , але $Z_1 = Z_2$, де Z_2 – опір на фазу для зворотної послідовності?
11. У чому полягає вплив грозозахисного троса на опір нульової послідовності повітряної лінії?
12. Схеми заміщення для різних послідовностей короткозамкненого кола при несиметричних КЗ.

13. Особливості схеми заміщення для нульової послідовності.
14. Результируючий опір схем заміщення для окремих послідовностей.

Теми рефератів

1. Застосування методу симетричних складових при аналізі та розрахунку несиметричних КЗ.
2. Опір прямої, зворотної та нульової послідовностей різних елементів.
3. Складання схем заміщення для нульової послідовності та їх особливості.
4. Схеми заміщення для нульової послідовності паралельних ліній електропередач.
5. Аналіз причин і наслідків виникнення несиметричних замикань в електричних мережах.
6. Побудова векторних діаграм при несиметричних замиканнях в електричних мережах.

Розділ 7. ПОПЕРЕЧНА НЕСИМЕТРІЯ

7.1. Початкові положення

Під час розрахунку одноразової поперечної несиметрії за методом симетричних складових співвідношення між симетричними складовими струмів та напруг окремих послідовностей для особливої фази A , відповідно до рівняння (6.9), можуть бути подані системою рівнянь:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{к A1} &= \dot{E}_{A\Sigma} - \underline{Z}_{1рез} \dot{I}_{к A1} \\ \dot{U}_{к A2} &= 0 - \underline{Z}_{2рез} \dot{I}_{к A2} \\ \dot{U}_{к A0} &= 0 - \underline{Z}_{0рез} \dot{I}_{к A0} \end{aligned} \right\} \quad (7.1)$$

Система (7.1) містить шість невідомих $\dot{I}_{к A1}$; $\dot{I}_{к A2}$; $\dot{I}_{к A0}$; $\dot{U}_{к A1}$; $\dot{U}_{к A2}$; $\dot{U}_{к A0}$. Для їх визначення необхідно додатково скласти ще три рівняння на основі граничних умов, що характеризують конкретний вид несиметрії.

Розрахункова схема зазначеної вище несиметрії у довільному місці трифазної електричної мережі загалом зображується як приєднання у цьому місці відгалуження з неоднакових опорів у фазах (рис. 7.1). Коли фази A , B та C замикаються між собою опорами \underline{Z}_A , \underline{Z}_B , \underline{Z}_C та на землю через загальний опір \underline{Z} , то з такої моделі можна отримати несиметричне коротке замикання будь-якого виду, вважаючи значення частини опорів рівними нулю або нескінченними. Коротке замикання міститься на відгалуженні. Струми та напруги на відгалуженні – це струми та напруги у місці КЗ, сполучені між собою матричним рівнянням, що описує граничні умови

$$\vec{U}_к = \underline{Z} \vec{I}_к, \quad (7.2)$$

де $\vec{U}_к = |\dot{U}_A \ \dot{U}_B \ \dot{U}_C|^T$; $\vec{I}_к = |\dot{I}_A \ \dot{I}_B \ \dot{I}_C|^T$ – вектори-стовпці напруг та струмів у місці КЗ; \underline{Z} – матриця опорів:

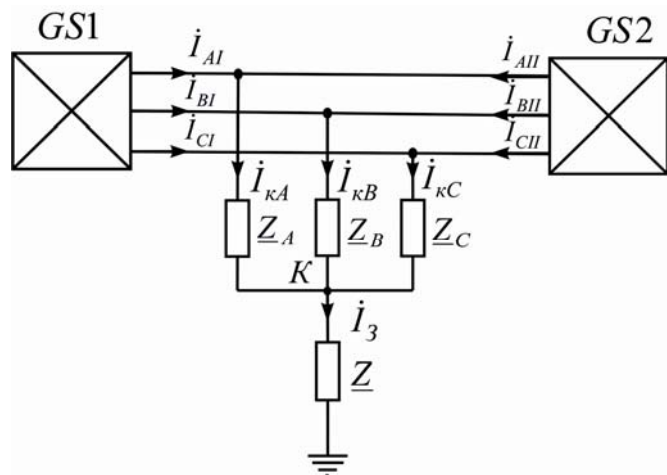


Рис. 7.1. Розрахункова схема одноразової поперечної несиметрії в трифазній системі напруг

$$\underline{Z} = \begin{vmatrix} \underline{Z}_A + \underline{Z} & \underline{Z} & \underline{Z} \\ \underline{Z} & \underline{Z}_B + \underline{Z} & \underline{Z} \\ \underline{Z} & \underline{Z} & \underline{Z}_C + \underline{Z} \end{vmatrix}. \quad (7.3)$$

Граничні умови (7.2) на основі (6.6) та (6.7) можна записати у симетричних складових

$$S\vec{U}_{kS} = S\underline{Z}\vec{I}_{kS}, \quad (7.4)$$

перетворивши $\vec{U}_{kS} = S^{-1}\underline{Z}S\vec{I}_{kS} = \underline{Z}_S\vec{I}_{kS}$,

де $\underline{Z}_S = S^{-1}\underline{Z}S$.

З рівняння (7.1) разом з одержаною системою рівнянь (7.4) визначимо струми та напруги окремих послідовностей у місці КЗ. Такий підхід дає змогу отримати розв'язок у загальному вигляді, з якого потім стають логічним наслідком розв'язки для всіх окремих випадків, проте це призводить до вельми громіздких виразів. Тому значно простіше й наочніше здійснювати розв'язок для кожної поперечної несиметрії, використовуючи граничні умови, що характеризують саме цей вид несиметрії.

Розглянемо основні види несиметричних коротких замикань: однофазне, двофазне та двофазне на землю. Крім припущень, зазначених у підрозд. 6.4, додатково вважаємо:

– в усіх випадках відбувається “металеве” коротке замикання (врахування перехідних опорів (дуга тощо) викликає додаткові ускладнення: на рис. 7.1 опір \underline{Z} дорівнює нулю);

– схеми заміщення для окремих послідовностей еквівалентні відносно місця короткого замикання (визначені результуючі е.р.с. $\dot{E}_{A\Sigma}$ та опори \underline{Z}_{1pez} , \underline{Z}_{2pez} , \underline{Z}_{0pez});

– під час запису граничних умов фаза A – особлива;

– за позитивний обрано напрямок струмів до місця КЗ (фазних струмів і симетричних складових);

– для спрощення запису індекс виду КЗ збережений лише в граничних умовах та остаточних результатах.

Фазні напруги та струми відповідно до (6.4) через симетричні складові особливої фази знаходять за виразами:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{kA} &= \dot{U}_{kA1} + \dot{U}_{kA2} + \dot{U}_{kA0} \\ \dot{U}_{kB} &= a^2\dot{U}_{kA1} + a\dot{U}_{kA2} + \dot{U}_{kA0} \\ \dot{U}_{kC} &= a\dot{U}_{kA1} + a^2\dot{U}_{kA2} + \dot{U}_{kA0} \end{aligned} \right\}; \quad (7.5)$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{kA} &= \dot{I}_{kA1} + \dot{I}_{kA2} + \dot{I}_{kA0} \\ \dot{I}_{kB} &= a^2 \dot{I}_{kA1} + a \dot{I}_{kA2} + \dot{I}_{kA0} \\ \dot{I}_{kC} &= a \dot{I}_{kA1} + a^2 \dot{I}_{kA2} + \dot{I}_{kA0} \end{aligned} \right\}, \quad (7.6)$$

де для фаз B та C симетричні складові струмів і напруг визначені за допомогою оператора повороту a .

7.2. Однофазне коротке замикання

Граничним умовам при однофазному КЗ відповідає розрахункова схема рис. 7.2,а, яка утворюється за умови, коли значення опорів: Z_A рівне нулю, а Z_B і Z_C – нескінченності (рис. 7.1). З використанням фазних напруг і струмів граничні умови запишемо як

$$\left. \begin{aligned} \dot{i}_{kA}^{(1)} &= 0 \\ \dot{i}_{kB}^{(1)} &= 0 \\ \dot{i}_{kC}^{(1)} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (7.7)$$

Перетворимо (7.7) через симетричні складові особливої фази A за рівняннями (7.5) та (7.6):

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{kA} &= \dot{U}_{kA1} + \dot{U}_{kA2} + \dot{U}_{kA0} = 0 \\ \dot{I}_{kB} &= a^2 \dot{I}_{kA1} + a \dot{I}_{kA2} + \dot{I}_{kA0} = 0 \\ \dot{I}_{kC} &= a \dot{I}_{kA1} + a^2 \dot{I}_{kA2} + \dot{I}_{kA0} = 0 \end{aligned} \right\}. \quad (7.8)$$

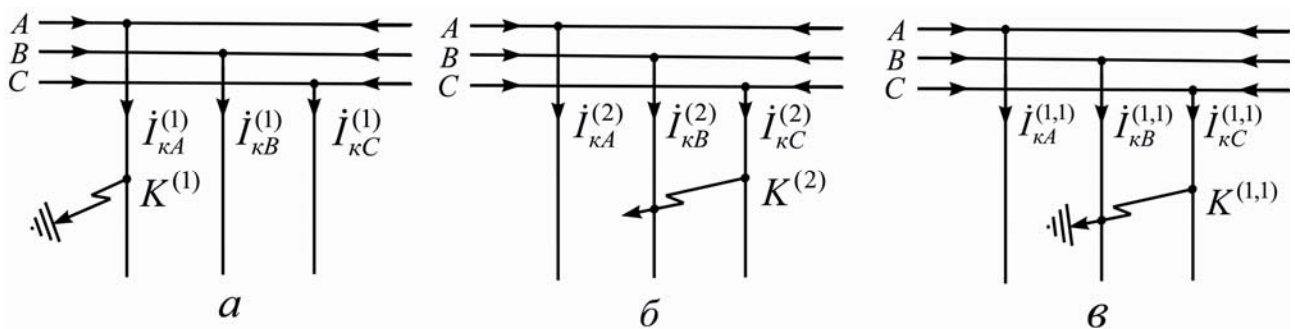


Рис. 7.2. Розрахункові схеми несиметричного КЗ:
 a – однофазного; $б$ – двофазного; $в$ – двофазного на землю

Розв'язуючи рівняння (7.1) разом з отриманими рівняннями (7.8), визначимо струми та напруги окремих послідовностей. Підставимо \dot{U}_{kA1} , \dot{U}_{kA2} , \dot{U}_{kA0} з (7.1) у рівняння (7.8) для \dot{U}_{kA} і матимемо систему з трьох рівнянь відносно струмів окремих послідовностей:

$$\left. \begin{aligned} \underline{Z}_{1pez} \dot{I}_{KA1} + \underline{Z}_{2pez} \dot{I}_{KA2} + \underline{Z}_{0pez} \dot{I}_{KA0} &= \dot{E}_{A\Sigma} \\ a^2 \dot{I}_{KA1} + a \dot{I}_{KA2} + \dot{I}_{KA0} &= 0 \\ a \dot{I}_{KA1} + a^2 \dot{I}_{KA2} + \dot{I}_{KA0} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (7.9)$$

За формулами Крамера струми послідовностей:

$$\dot{I}_{KA1} = \Delta_1 / \Delta; \quad \dot{I}_{KA2} = \Delta_2 / \Delta; \quad \dot{I}_{KA0} = \Delta_0 / \Delta.$$

Тут Δ – визначник системи рівнянь (7.9)

$$\Delta = \begin{vmatrix} \underline{Z}_{1pez} & \underline{Z}_{2pez} & \underline{Z}_{0pez} \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{vmatrix} = (a - a^2)(\underline{Z}_{1pez} + \underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez});$$

$\Delta_1, \Delta_2, \Delta_0$ – додаткові визначники, які отримуємо заміною i -го стовпця визначника стовпцем вільних членів системи

$$\Delta_1 = \Delta_2 = \Delta_0 = \dot{E}_{A\Sigma}(a - a^2).$$

Тоді

$$\dot{I}_{KA1}^{(1)} = \dot{I}_{KA2}^{(1)} = \dot{I}_{KA0}^{(1)} = \dot{E}_{A\Sigma} / (\underline{Z}_{1pez} + \underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez}). \quad (7.10)$$

Симетричні складові напруг особливої фази A у місці КЗ знаходимо за (7.1):

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{KA1}^{(1)} &= \dot{E}_{A\Sigma} - \underline{Z}_{1pez} \dot{I}_{KA1}^{(1)} = (\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez}) \dot{I}_{KA1}^{(1)} \\ \dot{U}_{KA2}^{(1)} &= -\underline{Z}_{2pez} \dot{I}_{KA2}^{(1)} \\ \dot{U}_{KA0}^{(1)} &= -\underline{Z}_{0pez} \dot{I}_{KA0}^{(1)} \end{aligned} \right\}. \quad (7.11)$$

Струми та напруги фаз у місці КЗ можна розрахувати аналітично, використавши рівняння (7.5) та (7.6),

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{KA}^{(1)} &= 3 \dot{I}_{KA1}^{(1)} \\ \dot{I}_{KB}^{(1)} &= 0 \\ \dot{I}_{KC}^{(1)} &= 0 \end{aligned} \right\}; \quad (7.12)$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{KA}^{(1)} &= 0 \\ \dot{U}_{KB}^{(1)} &= [(a^2 - a) \underline{Z}_{2pez} + (a^2 - 1) \underline{Z}_{0pez}] \cdot \dot{I}_{KA1}^{(1)} \\ \dot{U}_{KC}^{(1)} &= [(a - a^2) \underline{Z}_{2pez} + (1 - a^2) \underline{Z}_{0pez}] \cdot \dot{I}_{KA1}^{(1)} \end{aligned} \right\}. \quad (7.13)$$

Коефіцієнт пропорційності, що сполучає струми фазний та прямої послідовності (для особливої фази A),

$$m^{(1)} = \dot{I}_{KA}^{(1)} / \dot{I}_{KA1}^{(1)} = 3. \quad (7.14)$$

Фазні струми та напруги після розрахунку симетричних складових особливої фази A можна також знайти графічно, побудувавши у масштабі відповідні векторні діаграми (при побудові індекс “ k ” в усіх векторах випускаємо). Побудуємо векторну діаграму струмів. Нехай

$$\dot{U}_{A\Sigma} = jU_{A\Sigma}; \quad \underline{Z}_{1pez} = jx_{1pez};$$

$$\underline{Z}_{2pez} = jx_{2pez}; \quad \underline{Z}_{0pez} = jx_{0pez}.$$

Тоді $\dot{I}_{kA1} = I_{kA1}$, а $\dot{U}_{kA1} = jU_{kA1}$. По осі дійсних чисел комплексної площини відкладаємо три паралельні однакові вектори \dot{I}_{kA1} , \dot{I}_{kA2} , \dot{I}_{kA0} . Підсумовуючи пофазно вектори окремих послідовностей, відповідно до (6.3) отримуємо векторну діаграму фазних струмів (рис. 7.3,а). Аналогічно побудуємо векторну діаграму напруг (рис. 7.3,б). Кут θ_U між напругами непошкоджених фаз залежить від співвідношення x_{2pez} та x_{0pez} й може змінюватися у межах $\pi/3 \leq \theta_U \leq \pi$. Якщо $x_{0pez} \rightarrow 0$, то кут $\theta_U \rightarrow 180^\circ$, а при $x_{0pez} = \infty$ кут $\theta_U = 60^\circ$.

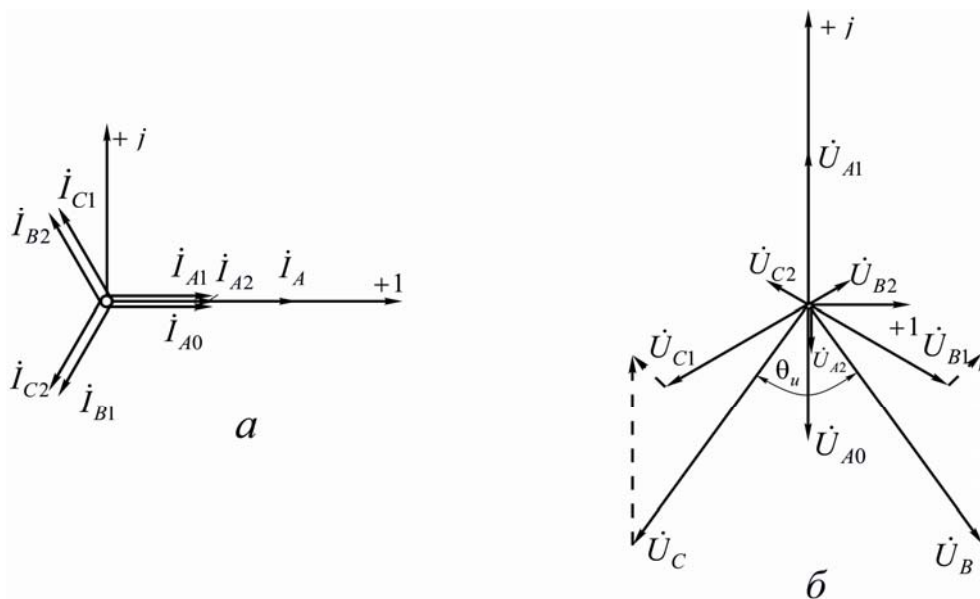


Рис. 7.3. Векторні діаграми фазних струмів (а) і напруг (б) та їх симетричних складових у місці однофазного КЗ

При однофазних КЗ на землю слід розрізняти напругу фази стосовно землі (фазна напруга) та напругу нульової точки системи векторів. Ці дві напруги різняться на складову напруги нульової послідовності. Якщо напруга нульової послідовності відсутня, то фазна напруга щодо нульової точки системи векторів – відносно землі також.

7.3. Двофазне коротке замикання

Розрахункову схему двофазного короткого замикання $K^{(2)}$ (рис.7.2,б) отримаємо при значеннях опорів: \underline{Z}_A – нескінченності, а \underline{Z}_B та \underline{Z}_C – нулю (рис. 7.1). Граничні умови у фазних величинах:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{KA}^{(2)} &= 0 \\ \dot{I}_{KB}^{(2)} &= -\dot{I}_{KC}^{(2)} \\ \dot{U}_{KB}^{(2)} &= \dot{U}_{KC}^{(2)} \end{aligned} \right\}. \quad (7.15)$$

Перетворимо граничні умови через симетричні складові особливої фази A за рівняннями (7.5) та (7.6):

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{KA} &= \dot{I}_{KA1} + \dot{I}_{KA2} + \dot{I}_{KA0} = 0 \\ \dot{I}_{KB} + \dot{I}_{KC} &= (a^2 + a)\dot{I}_{KA1} + (a + a^2)\dot{I}_{KA2} + 2\dot{I}_{KA0} = 0 \\ \dot{U}_{KB} - \dot{U}_{KC} &= (a^2 - a)\dot{U}_{KA1} + (a - a^2)\dot{U}_{KA2} = 0 \end{aligned} \right\}. \quad (7.16)$$

Розв'язуючи разом системи рівнянь (7.1) та (7.16), знайдемо струми і напруги окремих послідовностей особливої фази A у місці КЗ. Для чого підставимо у рівняння (7.16) вирази \dot{U}_{KA1} та \dot{U}_{KA2} з рівнянь (7.1)

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{KA1} + \dot{I}_{KA2} + \dot{I}_{KA0} &= 0 \\ (a^2 + a)\dot{I}_{KA1} + (a + a^2)\dot{I}_{KA2} + 2\dot{I}_{KA0} &= 0 \\ (a^2 - a)\underline{Z}_{1pez}\dot{I}_{KA1} + (a - a^2)\underline{Z}_{2pez}\dot{I}_{KA2} &= (a^2 - a)\dot{E}_{A\Sigma} \end{aligned} \right\}. \quad (7.17)$$

Розв'язання системи (7.17) відносно струмів:

$$\dot{I}_{KA1} = \Delta_1 / \Delta; \quad \dot{I}_{KA2} = \Delta_2 / \Delta; \quad \dot{I}_{KA0} = \Delta_0 / \Delta,$$

$$\text{де } \Delta = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 + a & a + a^2 & 2 \\ (a^2 - a)\underline{Z}_{1pez} & (a - a^2)\underline{Z}_{2pez} & 0 \end{vmatrix} = 3(a^2 - a)(\underline{Z}_{1pez} + \underline{Z}_{2pez});$$

$$\Delta_1 = 3(a^2 - a)\dot{E}_{A\Sigma}; \quad \Delta_2 = -\Delta_1; \quad \Delta_0 = 0.$$

Тоді маємо:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{KA1}^{(2)} &= \dot{E}_{A\Sigma} / (\underline{Z}_{1pez} + \underline{Z}_{2pez}) \\ \dot{I}_{KA2}^{(2)} &= -\dot{I}_{KA1}^{(2)} = -\dot{E}_{A\Sigma} / (\underline{Z}_{1pez} + \underline{Z}_{2pez}) \\ \dot{I}_{KA0}^{(2)} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (7.18)$$

Напруги окремих послідовностей для особливої фази A у місці КЗ визначаємо за рівняннями (7.1):

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{кА1}^{(2)} &= \underline{Z}_{1pez} \dot{I}_{кА1}^{(2)} \\ \dot{U}_{кА2}^{(2)} &= -\underline{Z}_{2pez} \dot{I}_{кА2}^{(2)} = \underline{Z}_{2pez} \dot{I}_{кА1}^{(2)} = \dot{U}_{кА1}^{(2)} \\ \dot{U}_{кА0}^{(2)} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (7.19)$$

Під час визначення напруги $\dot{U}_{кА0}^{(2)}$ слід урахувувати, що у системах із заземленою нейтраллю (x_{0pez} має кінцеве значення) напруга $\dot{U}_{кА0}^{(2)}$ при $\dot{I}_{кА0}^{(2)} = 0$ на основі (7.1) рівна нулю, а в системах з ізольованою нейтраллю ($\underline{Z}_{0pez} = \infty$) напруга $\dot{U}_{кА0}^{(2)} = -\infty$ та одне з рівнянь напруг вилучається.

Струми та напруги фаз з урахуванням (7.5), (7.6) і (7.15):

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{кА}^{(2)} &= 0 \\ \dot{I}_{кВ}^{(2)} &= a^2 \dot{I}_{кА1}^{(2)} + a \dot{I}_{кА2}^{(2)} = (a^2 - a) \dot{I}_{кА1}^{(2)} = -j\sqrt{3} \dot{I}_{кА1}^{(2)} \\ \dot{I}_{кС}^{(2)} &= a \dot{I}_{кА1}^{(2)} + a^2 \dot{I}_{кА2}^{(2)} = (a - a^2) \dot{I}_{кА1}^{(2)} = j\sqrt{3} \dot{I}_{кА1}^{(2)} = -\dot{I}_{кВ}^{(2)} \end{aligned} \right\}; \quad (7.20)$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{кА}^{(2)} &= \dot{U}_{кА1}^{(2)} + \dot{U}_{кА2}^{(2)} = 2\dot{U}_{кА1}^{(2)} = 2\underline{Z}_{2pez} \dot{I}_{кА1}^{(2)} \\ \dot{U}_{кВ}^{(2)} &= a^2 \dot{U}_{кА1}^{(2)} + a \dot{U}_{кА2}^{(2)} = -\dot{U}_{кА1}^{(2)} \\ \dot{U}_{кС}^{(2)} &= a \dot{U}_{кА1}^{(2)} + a^2 \dot{U}_{кА2}^{(2)} = -\dot{U}_{кА1}^{(2)} = \dot{U}_{кВ1}^{(2)} \end{aligned} \right\}. \quad (7.21)$$

Коефіцієнт пропорційності між струмами пошкодженої фази та прямої послідовності особливої фази A у місці КЗ

$$m^{(2)} = \left| I_{кВ}^{(2)} / I_{кА1}^{(2)} \right| = \sqrt{3}. \quad (7.22)$$

Векторні діаграми напруг і струмів у місці двофазного КЗ наведено на рис. 7.4. Вони побудовані за умови, що електричний ланцюг еквівалентний індуктивним опорам, а е.р.с. $\dot{E}_{А\Sigma}$ спрямована віссю уявних чисел.

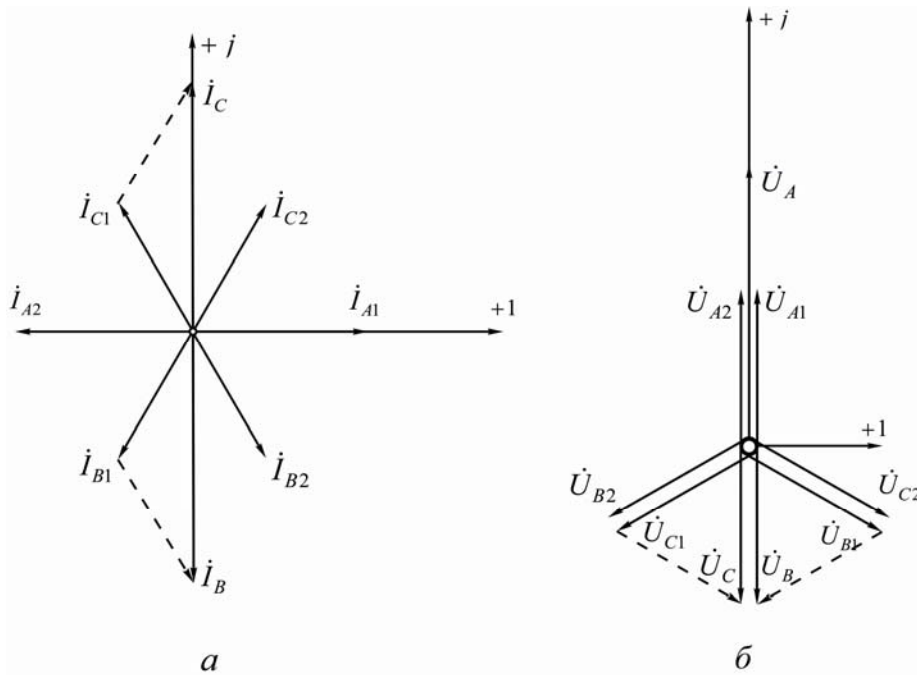


Рис. 7.4. Векторні діаграми фазних струмів (а) і напруг (б) та їх симетричних складових у місці двофазного КЗ

7.4. Двофазне коротке замикання на землю

Розрахункову схему двофазного короткого замикання на землю (рис.7.2,в) отримуємо при значеннях опорів, які дорівнюють: \underline{Z}_A – нескінченності, а \underline{Z}_B та \underline{Z}_C – нулю (рис. 7.1). Схемі відповідають граничні умови у фазних величинах:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{KA}^{(1,1)} &= 0 \\ \dot{U}_{KB}^{(1,1)} &= \dot{U}_{KC}^{(1,1)} = 0 \end{aligned} \right\} \quad (7.23)$$

Виразимо їх симетричними складовими особливої фази A :

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{KA} &= \dot{I}_{KA1} + \dot{I}_{KA2} + \dot{I}_{KA0} = 0 \\ \dot{U}_{KB} &= a^2 \dot{U}_{KA1} + a \dot{U}_{KA2} + \dot{U}_{KA0} = 0 \\ \dot{U}_{KC} &= a \dot{U}_{KA1} + a^2 \dot{U}_{KA2} + \dot{U}_{KA0} = 0 \end{aligned} \right\} \quad (7.24)$$

З рівнянь (7.1) визначимо \dot{I}_{KA1} , \dot{I}_{KA2} , \dot{I}_{KA0} та підставимо їх у (7.24)

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{KA1} / \underline{Z}_{1pez} + \dot{U}_{KA2} / \underline{Z}_{2pez} + \dot{U}_{KA0} / \underline{Z}_{0pez} &= \dot{E}_{A\Sigma} / \underline{Z}_{1pez} \\ a^2 \dot{U}_{KA1} + a \dot{U}_{KA2} + \dot{U}_{KA0} &= 0 \\ a \dot{U}_{KA1} + a^2 \dot{U}_{KA2} + \dot{U}_{KA0} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (7.25)$$

Розв'яжемо систему рівнянь (7.25) відносно напруг прямої, зворотної та нульової послідовностей:

$$\dot{U}_{\kappa A1} = \Delta_1 / \Delta; \quad \dot{U}_{\kappa A2} = \Delta_2 / \Delta; \quad \dot{U}_{\kappa A0} = \Delta_0 / \Delta,$$

де

$$\Delta = \begin{vmatrix} 1/\underline{Z}_{1pez} & 1/\underline{Z}_{2pez} & 1/\underline{Z}_{0pez} \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{vmatrix} = (a - a^2) \left(\frac{1}{\underline{Z}_{1pez}} + \frac{1}{\underline{Z}_{2pez}} + \frac{1}{\underline{Z}_{0pez}} \right);$$

$$\Delta_1 = \Delta_2 = \Delta_0 = (a - a^2) \dot{E}_{A\Sigma} / \underline{Z}_{1pez}.$$

Тоді

$$\dot{U}_{\kappa A1}^{(1,1)} = \dot{U}_{\kappa A2}^{(1,1)} = \dot{U}_{\kappa A0}^{(1,1)} = \dot{E}_{A\Sigma} \frac{1/\underline{Z}_{1pez}}{1/\underline{Z}_{1pez} + 1/\underline{Z}_{2pez} + 1/\underline{Z}_{0pez}}. \quad (7.26)$$

Підставивши (7.26) у (7.1), визначимо струми прямої, зворотної та нульової послідовностей у місці КЗ:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{\kappa A1}^{(1,1)} &= \dot{E}_{A\Sigma} / \left[\underline{Z}_{1pez} + \underline{Z}_{2pez} \underline{Z}_{0pez} / (\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez}) \right] \\ \dot{I}_{\kappa A2}^{(1,1)} &= -\dot{I}_{\kappa A1}^{(1,1)} \underline{Z}_{0pez} / (\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez}) \\ \dot{I}_{\kappa A0}^{(1,1)} &= -\dot{I}_{\kappa A1}^{(1,1)} \underline{Z}_{2pez} / (\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez}) \end{aligned} \right\}. \quad (7.27)$$

Використавши рівняння (7.6) та (7.5), обчислимо струми і напруги фаз:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{\kappa A}^{(1,1)} &= 0 \\ \dot{I}_{\kappa B}^{(1,1)} &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(1,1)} \left[a^2 - (\underline{Z}_{2pez} + a \underline{Z}_{0pez}) / (\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez}) \right] \\ \dot{I}_{\kappa C}^{(1,1)} &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(1,1)} \left[a - (\underline{Z}_{2pez} + a^2 \underline{Z}_{0pez}) / (\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez}) \right] \end{aligned} \right\}; \quad (7.28)$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{\kappa A}^{(1,1)} &= 3 \dot{I}_{\kappa A1}^{(1,1)} \underline{Z}_{2pez} \underline{Z}_{0pez} / (\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez}) \\ \dot{U}_{\kappa B}^{(1,1)} &= 0 \\ \dot{U}_{\kappa C}^{(1,1)} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (7.29)$$

Струм на землю

$$\dot{I}_3 = \dot{I}_{\kappa B} + \dot{I}_{\kappa C} = 3 \dot{I}_{\kappa A0}. \quad (7.30)$$

Коефіцієнт пропорційності між струмами пошкодженої фази та прямої послідовності у місці КЗ оцінюємо виразом

$$m^{(1,1)} = \left| a^2 - (\underline{Z}_{2pez} + a \underline{Z}_{0pez}) / (\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez}) \right|.$$

За умови, що активні складові опору дорівнюють нулю

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3} \sqrt{1 - x_{2\text{рез}} x_{0\text{рез}} / (x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}})^2}. \quad (7.31)$$

Залежно від співвідношення значень $x_{2\text{рез}}$ та $x_{0\text{рез}}$ значення $m^{(1,1)}$ перебуває у межах $1,5 \leq m^{(1,1)} \leq \sqrt{3}$.

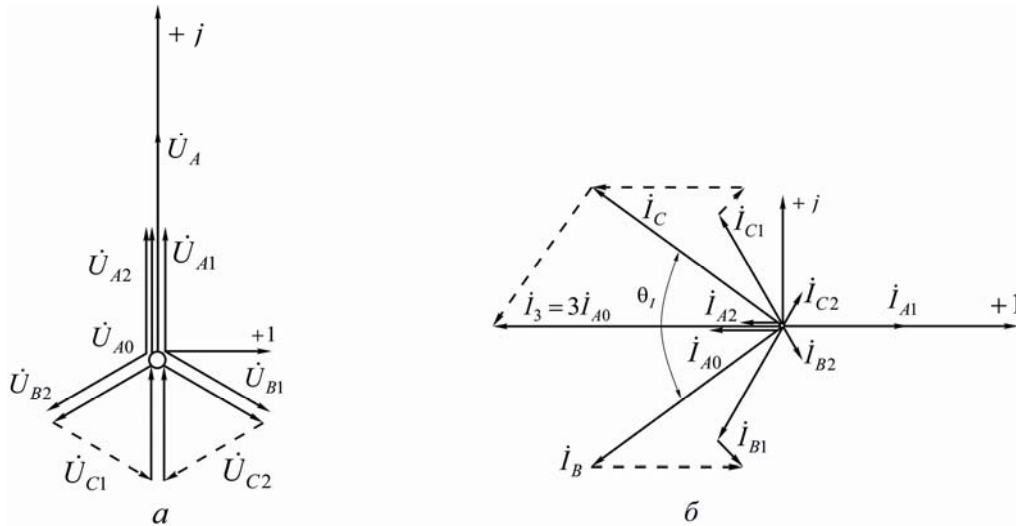


Рис. 7.5. Векторні діаграми фазних напруг (а) і струмів (б) та їх симетричних складових у місці двофазного КЗ на землю

На рис. 7.5 зображено векторні діаграми струмів та напруг у місці двофазного КЗ на землю, побудовані за тих же умов, що і векторні діаграми на рис. 7.3 та 7.4. Кут зсуву між струмами пошкоджених фаз θ_I залежить від співвідношення значень опорів $Z_{1\text{рез}}$ та $Z_{0\text{рез}}$ і може змінюватись у межах $60^\circ < \theta_I < 180^\circ$. Верхня межа відповідає значенню $Z_{0\text{рез}} = \infty$, нижня – $Z_0 \rightarrow 0$, а за умови $Z_{2\text{рез}} = Z_{0\text{рез}}$ кут $\theta_I = 120^\circ$. Як і при однофазному КЗ на землю, нульова точка системи векторів зміщена стосовно землі на значення напруги нульової послідовності. Тому слід розрізняти фазні напруги відносно землі та напруги фаз щодо нульової точки.

7.5. Урахування перехідного опору в місці короткого замикання

У розподільних мережах підприємств урахування перехідних опорів у місці КЗ відіграє вагомую роль. Перехідний опір складається з опорів електричної дуги та елементів на шляху перебігу струму від однієї фази до іншої або від фаз на землю. Електрична дуга виникає чи з самого початку появи пошкодження, як наприклад при перекрит-

ті або пробої ізоляції, чи трохи згодом, коли руйнується елемент, що викликав КЗ. При КЗ між фазами перехідний опір визначається переважно опором електричної дуги.

Значення перехідних опорів нерідко такі малі, що практично ними можна нехтувати. Звичайно, за інших рівних умов струм з подібним КЗ вищий, ніж під час перехідного опору. Тому при необхідності знайти можливі найбільші значення струмів виходять з найважчих умов, вважаючи, що в місці КЗ ніяких перехідних опорів немає.

Розглянемо врахування перехідного опору при різних видах несиметричних КЗ. Передбачаємо, що перехідний опір в основному визначається опором електричної дуги, який у першому наближенні можна вважати активним (r_{∂}).

• Нехай двофазне КЗ між фазами B та C відбулося через опір дуги r_{∂} . Його можна подати як “металеве” двофазне КЗ на відгалуженні, фази якого мають однакові опори $r_{\partial} / 2$ (рис. 7.6,а). Таким чином, несиметрична ділянка мережі зведена до симетричної для застосування методу симетричних складових. Введення опору $r_{\partial} / 2$ у фазу A не змінює граничних умов зазначеного КЗ, оскільки на даному відгалуженні струм у цій фазі відсутній.

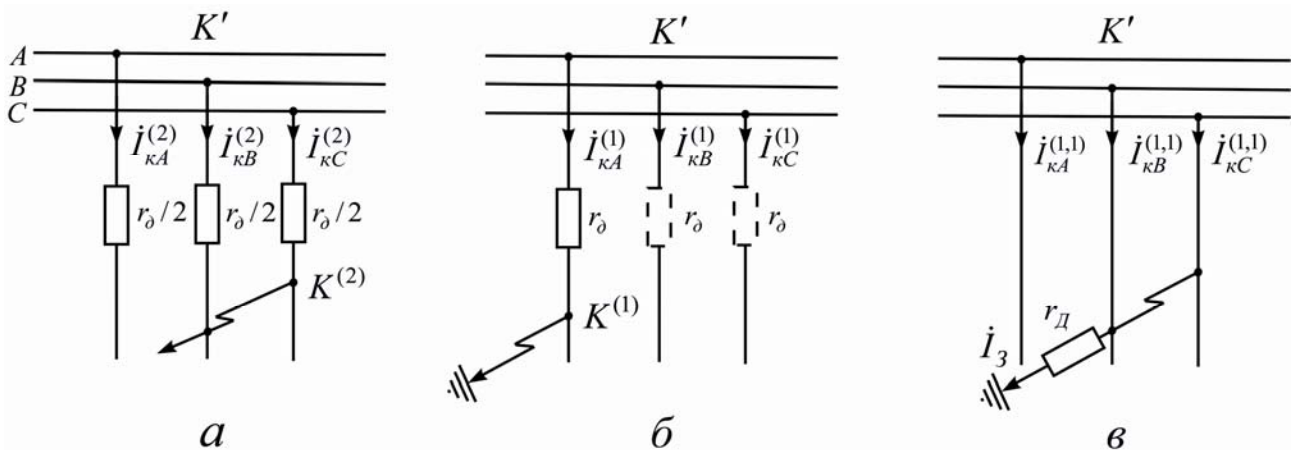


Рис. 7.6. Розрахункові схеми несиметричного КЗ з урахуванням перехідного опору дуги: *а* – двофазного; *б* – однофазного; *в* – двофазного на землю

Відповідно до (7.18) та (7.19) для точки КЗ

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{kA1}^{(2)} &= \dot{E}_{A\Sigma} / \left(\underline{Z}_{1pez} + \underline{Z}_{2pez} + r_{\partial} \right) \\ \dot{I}_{kA2}^{(2)} &= -\dot{I}_{kA1}^{(2)} \end{aligned} \right\}; \quad (7.32)$$

$$\dot{U}_{kA1}^{(2)} = \dot{U}_{kA2}^{(2)} = \dot{I}_{kA1}^{(2)} \left(\underline{Z}_{2pez} + r_{\partial} \right). \quad (7.33)$$

За виразом (7.32) визначаємо струми окремих послідовностей взагалі і для точки $K'^{(2)}$ зокрема. Напряга окремих послідовностей у точці $K'^{(2)}$:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{K'A1}^{(2)} &= \dot{U}_{KA1}^{(2)} + \dot{I}_{KA1}^{(2)} \cdot r_{\partial} / 2 = \dot{I}_{KA1}^{(2)} (\underline{Z}_{2pez} + r_{\partial}) \\ \dot{U}_{K'A2}^{(2)} &= \dot{U}_{KA2}^{(2)} + \dot{I}_{KA2}^{(2)} \cdot r_{\partial} / 2 = \dot{I}_{KA1}^{(2)} \underline{Z}_{2pez} \end{aligned} \right\} \quad (7.34)$$

• Проаналізуємо замикання фази A на землю через опір дуги r_{∂} (рис. 7.6,б). Щоб зберегти симетрію даної ділянки мережі, вважаємо, що такі ж опори мають і дві інші фази. Це справедливо, адже за граничними умовами для зазначеного виду пошкодження струми $\dot{I}_{KB}^{(1)} = 0$; $\dot{I}_{KC}^{(1)} = 0$.

Результуючий опір кожної послідовності зріс на r_{∂} . Отже, за аналогією з (7.10) струми прямої, зворотної та нульової послідовностей у місці КЗ

$$\dot{I}_{KA1}^{(2)} = \dot{I}_{KA2}^{(2)} = \dot{I}_{KA0}^{(2)} = \dot{E}_{A\Sigma} / (\underline{Z}_{1pez} + \underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez} + 3r_{\partial}). \quad (7.35)$$

Напряги окремих послідовностей у точці $K^{(1)}$ на відгалуженнях:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{KA1}^{(1)} &= \dot{I}_{KA1}^{(1)} (\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez} + 2r_{\partial}) \\ \dot{U}_{KA2}^{(1)} &= -\dot{I}_{KA2}^{(1)} (\underline{Z}_{2pez} + r_{\partial}) \\ \dot{U}_{KA0}^{(1)} &= -\dot{I}_{KA0}^{(1)} (\underline{Z}_{0pez} + r_{\partial}) \end{aligned} \right\} \quad (7.36)$$

Струми у дійсній точці КЗ $K'^{(1)}$ визначаються за (7.35), а напруги окремих послідовностей у точці $K'^{(1)}$ – за другим законом Кірхгофа:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{K'A1}^{(1)} &= \dot{U}_{KA1}^{(1)} + \dot{I}_{KA1}^{(1)} r_{\partial} = \dot{I}_{KA1}^{(1)} (\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez} + 3r_{g\partial}) \\ \dot{U}_{K'A2}^{(1)} &= \dot{U}_{KA2}^{(1)} + \dot{I}_{KA2}^{(1)} r_{\partial} = -\dot{I}_{KA2}^{(1)} \underline{Z}_{2pez} \\ \dot{U}_{K'A0}^{(1)} &= \dot{U}_{KA0}^{(1)} + \dot{I}_{KA0}^{(1)} r_{\partial} = -\dot{I}_{KA0}^{(1)} \underline{Z}_{0pez} \end{aligned} \right\} \quad (7.37)$$

• При КЗ між фазами B та C з одночасним замиканням у точці КЗ на землю через опір дуги r_{∂} (рис. 7.6,в) останній ввійде потроєним значенням лише до схеми нульової послідовності. Тому струми окремих послідовностей у місці КЗ подібно до (7.27):

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{\kappa A1}^{(1,1)} &= \dot{E}_{A\Sigma}^{(1)} / \left[\frac{\underline{Z}_{1pez} + \underline{Z}_{2pez} (\underline{Z}_{0pez} + 3r_{\partial})}{/(\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez} + 3r_{\partial})} \right] \\ \dot{I}_{\kappa A2}^{(1,1)} &= -\dot{I}_{\kappa A1}^{(1,1)} \left[\frac{(\underline{Z}_{0pez} + 3r_{\partial})}{(\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez} + 3r_{\partial})} \right] \\ \dot{I}_{\kappa A0}^{(1,1)} &= -\dot{I}_{\kappa A1}^{(1,1)} \left[\underline{Z}_{2pez} / (\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez} + 3r_{\partial}) \right] \end{aligned} \right\} \quad (7.38)$$

Симетричні складові напруг прямої, зворотної та нульової послідовностей відповідно до розв'язку системи рівнянь (7.25), де r_{∂} входить лише до схеми нульової послідовності, у точці $K^{(1,1)}$ визначаємо за виразами

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{\kappa A1}^{(1,1)} &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(1,1)} \underline{Z}_{2pez} (\underline{Z}_{0pez} + 3r_{\partial}) / (\underline{Z}_{2pez} + \underline{Z}_{0pez} + 3r_{\partial}) \\ \dot{U}_{\kappa A2}^{(1,1)} &= -\dot{I}_{\kappa A2}^{(1,1)} \underline{Z}_{2pez} \\ \dot{U}_{\kappa A0}^{(1,1)} &= -\dot{I}_{\kappa A0}^{(1,1)} \underline{Z}_{0pez} \end{aligned} \right\} \quad (7.39)$$

Струм у дійсній точці КЗ $K'^{(1,1)}$ та на відгалуженнях у точці $K^{(1,1)}$ однаковий. Напряга прямої та зворотної послідовностей така ж, адже опір r_{∂} не входить до схем заміщення прямої та зворотної послідовностей. Напряга нульової послідовності у точці $K'^{(1,1)}$ набуває значення

$$\dot{U}_{\kappa' A0}^{(1,1)} = \dot{U}_{\kappa A0}^{(1,1)} + \dot{I}_{\kappa A0}^{(1,1)} 3r_{\partial}. \quad (7.40)$$

7.6. Правило еквівалентності для струму прямої послідовності

Звертаючись до отриманих виразів симетричних складових струмів та напруг у місці несиметричного КЗ, зведених у табл. 7.1, бачимо, що струм зворотної і нульової послідовностей $\dot{I}_{\kappa A2}$ та $\dot{I}_{\kappa A0}$, повні струми у пошкоджених фазах $\dot{I}_{\kappa A}$, $\dot{I}_{\kappa B}$, $\dot{I}_{\kappa C}$ напруга всіх послідовностей $\dot{U}_{\kappa A1}$, $\dot{U}_{\kappa A2}$, $\dot{U}_{\kappa A0}$ – пропорційні струму прямої послідовності у місці КЗ. Отже, розрахунок будь-якого виду несиметричного КЗ полягає передусім у визначенні струму прямої послідовності в місці КЗ.

За структурою виразів (7.10), (7.18) та (7.27) можна загалом записати струм прямої послідовності фази A за будь-якого виду несиметричного КЗ:

$$\dot{I}_{\kappa A1}^{(n)} = \dot{E}_{A\Sigma} / (\underline{Z}_{1pez} + \underline{Z}_{\Delta}^{(n)}), \quad (7.41)$$

де індекс (n) означає вид КЗ; $\underline{Z}_{\Delta}^{(n)}$ – додатковий опір залежно від виду КЗ (табл. 7.1).

З урахуванням того, що фазні струми у місці КЗ пропорційні струму прямої послідовності особливої фази A (7.12), (7.20), (7.28), модуль періодичної складової струму особливої фази A в місці несиметричного КЗ у загальному вигляді одержимо за виразом

$$\dot{I}_{IIA}^{(n)} = m^{(n)} \dot{I}_{КА1}^{(n)}, \quad (7.42)$$

де $m^{(n)}$ – коефіцієнт пропорційності (табл. 7.1).

Узагальнений запис (7.42) дає можливість сформулювати **правило еквівалентності для струму прямої послідовності**: струм прямої послідовності будь-якого виду несиметричного КЗ може бути визначений як струм умовного трифазного КЗ, віддаленого від дійсного місця КЗ на додатковий опір $\underline{Z}_{\Delta}^{(n)}$, який для кожного виду КЗ отримуємо своїм сполученням результуючих опорів зворотної та нульової послідовностей.

Для напруги $\dot{U}_{КА1}$ (табл. 7.1) справедливе

$$\dot{U}_{КА1}^{(n)} = \underline{Z}_{\Delta}^{(n)} \dot{I}_{КА1}^{(n)} \quad (7.43)$$

– відбиток сформульованого вище правила.

Струм трифазного КЗ можна розрахувати за правилом еквівалентності прямої послідовності при $m^{(3)} = 1$ та $\underline{Z}_{\Delta}^{(3)} = 0$.

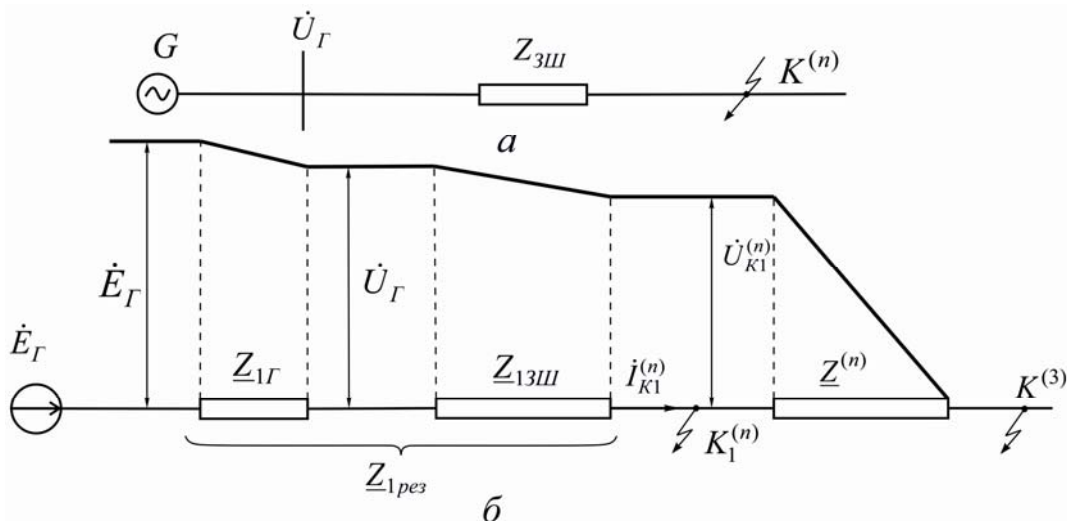


Рис. 7.7. До визначення струму несиметричного КЗ (а) через струм умовного трифазного КЗ (б)

Рис. 7.7 ілюструє правило еквівалентності для струму прямої послідовності: при умовному трифазному КЗ у точці $K^{(3)}$ можуть бути визначені струм та напруга прямої послідовності (у місці заданого несиметричного КЗ).

Таблиця 7.1

**Вирази симетричних складових, фазних струмів та напруг різних видів несиметричних КЗ
(індекс виду КЗ для спрощення запису не позначено)**

Розрахункова величина	Вид несиметричного КЗ		
	двофазне	двофазне на землю	однофазне
Струм послідовностей: прямої $\dot{I}_{\kappa A1}$ зворотної $\dot{I}_{\kappa A2}$ нульової $\dot{I}_{\kappa A0}$	$\dot{E}_{A\Sigma} / (\underline{Z}_{1\text{рез}} + \underline{Z}_{2\text{рез}})$ $-\dot{I}_{\kappa A1}$ 0	$\dot{E}_{A\Sigma} / \left[\underline{Z}_{1\text{рез}} + \underline{Z}_{2\text{рез}} \cdot \underline{Z}_{0\text{рез}} / (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}}) \right]$ $-\dot{I}_{\kappa A1} \underline{Z}_{0\text{рез}} / (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}})$ $-\dot{I}_{\kappa A1} \underline{Z}_{2\text{рез}} / (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}})$	$\dot{E}_{A\Sigma} / (\underline{Z}_{1\text{рез}} + \underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}})$ $\dot{I}_{\kappa A1}$ $\dot{I}_{\kappa A1}$
Струм фаз: А $\dot{I}_{\kappa A}$ В $\dot{I}_{\kappa B}$ С $\dot{I}_{\kappa C}$	0 $\dot{I}_{\kappa A1} (a^2 - a)$ $\dot{I}_{\kappa A1} (a - a^2)$	0 $\dot{I}_{\kappa A1} \left[a^2 - (\underline{Z}_{2\text{рез}} + a \underline{Z}_{0\text{рез}}) / (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}}) \right]$ $\dot{I}_{\kappa A1} \left[a - (\underline{Z}_{2\text{рез}} + a^2 \underline{Z}_{0\text{рез}}) / (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}}) \right]$	$3\dot{I}_{\kappa A1}$ 0 0
Напряга послідовностей: прямої $\dot{U}_{\kappa A1}$ зворотної $\dot{U}_{\kappa A2}$ нульової $\dot{U}_{\kappa A0}$	$\dot{I}_{\kappa A1} \underline{Z}_{2\text{рез}}$ $\dot{I}_{\kappa A1} \underline{Z}_{2\text{рез}}$ 0	$-\dot{I}_{\kappa A1} \underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{0\text{рез}} / (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}})$ $-\dot{I}_{\kappa A1} \underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{0\text{рез}} / (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}})$ $-\dot{I}_{\kappa A1} \underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{0\text{рез}} / (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}})$	$\dot{I}_{\kappa A1} (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}})$ $-\dot{I}_{\kappa A1} \underline{Z}_{2\text{рез}}$ $-\dot{I}_{\kappa A1} \underline{Z}_{0\text{рез}}$

Продовження табл. 7.1

Розрахункова величина	Вид несиметричного КЗ		
	двофазне	двофазне на землю	однофазне
Напряга фаз:			
A $\dot{U}_{кА}$	$\dot{I}_{кА1} \cdot 2\underline{Z}_{2\text{рез}}$	$\dot{I}_{кА1} \cdot 3\underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{0\text{рез}} / (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}})$	0
B $\dot{U}_{кВ}$	$-\dot{I}_{кА1} \underline{Z}_{2\text{рез}}$	0	$\dot{I}_{кА1} \left[\begin{array}{l} (a^2 - a) \underline{Z}_{2\text{рез}} + \\ + (a^2 - 1) \underline{Z}_{0\text{рез}} \end{array} \right]$
C $\dot{U}_{кС}$	$-\dot{I}_{кА1} \underline{Z}_{2\text{рез}}$	0	$\dot{I}_{кА1} \left[\begin{array}{l} (a - a^2) \underline{Z}_{2\text{рез}} + \\ + (a - 1) \underline{Z}_{0\text{рез}} \end{array} \right]$
Додатковий опір $\underline{Z}_{-\Delta}$	$\underline{Z}_{2\text{рез}}$	$\underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{0\text{рез}} / (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}})$	$\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}}$
Коефіцієнт m	$\sqrt{3}$	$ a^2 - (\underline{Z}_{2\text{рез}} + a\underline{Z}_{0\text{рез}}) / (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}}) $	3
Струм в землі \dot{I}_3	0	$-\dot{I}_{кА1} \cdot 3\underline{Z}_{2\text{рез}} / (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}})$	$3\dot{I}_{кА1}$

Струм прямої послідовності у місці КЗ, а також струми інших послідовностей залежать від опору елементів усіх послідовностей даної схеми (включаючи опір дуги). Так, якщо нейтраль трансформатора, на виводах якого одно- або двофазне КЗ на землю, заземлити через будь-який опір, то це позначиться на струмах усіх послідовностей, хоч струми прямої та зворотної послідовностей цим опором і не перебігають.

Як наслідок застосування правила еквівалентності для струму прямої послідовності – такий висновок: отримані раніше вирази для визначення струму трифазного КЗ та методи його розрахунку поширюються на розрахунки несиметричних видів КЗ за означеною схемою.

Так, зміну у часі діючого значення періодичної складової струму прямої послідовності генератора без демпферних обмоток з урахуванням АРЗ (при тиристорній системі збудження) та будь-якого n несиметричного КЗ за суто індуктивним зовнішнім опором $x_{3ш}$ подамо:

$$I_{I1t}^{(n)} = I_{2p1}^{(n)} + \left(I_{1(0)}^{\prime(n)} - I_{2p1}^{(n)} \right) e^{-\frac{t}{T_d^{\prime(n)}}} \leq \frac{U_H}{x_{13ш} + x_{\Delta}^{(n)}}. \quad (7.44)$$

Тут $I_{2p1}^{(n)}$ – усталений струм прямої послідовності при граничному струмі збудження:

$$I_{2p1}^{(n)} = E_{q2p} / \left(x_d + x_{13ш} + x_{\Delta}^{(n)} \right); \quad (7.45)$$

$I_{1(0)}^{\prime(n)}$ – початковий перехідний струм прямої послідовності:

$$I_{1(0)}^{\prime(n)} = E_{q(0)}^{\prime} / \left(x_d^{\prime} + x_{13ш} + x_{\Delta}^{(n)} \right); \quad (7.46)$$

$T_d^{\prime(n)}$ – постійна часу затухання вільного перехідного струму прямої послідовності:

$$T_d^{\prime(n)} = T_{f0} \left(x_d^{\prime} + x_{13ш} + x_{\Delta}^{(n)} \right) / \left(x_d + x_{13ш} + x_{\Delta}^{(n)} \right). \quad (7.47)$$

Обмеження у виразі (7.44) зумовлене тим, що під дією регулювання збудженням напруга прямої послідовності генераторів не може перевищити номінального значення. Періодична складова повного струму змінюватиметься за законом, наявним у виразі (7.42). Достатньо обидва доданки (7.44) помножити на $m^{(n)}$, аби отримати його значення у різні моменти часу.

Вирази, що описують перехідний процес у колі статора генератора з демпферними обмотками за будь-якого виду КЗ, аналогічні подібним виразам при трифазному КЗ (розд. 4). Важливо відзначити, що значення струму прямої послідовності у місці КЗ, визначене за (7.44),

а також пов'язані з ним значення струмів інших послідовностей залежать від опору всіх послідовностей елементів аналізованої схеми заміщення.

Істотні особливості перехідного процесу при несиметричних коротких замиканнях порівняно з трифазним КЗ простежуються в характері зміни перехідної складової струму статора. Прослідкуємо ці особливості на прикладі, коли несиметричне КЗ відбувається за суто індуктивним опором у колі статора генератора без демпферних обмоток з тиристорною системою збудження. Зміна у часі діючого значення періодичної складової струму прямої послідовності описана виразом (7.44).

Вважаючи, що короткі замикання різних видів відбуваються по черзі в одній і тій самій точці мережі і за тих же умов, на основі даних табл. 7.1 для додаткових опорів можна записати такі нерівності (обмежимося тільки індуктивним опором):

$$x_{\Delta}^{(1)} > x_{\Delta}^{(2)} > x_{\Delta}^{(1,1)} > x_{\Delta}^{(3)} = 0. \quad (7.48)$$

Для струмів прямої послідовності у місці КЗ за (7.41) справедливі нерівності:

$$I_{\kappa A1}^{(1)} < I_{\kappa A1}^{(2)} < I_{\kappa A1}^{(1,1)} < I_{\kappa A}^{(3)}. \quad (7.49)$$

Для напруг прямої послідовності відповідно до (7.41) та (7.43) мають місце співвідношення:

$$U_{\kappa A1}^{(1)} > U_{\kappa A1}^{(2)} > U_{\kappa A1}^{(1,1)} > U_{\kappa A}^{(3)} = 0. \quad (7.50)$$

Постійні часу затухання перехідної складової струму при різних видах КЗ за (7.47) зв'язані нерівностями:

$$T_d^{(1)} > T_d^{(2)} > T_d^{(1,1)} > T_d^{(3)}. \quad (7.51)$$

Як видно з цих співвідношень, чим більший додатковий опір $x_{\Delta}^{(n)}$, що характеризує вид несиметричного КЗ, тим повільніший перехідний процес у колі статора генератора. Повільніше всього затухає струм при однофазному КЗ на землю. Дія АРЗ, що реагує на зміну напруги прямої послідовності, теж залежить від $x_{\Delta}^{(n)}$. Із зростанням значень $x_{\Delta}^{(n)}$ процес форсування збудження уповільнюється. У зв'язку з тим, що під час збільшення значень $x_{\Delta}^{(n)}$ напруга прямої послідовності генератора знижується менше, то і її відновлення (якщо можливо) відбувається за коротший проміжок часу. Отже, тим раніше настане усталений режим.

Для еквівалентної постійної часу затухання аперіодичної складової струму статора при будь-якому виді КЗ (за правилом еквівалентності для струму прямої послідовності) напишемо вираз у загальному вигляді:

$$T_{a\text{pez}}^{(n)} = \frac{x_{2\text{pez}} + x_{\Delta}^{(n)}}{\omega r_{1\text{pez}} + r_{\Delta}^{(n)}}, \quad (7.52)$$

де $r_{\Delta}^{(n)}$ – активна складова опору, додаткового для даного виду КЗ, що визначається, як і $x_{\Delta}^{(n)}$, за умови, що індуктивні складові опору дорівнюють нулю.

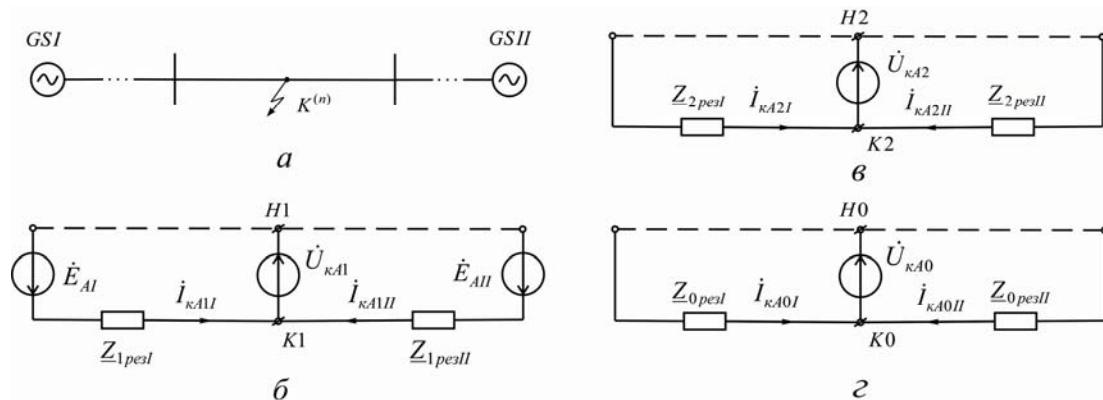


Рис. 7.8. Система електропостачання з двостороннім живленням при несиметричному КЗ: *а* – розрахункова схема; *б, в, г* – схеми заміщення прямої, зворотної та нульової послідовностей відповідно для особливої фази А

7.7. Комплексні схеми заміщення

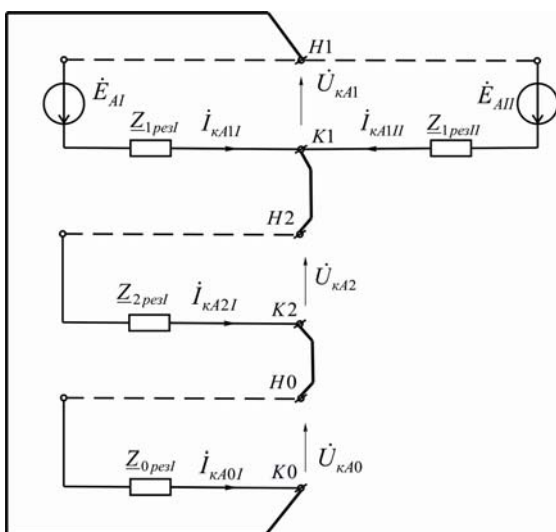


Рис. 7.9. Комплексна схема заміщення для особливої фази А при однофазному КЗ

Співвідношення між симетричними складовими струмів та напруги у місці КЗ дають змогу для кожного виду несиметричного КЗ, використовуючи результуючі е.р.с. та опори окремих послідовностей, скласти так звані *комплексні схеми заміщення* (для особливої фази А в однолінійному зображенні).

На рис. 7.8 – розрахункова схема СЕП з двостороннім живленням місця КЗ (на лінії електропередачі у точці $K^{(n)}$), де виникла поперечна несиметрія, та відповідні їй схеми заміщення

для особливої фази A прямої, зворотної та нульової послідовностей. При складанні комплексних схем заміщення за позитивний беруть напрямок струму від початку $H1$ ($H2, H0$) схеми заміщення послідовності до її кінця $K1$ ($K2, K0$) – точки КЗ. Щоб отримати комплексну схему заміщення, необхідно з'єднати між собою по затискачах $H1$ ($H2, H0$) і $K1$ ($K2, K0$) схеми заміщення прямої, зворотної та нульової послідовностей стосовно до одержаних (підрозд. 7.2 – 7.4) співвідношень для струмів та напруг особливої фази A відповідного виду КЗ.

- На рис. 7.9 – комплексна схема заміщення при однофазному КЗ, складена зі схеми заміщення прямої послідовності та еквівалентних схем заміщення зворотної і нульової послідовностей (рис. 7.8) за виразом (7.8)

$$\dot{U}_{\kappa A1}^{(1)} + \dot{U}_{\kappa A2}^{(1)} + \dot{U}_{\kappa A0}^{(1)} = 0.$$

В комплексній схемі заміщення виконується співвідношення струмів (7.10):

$$\dot{I}_{\kappa A1}^{(1)} = \dot{I}_{\kappa A2}^{(1)} = \dot{I}_{\kappa A0}^{(1)}.$$

- Комплексна схема заміщення при двофазному КЗ зображена на рис. 7.10 і складена на основі співвідношень для напруг послідовностей (7.19)

$$\dot{U}_{\kappa A1}^{(2)} = \dot{U}_{\kappa A2}^{(2)}; \dot{U}_{\kappa A0}^{(2)} = 0.$$

Струми у вітках цієї схеми відповідають умовам (7.18)

$$\dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} = -\dot{I}_{\kappa A2}^{(2)}; \dot{I}_{\kappa A0}^{(2)} = 0.$$

- Двофазному КЗ на землю відповідає комплексна схема заміщення (рис.7.11), що складена за співвідношеннями напруг послідовностей (7.26),

$$\dot{U}_{\kappa A1}^{(1,1)} = \dot{U}_{\kappa A2}^{(1,1)} = \dot{U}_{\kappa A0}^{(1,1)}.$$

У вітках схеми заміщення для струмів послідовностей розв'язується тотожність з (7.24)

$$\dot{I}_{\kappa A1}^{(1,1)} = -(\dot{I}_{\kappa A2}^{(1,1)} + \dot{I}_{\kappa A0}^{(1,1)}).$$

До розрахунків з комплексними схемами заміщення складають еквівалентні схеми окремих послідовностей, після чого їх сполучають

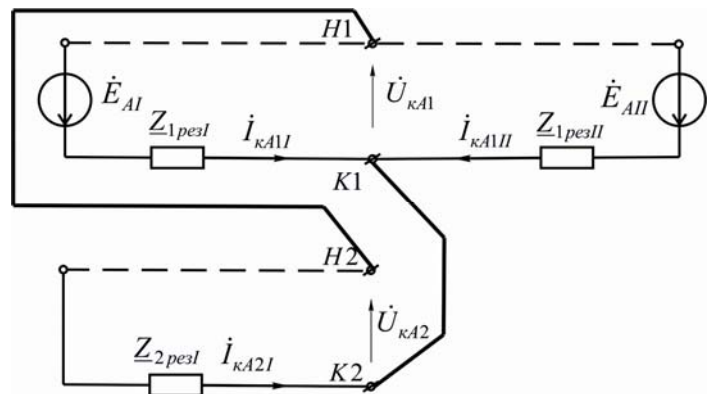


Рис. 7.10. Комплексна схема заміщення для особливої фази A при двофазному КЗ

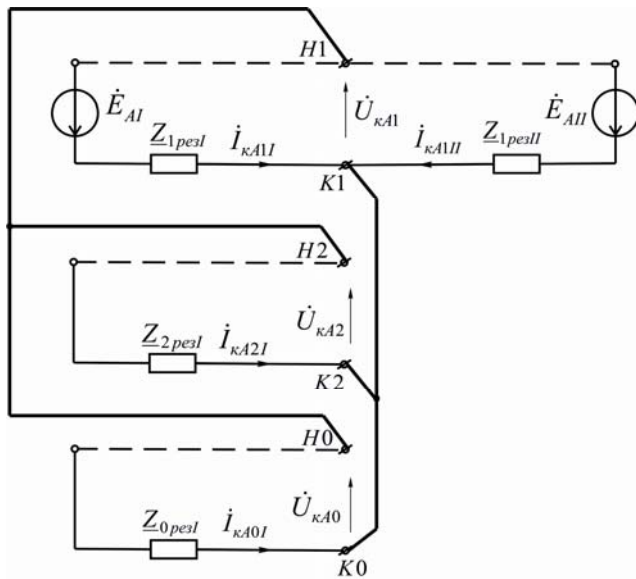


Рис. 7.11. Комплексна схема заміщення для особливої фази А при двофазному КЗ на землю

між собою (рис.7.9 – 7.11) для потрібного виду КЗ. Для визначення струмів прямої, зворотної та нульової послідовностей, що перебігають у тому чи іншому елементі, в комплексній схемі заміщення спочатку необхідно знайти опір, яким моделюється даний елемент у схемах прямої, зворотної та нульової послідовностей, а далі обчислити струми, що перебігають вітками з цим опором. Напругу окремої послідовності для заданого вузла комплексної схеми заміщення визначають як напругу вузла відносно початку схеми заміщення цієї послідовності.

Комплексними схемами заміщення зручно користуватися в розрахунках несиметричних КЗ із застосуванням статичних моделей (значення струмів та напруг окремих послідовностей виміряють).

7.8. Порівняння струмів при різних видах короткого замикання

Порівняльна оцінка струмів КЗ різного виду має також практичне застосування. Для її отримання за відомим для даної точки СЕП значенням струму трифазного КЗ, обчислення якого простіше, ніж решти КЗ, треба оцінити у першому наближенні можливі значення струму при несиметричних видах КЗ. Визначені нижче граничні співвідношення справедливі лише для струмів у певному місці КЗ при $t = 0$.

Струм у місці КЗ будь-якого виду визначимо за виразом (при $r \rightarrow 0$)

$$I_{II}^{(n)} = m^{(n)} I_{кA1}^{(1)} = m^{(n)} E_{A\Sigma} / (x_{1рез} + x_A^{(n)}). \quad (7.53)$$

Відношення значень періодичних складових струму будь-якого несиметричного виду КЗ до періодичної складової струму трифазного КЗ подамо як

$$K^{(n;3)} = \frac{I_{\Pi}^{(n)}}{I_{\Pi}^{(3)}} = \frac{m^{(n)} E_{A\Sigma}^{(n)} / (x_{1pez} + x_d^{(n)})}{E_{A\Sigma}^{(3)} / x_{1pez}} = \frac{m^{(n)} E_{A\Sigma}^{(n)} / E_{A\Sigma}^{(3)}}{1 + x_d^{(n)} / x_{1pez}}. \quad (7.54)$$

Вираз (7.54) ураховує схему заміщення генератора для прямої послідовності (з відповідною е.р.с.) і його можна вважати справедливим для будь-якого моменту часу. В наближеній оцінці інтервалу зміни $K^{(n;3)}$ відмінностями $E_{A\Sigma}^{(n)}$ та $E_{A\Sigma}^{(3)}$ можна нехтувати і вважати, що рівність $E_{A\Sigma}^{(n)} = E_{A\Sigma}^{(3)}$ справедлива для моменту часу $t = 0$. Внаслідок цього вираз (7.54) спрощено:

$$K^{(n;3)} = m^{(n)} / (1 + x_d^{(n)} / x_{1pez}). \quad (7.55)$$

За цього припущення найбільша похибка спостерігається під час визначення співвідношення усталених значень даних струмів або близьких до усталених, оскільки при трифазному КЗ біля затискачів генератор еквівалентно задається у схемі заміщення е.р.с. $E_{q,2p}$ та опором x_d , а при однофазному КЗ е.р.с., рівній номінальній напрузі, та опором (дорівнює нулю). Цей випадок, однак, не має практичного інтересу.

Граничні значення відношення $K^{(n;3)}$ (різні види КЗ).

Двофазне КЗ. За даними табл. 7.1 $m^{(2)} = \sqrt{3}$, $x_d^{(2)} \approx x_{2pez}$, тоді з виразу (7.55)

$$K^{(2;3)} = \sqrt{3} / (1 + x_{2pez} / x_{1pez}). \quad (7.56)$$

Проаналізуємо значення $K^{(2;3)}$ при КЗ біля генератора та КЗ у віддаленій точці.

Для КЗ біля генератора $x_{3ш} = 0$ у початковий момент часу КЗ $x_{1Г} = x_d''$, $x_{2Г} \approx x_d''$.

Отже,

$$x_{1pez} \approx x_{2pez} \text{ та } K^{(2;3)} = \sqrt{3}/2. \quad (7.57)$$

В усталеному режимі ($t \rightarrow \infty$), якщо $x_{1Г} = x_d$, $x_{2Г} \ll x_d$ та $x_{1pez} \gg x_{2pez}$, можна вважати $x_{2pez} \approx 0$. Тоді $K^{(2;3)} \rightarrow \sqrt{3}$.

Таким чином, відношення $K^{(2;3)}$ перебуває у межах

$$\sqrt{3}/2 \leq K^{(2;3)} < \sqrt{3}. \quad (7.58)$$

При КЗ у віддаленій точці стосовно до генератора $x_{3ш}$ значне. Наприклад, це може бути у СЕП промислового підприємства середньої потужності без власної ТЕС. У цьому разі

$$x_{2pez} / x_{1pez} = (x_{2Г} + x_{3ш}) / (x_{1Г} + x_{3ш}) \approx 1 \quad (7.59)$$

незалежно від моменту часу виникнення КЗ, а $K^{(2;3)} = \sqrt{3}/2$. Це означає, що між струмами дво- та трифазного КЗ протягом усього перехідного процесу зберігається приблизно постійне співвідношення: $I_{II}^{(2)} \approx (\sqrt{3}/2) I_{II}^{(3)}$.

Однофазне КЗ. З табл. 7.1 $m^{(1)} = 3$; $x_{\Delta}^{(1)} = x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}}$, тоді за (7.55) коефіцієнт кратності

$$K^{(1;3)} = 3 / \left[1 + (x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}}) / x_{1\text{рез}} \right] = 3 / \left(1 + x_{2\text{рез}} / x_{1\text{рез}} + x_{0\text{рез}} / x_{1\text{рез}} \right), \quad (7.60)$$

що відчутно залежить від значення опору нульової послідовності.

Значення індуктивного опору $x_{0\text{рез}}$ зазнає змін у межах (практично від 0 до ∞) і може змінюватися від кількості заземлених нейтралей трансформаторів у мережах напругою 110 кВ та вище.

Звернемо увагу на інтервал значень $K^{(1;3)}$ при КЗ біля генератора. Коли $x_{зи} \rightarrow 0$, а $x_{1\text{рез}} \gg x_{2\text{рез}}$, можна вважати, що $x_{2\text{рез}} / x_{1\text{рез}} \approx 0$. Тоді при $x_{0\text{рез}} \approx 0$ граничне значення $K^{(1;3)} \rightarrow 3$, а при $x_{0\text{рез}} \rightarrow \infty$ маємо $K^{(1;3)} = 0$.

Отже, значення коефіцієнта $K^{(1;3)}$ буде в інтервалі

$$0 \leq K^{(1;3)} < 3. \quad (7.61)$$

При КЗ у віддаленій точці електричної системи $x_{1\text{рез}} \approx x_{2\text{рез}}$ і при $x_{0\text{рез}} = 0$ та $x_{0\text{рез}} \rightarrow \infty$ граничні значення коефіцієнта

$$0 \leq K^{(1;3)} < 1,5. \quad (7.62)$$

Зміна значень коефіцієнта $K^{(1;3)}$ залежно від відношення $x_{0\text{рез}} / x_{1\text{рез}}$ при КЗ у віддаленій точці зображена на рис. 7.12.

Двофазне КЗ на землю. З табл. 7.1 відомі $m^{(1,1)}$ та $x_{\Delta}^{(1,1)}$, тоді за виразом (7.55)

$$K^{(1,1-3)} = \sqrt{3} \sqrt{1 - x_{2\text{рез}} x_{0\text{рез}} / (x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}})^2} / \left[1 + (x_{2\text{рез}} x_{0\text{рез}} / (x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}})) / x_{1\text{рез}} \right]. \quad (7.63)$$

Як зазначалося раніше (підрозд. 7.4), залежно від співвідношення $x_{2\text{рез}} / x_{0\text{рез}}$ значення $m^{(1,1)}$ перебуває в інтервалі (верхня межа відповідає $x_{2\text{рез}} / x_{0\text{рез}}$, що дорівнює нулю або нескінченності, а нижня — $x_{2\text{рез}} = x_{0\text{рез}}$)

$$1,5 \leq m^{(1,1)} \leq \sqrt{3}.$$

Якщо $x_{0\text{рез}} = 0$, то $K^{(1,1-3)} = \sqrt{3}$. Коли $x_{0\text{рез}} = \infty$, комплексна схема заміщення при $K^{(1,1)}$ (рис. 7.11) перетвориться на її подібну при $K^{(2)}$ (рис. 7.10), у результаті чого

$$K^{(1,1-3)} = \sqrt{3}(1 + x_{2\text{рез}}/x_{1\text{рез}}). \quad (7.64)$$

При КЗ у віддаленій точці, де $x_{2\text{рез}} \approx x_{1\text{рез}}$, маємо

$$K^{(1,1-3)} = \sqrt{3}/2. \quad (7.65)$$

Тому значення коефіцієнта $K^{(1,1-3)}$ змінюються в проміжку

$$\sqrt{3}/2 \leq K^{(1,1-3)} \leq \sqrt{3}, \quad (7.66)$$

як і за двофазного КЗ.

Зміна значень коефіцієнта $K^{(1,1-3)}$ залежно від відношення $x_{0\text{рез}}/x_{1\text{рез}}$ при КЗ у віддаленій точці – на рис. 7.12, з якого виходить, що коли $x_{0\text{рез}}/x_{1\text{рез}} = 0,2\dots 1$, струм однофазного КЗ не набагато більший за струм двофазного КЗ на землю, тоді як для решти значень $x_{0\text{рез}}/x_{1\text{рез}}$ має місце зворотне співвідношення.

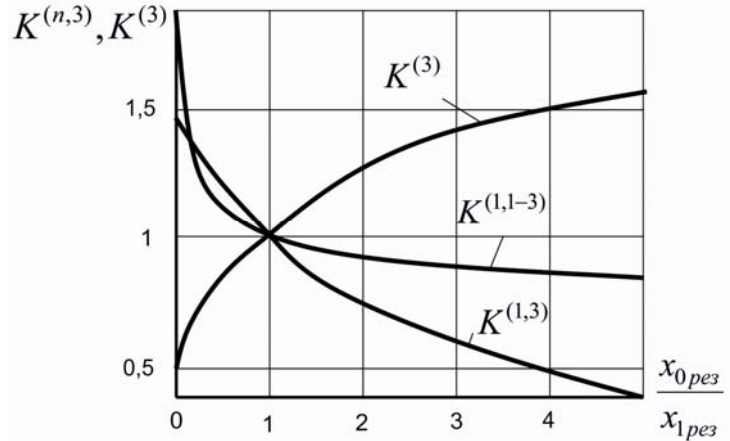


Рис. 7.12. Співвідношення між струмами різних видів КЗ залежно від співвідношення опорів $x_{0\text{рез}}/x_{1\text{рез}}$

Практичний інтерес

являє собою також порівняння значень струму на землю при одно- та двофазному КЗ на землю. За (7.10), (7.12), (7.27) та (7.30) відношення $K^{(3)} = I_3^{(1)}/I_3^{(1,1)} = I_{\kappa 0}^{(1)}/I_{\kappa 0}^{(1,1)}$ можна записати так:

$$K^{(3)} = \frac{x_{1\text{рез}}x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}}x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}}x_{0\text{рез}}}{x_{1\text{рез}}x_{2\text{рез}} + x_{2\text{рез}}^2 + x_{2\text{рез}}x_{0\text{рез}}}, \quad (7.67)$$

звідки залежно від співвідношення між $x_{2\text{рез}}$ та $x_{1\text{рез}}x_{0\text{рез}}$ може бути $K^{(3)} > 1$ чи $K^{(3)} < 1$. При $x_{2\text{рез}} = x_{1\text{рез}}$ вираз набере вигляду:

$$K^{(3)} = (1 + 2x_{0\text{рез}}/x_{1\text{рез}})/(2 + x_{0\text{рез}}/x_{1\text{рез}}). \quad (7.68)$$

Зміну $K^{(3)}$ залежно від відношення $x_{0\text{рез}}/x_{1\text{рез}}$ ілюструє відповідна крива на рис. 7.12. Як видно, лише за $x_{0\text{рез}} = x_{1\text{рез}}$ струми в землі для порівняльних видів КЗ однакові. При $x_{0\text{рез}} > x_{1\text{рез}}$ струм у землі більший, ніж за однофазного КЗ, а коли $x_{0\text{рез}} < x_{1\text{рез}}$, він такий же при двофазному КЗ на землю. Співвідношення (7.67) та (7.68) дійсні для струмів нульової послідовності будь-якої вітки схеми, оскільки вони пропорційні струмам у місці КЗ.

7.9. Трансформація симетричних складових струмів та напруг окремих послідовностей

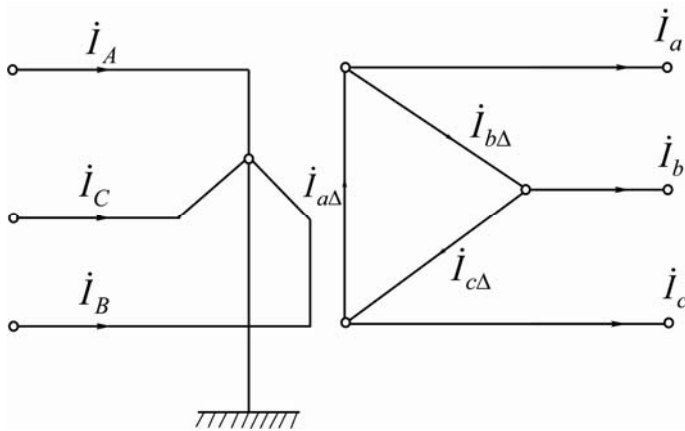


Рис. 7.13. Розподіл струмів при з'єднанні обмоток трансформатора за схемою $Y_0/\Delta-11$

Обчислені з використанням симетричних складових окремих послідовностей фазні струми віток та напруги вузлів дійсні лише для ділянок розрахункової схеми, електрично з'єднаних з точкою КЗ. Це зумовлене тим, що при визначенні параметрів елементів схеми заміщення ми користуємося лінійними значеннями (модулями) коефіцієнтів трансформації, тобто

не враховуємо груп з'єднань обмоток трансформаторів. Під час трансформації векторів струмів та напруг змінюються значення їх модулів і кути. Фази комплексних коефіцієнтів трансформації можна врахувати, зміщуючи обчислені складові струмів у вітках та напруг у вузлах схеми на кути, які визначаються групами з'єднань обмоток трансформаторів.

При переході через трансформатор з непарною групою з'єднань обмоток $Y/\Delta - N$ (N – номер групи з'єднань обмоток 1, 3, 5, 7, 9, 11) вектори фазних напруг та струмів зміщуються. Як типові взято групи з'єднань обмоток трансформаторів $Y/Y-0$ та $Y/\Delta-11$.

Звернемося до рис. 7.13, де зображено трансформатор із з'єднанням обмоток за схемою $Y/\Delta-11$. При заданих фазних струмах у первинній обмотці $\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$, відповідно до взятих на рис. 7.13 позитивних напрямків, струми у фазних провідниках за обмоткою, з'єднаною трикутником,

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_a &= \dot{I}_{a\Delta} - \dot{I}_{b\Delta} = (\dot{I}_A - \dot{I}_B) w_Y / w_\Delta = (\dot{I}_A - \dot{I}_B) K / \sqrt{3} \\ \dot{I}_b &= \dot{I}_{b\Delta} - \dot{I}_{c\Delta} = (\dot{I}_B - \dot{I}_C) w_Y / w_\Delta = (\dot{I}_B - \dot{I}_C) K / \sqrt{3} \\ \dot{I}_c &= \dot{I}_{c\Delta} - \dot{I}_{a\Delta} = (\dot{I}_C - \dot{I}_A) w_Y / w_\Delta = (\dot{I}_C - \dot{I}_A) K / \sqrt{3} \end{aligned} \right\} \quad (7.69)$$

або в матричній формі запису

$$\begin{pmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{pmatrix} = \frac{K}{\sqrt{3}} \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{pmatrix} = \frac{K}{\sqrt{3}} A^{(11)} \begin{pmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{pmatrix}, \quad (7.70)$$

де K – лінійний коефіцієнт трансформації, що дорівнює відношенню номінальних лінійних напруг трансформатора. Якщо кількість витків обмоток високої та низької напруг трансформатора позначити w_Y і w_Δ , а за основний ступінь взяти високу напругу U_{BH} , то лінійний коефіцієнт трансформації для трансформаторів з непарною групою з'єднання обмоток становитиме:

$$K = \sqrt{3} w_Y / w_\Delta \approx U_{BH} / U_{HH}. \quad (7.71)$$

Для трансформаторів з парною групою з'єднання обмоток

$$K = w_Y / w_\Delta. \quad (7.72)$$

Струми можна виразити з боку обмотки трансформатора, з'єднаної на зірку при заданих струмах $\dot{I}_a, \dot{I}_b, \dot{I}_c$ від обмотки, з'єднаної на трикутник:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_A - \dot{I}_0 &= (\dot{I}_a - \dot{I}_c) / (K\sqrt{3}) \\ \dot{I}_B - \dot{I}_0 &= (\dot{I}_b - \dot{I}_a) / (K\sqrt{3}) \\ \dot{I}_C - \dot{I}_0 &= (\dot{I}_c - \dot{I}_b) / (K\sqrt{3}) \end{aligned} \right\} \quad (7.73)$$

чи в матричному вигляді

$$\begin{vmatrix} \dot{I}_A - \dot{I}_0 \\ \dot{I}_B - \dot{I}_0 \\ \dot{I}_C - \dot{I}_0 \end{vmatrix} = \frac{1}{K\sqrt{3}} \begin{vmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{vmatrix} = \frac{1}{K\sqrt{3}} B^{(11)} \begin{vmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{vmatrix}. \quad (7.74)$$

Вирази (7.69) та (7.73) видозмінимо, записавши струми через симетричні складові послідовностей для особливої фази A :

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_a &= (\dot{I}_{A1} + \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0} - a^2\dot{I}_{A1} - a\dot{I}_{A2} - \dot{I}_{A0})K/\sqrt{3} = (\dot{I}_{A1}e^{j30^\circ} + \dot{I}_{A2}e^{-j30^\circ})K \\ \dot{I}_b &= (a^2\dot{I}_{A1} + a\dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0} - a\dot{I}_{A1} - a^2\dot{I}_{A2} - \dot{I}_{A0})K/\sqrt{3} = (\dot{I}_{A1}e^{j90^\circ} + \dot{I}_{A2}e^{-j90^\circ})K \\ \dot{I}_c &= (a\dot{I}_{A1} + a^2\dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0} - \dot{I}_{A1} - \dot{I}_{A2} - \dot{I}_{A0})K/\sqrt{3} = (\dot{I}_{A1}e^{j150^\circ} + \dot{I}_{A2}e^{-j150^\circ})K \end{aligned} \right\} \quad (7.75)$$

та

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_A - \dot{I}_0 &= (\dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} + \dot{I}_{a0} - a\dot{I}_{a1} - a^2\dot{I}_{a2} - \dot{I}_{a0}) / (K\sqrt{3}) = (\dot{I}_{a1}e^{-j30^\circ} + \dot{I}_{a2}e^{j30^\circ}) / K \\ \dot{I}_B - \dot{I}_0 &= (a^2\dot{I}_{a1} + a\dot{I}_{a2} + \dot{I}_{a0} - \dot{I}_{a1} - \dot{I}_{a2} - \dot{I}_{a0}) / (K\sqrt{3}) = (\dot{I}_{a1}e^{-j150^\circ} + \dot{I}_{a2}e^{j150^\circ}) / K \\ \dot{I}_C - \dot{I}_0 &= (a\dot{I}_{a1} + a^2\dot{I}_{a2} + \dot{I}_{a0} - a^2\dot{I}_{a1} - a\dot{I}_{a2} - \dot{I}_{a0}) / (K\sqrt{3}) = (\dot{I}_{a1}e^{j90^\circ} + \dot{I}_{a2}e^{-j90^\circ}) / K \end{aligned} \right\} \quad (7.76)$$

Подібні перетворення здійснимо і для виразів напруг. Напруги з обох боків обмоток трансформатора, виражені через симетричні складові послідовностей, для особливої фази A :

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_a &= (\dot{U}_{A1}e^{-j30^\circ} + \dot{U}_{A2}e^{j30^\circ})K \\ \dot{U}_b &= (\dot{U}_{A1}e^{-j90^\circ} + \dot{U}_{A2}e^{j90^\circ})K \\ \dot{U}_c &= (\dot{U}_{A1}e^{j150^\circ} + \dot{U}_{A2}e^{-j150^\circ})K \end{aligned} \right\} \quad (7.77)$$

та

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_A &= (\dot{U}_{a1}e^{-j30^\circ} + \dot{U}_{a2}e^{j30^\circ})K \\ \dot{U}_B &= (\dot{U}_{a1}e^{-j150^\circ} + \dot{U}_{a2}e^{j150^\circ})K \\ \dot{U}_C &= (\dot{U}_{a1}e^{j90^\circ} + \dot{U}_{a2}e^{-j90^\circ})K \end{aligned} \right\} \quad (7.78)$$

За виразами (7.77) та (7.78) фазні напруги встановлюють відносно нульової точки системи векторів, а в режимах, коли відсутні складові нульової послідовності, – відносно землі. Структура виразів (7.75) та (7.77) свідчить про те, що у трансформатора з групою з'єднання обмоток $Y_0/\Delta-11$ при переході з боку зірки на бік трикутника вектори прямої послідовності повертаються на 30° у протилежному напрямку (рис. 7.14). Під час переходу через трансформатор у зворотному напрямку кутові зміщення такі, що вектори симетричних складових послідовностей змінюють свій знак на протилежний, що й підтверджено виразами (7.76) та (7.78).

Аналогічні перетворення можна провести і для інших груп з'єднання обмоток трансформаторів. Візьмемо, наприклад, трансформатор з N -групою з'єднання обмоток. За аналогією з виразами (7.70) та (7.74) отримаємо співвідношення між струмами з різних боків обмоток трансформатора:

$$\begin{vmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{vmatrix} = \frac{K}{\sqrt{3}} A^{(N)} \begin{vmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{vmatrix} \quad \text{та} \quad \begin{vmatrix} \dot{I}_A - \dot{I}_0 \\ \dot{I}_B - \dot{I}_0 \\ \dot{I}_C - \dot{I}_0 \end{vmatrix} = \frac{1}{K\sqrt{3}} B^{(N)} \begin{vmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{vmatrix}. \quad (7.79)$$

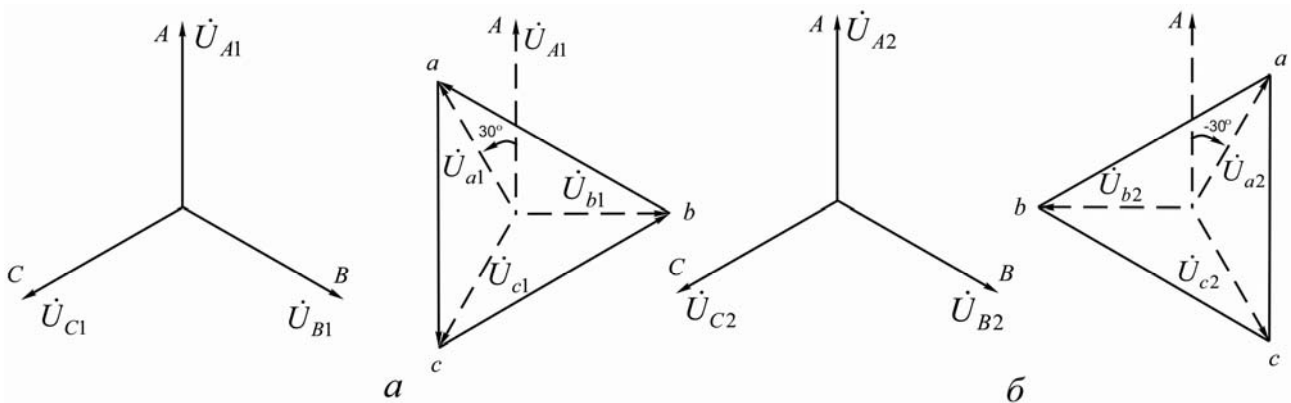


Рис. 7.14. Симетричні складові векторів для трансформатора з групою з'єднання обмоток $Y_0/\Delta-11$: *a* – прямої послідовності; *б* – зворотної послідовності

Значення матриць $A^{(N)}$ та $B^{(N)}$ для різних груп з'єднання обмоток трансформаторів наведені у табл. 7.2. Переходячи до симетричних складових послідовностей та використовуючи співвідношення (6.6), (6.7), для особливої фази A маємо:

$$\left. \begin{aligned} \begin{vmatrix} \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \\ \dot{I}_{a0} \end{vmatrix} = S^{-1} \begin{vmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{vmatrix} = S^{-1} \frac{K}{\sqrt{3}} A^{(N)} \begin{vmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{vmatrix} = S^{-1} \frac{K}{\sqrt{3}} A^{(N)} S \begin{vmatrix} \dot{I}_{A1} \\ \dot{I}_{A2} \\ \dot{I}_{A0} \end{vmatrix} \end{aligned} \right\} \quad (7.80)$$

$$\begin{vmatrix} \dot{I}_{A1} \\ \dot{I}_{A2} \\ \dot{I}_{A0} \end{vmatrix} = S^{-1} \begin{vmatrix} \dot{I}_A - \dot{I}_0 \\ \dot{I}_B - \dot{I}_0 \\ \dot{I}_C - \dot{I}_0 \end{vmatrix} = S^{-1} \frac{1}{K\sqrt{3}} B^{(N)} \begin{vmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{vmatrix} = S^{-1} \frac{1}{K\sqrt{3}} B^{(N)} S \begin{vmatrix} \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \\ \dot{I}_{a0} \end{vmatrix}$$

або $\vec{I}_{as} = M_S^{I(N)} \cdot \vec{I}_{AS}$ і $\vec{I}_{AS} = N_S^{I(N)} \cdot \vec{I}_{as}$,

де $M_S^{I(N)} = S^{-1} \frac{K}{\sqrt{3}} A^{(N)} \cdot S$; $N_S^{I(N)} = S^{-1} \frac{1}{K\sqrt{3}} B^{(N)} \cdot S$,

чи у розгорненому вигляді:

$$M^{(I)N} = \begin{vmatrix} Ke^{-j30^\circ N} & 0 & 0 \\ 0 & Ke^{j30^\circ N} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}, \quad N^{(I)N} = \begin{vmatrix} K^{-1}e^{j30^\circ N} & 0 & 0 \\ 0 & K^{-1}e^{-j30^\circ N} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}. \quad (7.81)$$

За аналогією, використавши вирази (7.77), (7.78), (7.80) та (7.81), запишемо співвідношення між симетричними складовими напруг для особливої фази A :

– перетворення зірки на трикутник:

$$\begin{vmatrix} \dot{U}_{a1} \\ \dot{U}_{a2} \\ \dot{U}_{a0} \end{vmatrix} = M^{U(N)} \begin{vmatrix} \dot{U}_{A1} \\ \dot{U}_{A2} \\ \dot{U}_{A0} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} K^{-1}e^{-j30^\circ N} & 0 & 0 \\ 0 & K^{-1}e^{j30^\circ N} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \dot{U}_{A1} \\ \dot{U}_{A2} \\ \dot{U}_{A0} \end{vmatrix}; \quad (7.82)$$

– перетворення трикутника на зірку:

$$\begin{vmatrix} \dot{U}_{A1} \\ \dot{U}_{A2} \\ \dot{U}_{A0} \end{vmatrix} = N^{U(N)} \begin{vmatrix} \dot{U}_{a1} \\ \dot{U}_{a2} \\ \dot{U}_{a0} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} Ke^{j30^\circ N} & 0 & 0 \\ 0 & Ke^{-j30^\circ N} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \dot{U}_{a1} \\ \dot{U}_{a2} \\ \dot{U}_{a0} \end{vmatrix}. \quad (7.82,a)$$

При переході через трансформатор з групою з'єднання обмоток 12 вектори симетричних складових струмів та напруг не змінюються за фазою. За виразами (7.80)–(7.82) сформулюємо правило трансфор-

мації симетричних складових окремих послідовностей: у трансформаторі з N -групою з'єднання обмоток при переході з боку зірки на бік трикутника вектори струмів та напруг прямої послідовності зміщуються на кут $-30^\circ N$, вектори струмів та напруг зворотної послідовності – на кут $+30^\circ N$ і при переході з боку трикутника на бік зірки кути зміщення відповідних векторів змінюються на $+30^\circ N$ та $-30^\circ N$.

Таблиця 7.2

Значення матриц $A^{(N)}$ і $B^{(N)}$ для різних груп з'єднання обмоток трансформаторів

Матриця	№ групи		
	$N=3$	$N=9$	$N=11$
$A^{(N)}$	$\begin{vmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{vmatrix}$	$\begin{vmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{vmatrix}$	$\begin{vmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{vmatrix}$
$B^{(N)}$	$\begin{vmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{vmatrix}$	$\begin{vmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{vmatrix}$	$\begin{vmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{vmatrix}$

При непарній групі з'єднання обмоток, коли про істинне взаємне орієнтування векторних діаграм на обох боках обмоток трансформатора знати не обов'язково, вважатимемо, що його обмотки з'єднані за групою 3 або 9 (табл. 7.2). При цьому вектори прямої та зворотної послідовностей повернені на 90° у протилежні боки (рис. 7.15). Напевне, вектори прямої послідовності можна залишити без зміщення, але вектори зворотної послідовності треба змістити на 180° . Звідси наступне правило: при переході через трансформатор із з'єднанням обмоток за схемою Y/Δ чи Δ/Y достатньо замінити знак на протилежний лише у векторів зворотної послідовності.

Треба взяти до уваги, що відмова від урахування дійсної групи з'єднання обмоток трансформаторів викличе розбіжність у позначеннях лінійних провідників за трансформатором (з маркіруванням відповідно до дійсної групи з'єднання).

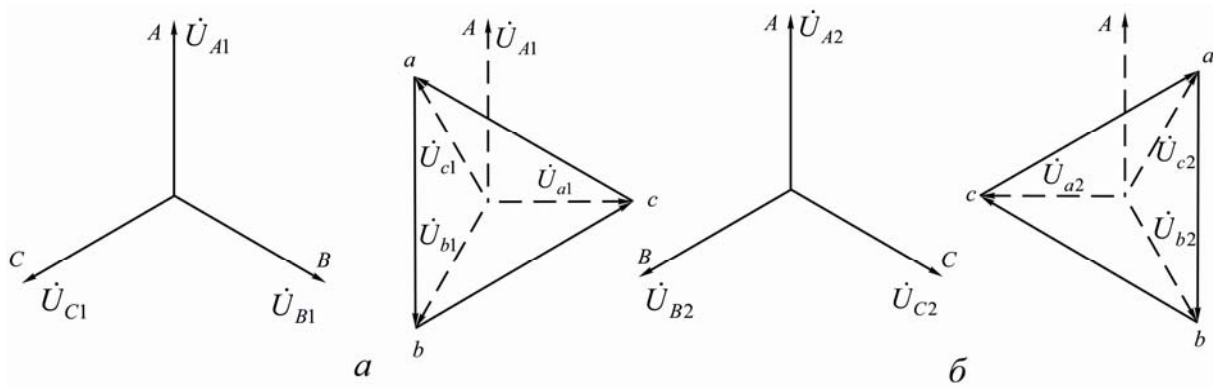


Рис. 7.15. Симетричні складові векторів для трансформатора з групою з'єднання обмоток $Y/\Delta - 3$:
 a – прямої послідовності; $б$ – зворотної послідовності

Якщо вектори струму та напруги подані у відносних одиницях виміру, то при трансформації слід ураховувати лише кутові зміщення, зумовлені відповідною групою з'єднання обмоток трансформатора.

Використовуючи векторні діаграми струмів та напруг для місця КЗ, побудуємо відповідні діаграми у довільній точці даної схеми. На рис. 7.16 як приклад показані векторні діаграми струмів та напруг за різних видів КЗ у точках α , β (рис. 7.16,а), розташованих від точки $K^{(n)}$ на різних обмотках трансформатора. Обмотки трансформатора з'єднані за схемою $Y_0/\Delta - 11$. Для спрощення візьмемо коло КЗ, що складається із суто індуктивних опорів. Для порівняння діаграм на обох боках трансформатора вважатимемо, що струми та напруги подані у відносних одиницях виміру або зведені до одного ступеня напруги.

Вектори напруг окремих послідовностей в точках α , β , $K^{(n)}$ даної схеми для кожного несиметричного КЗ зображені на рис. 7.16,б-г. У міру наближення до генератора напруга прямої послідовності зростає, а напруга зворотної та нульової послідовностей зменшується за абсолютним значенням. При зазначеному на рис. 7.16,а з'єднанні обмоток трансформатора напруга нульової послідовності за трансформатором відсутня. Як виходить із співвідношення між \dot{U}_{A2} та \dot{U}_{A0} , у місці однофазного КЗ $x_{0\text{рез}} > x_{2\text{рез}}$.

Найбільше викривлення векторної діаграми напруг завжди спостерігається у місці КЗ. Для точок, розташованих ближче до генератора, це викривлення стає все меншим. Повністю симетричною зберігається лише система векторів е.р.с. Через те, що трансформатор має непарну групу з'єднання обмоток, однофазне КЗ з боку з'єднання обмоток на зірку сприймається генератором як двофазне.

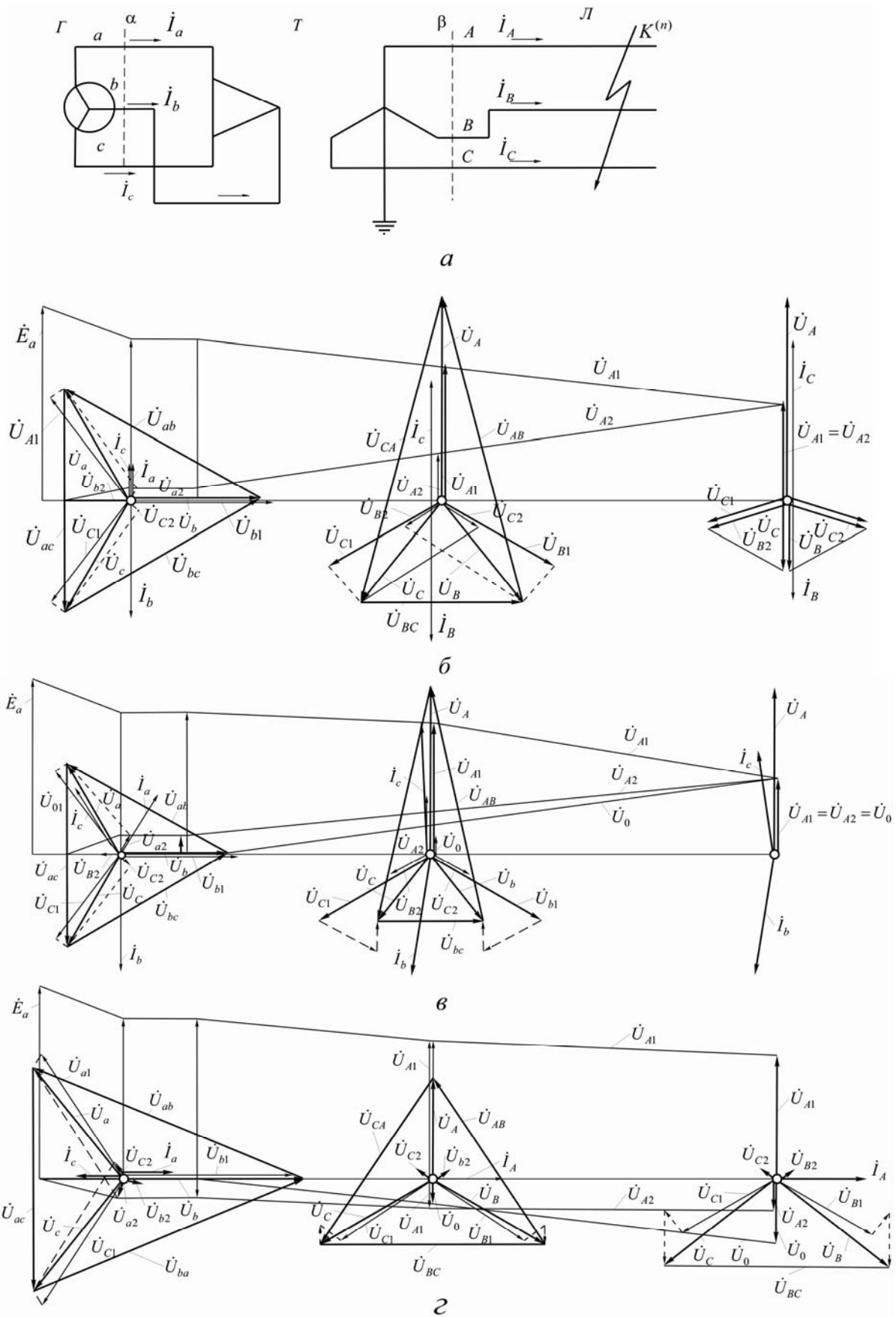


Рис. 7.16. Векторні діаграми у різних точках СЕП (а) – розрахункова схема фазних напруг і струмів та їх складових при несиметричному короткому замиканні: двофазному (б), двофазному на землю (в), однофазному (г)

У разі побудови векторних діаграм напруг для інших ділянок мережі слід зважити на три обставини:

1) напруга прямої послідовності має найменше значення у місці КЗ й зростає при наближенні до джерела, а у напруг зворотної та нульової послідовностей, навпаки, – найбільші за модулем значення у місці КЗ, які при наближенні до джерела зменшуються;

2) при проходженні через трансформатор системи векторів прямої та зворотної послідовностей повертаються відповідно за ходом та проти ходу годинникової стрілки відносно їх положення у місці КЗ, причому кут повороту залежить від групи з'єднання обмоток трансформатора;

3) обмотки трансформаторів, з'єднані на трикутник, обмежують проходження струмів нульової послідовності у мережі; у комплексних схемах заміщення обмотки вважаються початком схеми заміщення нульової послідовності.

7.10. Методи розрахунку несиметричних коротких замикань

Методи розрахунку характеристик перехідного процесу при трифазному КЗ за правилом еквівалентності для струму прямої послідовності можуть бути застосовані для розрахунку перехідного процесу за будь-якого несиметричного КЗ. Періодичну складову струму прямої послідовності несиметричного КЗ визначають так само, як і періодичну складову струму трифазного КЗ, але тільки у точці, віддаленій від дійсної точки КЗ на додатковий опір $\underline{Z}_{\Delta}^{(n)}$. Під час розрахунку цього струму можна скористатися комплексною схемою заміщення. Струми зворотної та нульової послідовностей, а також напруги окремих послідовностей у точці КЗ визначаємо за струмом прямої послідовності (табл. 7.1).

Ознайомимося з особливостями розрахунку параметрів режиму за несиметричного КЗ й наведемо відповідні алгоритми.

Розрахунок початкових значень періодичних складових параметрів режиму. Схеми заміщення загалом складають для всіх послідовностей: прямої, зворотної та нульової. Параметри схеми заміщення прямої послідовності визначають для моменту часу $t = 0$, для чого всі генератори, компенсатори та навантаження еквівалентують їх надперехідними опорами та е.р.с. Напруга прямої послідовності у будь-якій точці СЕП при несиметричному КЗ завжди нижча, аніж при трифазному КЗ у тій же точці, а тому підживлення від окремих дви-

гунів за несиметричного КЗ виявляє себе слабше у порівнянні з трифазним КЗ. До приблизної оцінки ударного струму несиметричного КЗ часто не враховують впливу навантаження та окремих двигунів за винятком потужних, безпосередньо пов'язаних з точкою КЗ.

У наближених розрахунках схему заміщення для зворотної послідовності отримують з такої ж схеми для прямої послідовності, вилучивши е.р.с. та взявши $\underline{Z}_{2pez} \equiv \underline{Z}_{1pez}$.

Послідовність щодо обліку початкових значень періодичних складових параметрів режиму:

- складають схеми заміщення для прямої, зворотної та нульової послідовностей, визначаючи параметри еквівалентів елементів (опорів) та е.р.с. джерел;
- перетворенням схем заміщення для окремих послідовностей відносно точки КЗ знаходять результуючі опори \underline{Z}_{1pez} , \underline{Z}_{2pez} , \underline{Z}_{0pez} ;
- за формулою (7.41) обчислюють струм прямої послідовності;
- залежно від виду КЗ за наведеними у табл. 7.1 формулами визначають у місці КЗ струми зворотної та нульової послідовностей, напруги окремих послідовностей;
- обчислюють розподіл струмів окремих послідовностей у відповідних первинних розрахункових схемах та у разі необхідності враховують зміщення векторів струмів прямої і зворотної послідовностей на відповідні кути при їх трансформації;
- за виразами табл. 7.1 знаходять фазні струми та напруги для зазначених видів несиметричного КЗ.

Розрахунок параметрів режиму при несиметричному КЗ для $t > 0$ за типовими кривими генераторів. Типові криві можуть бути використані для встановлення значення періодичної складової струму прямої послідовності, а, отже, і повного струму у довільний момент часу перехідного процесу при несиметричному КЗ.

Якщо розрахункова схема містить лише одне еквівалентне джерело (синхронний генератор, компенсатор або групу генераторів, що мають однакові параметри та перебувають в однакових умовах відносно точки КЗ), то алгоритм розрахунку подібний до розглянутого у розд. 5 щодо трифазного КЗ:

- знаходять струм прямої послідовності генератора $I_G^{(n)}$;
- визначають електричну віддаленість точки еквівалентного трифазного КЗ від генератора

$$I_{*1\Gamma}^{(n)} = I_{1\Gamma}^{(n)} / I_{\Gamma n}, \quad (7.83)$$

де $I_{\Gamma n}$ – номінальний струм генератора, зведений до ступеня напруги мережі, де сталося КЗ;

• за знайденим значенням (7.83) вибирають відповідну типову криву і для потрібного моменту часу t визначають відношення

$$\gamma_t^{(n)} = \left(I_{1\Gamma t}^{(n)} / I_{1\Gamma}^{(n)} \right); \quad (7.84)$$

• за відношенням $\gamma_t^{(n)}$ обчислюють шукане значення періодичної складової струму несиметричного КЗ у момент часу t :

$$I_{\Gamma t}^{(n)} = m^{(n)} \gamma_t^{(n)} I_{1\Gamma}^{(n)}. \quad (7.85)$$

Якщо СЕП має декілька джерел, то їх доцільно розбити на дві групи. До першої слід занести джерела, електрично близько розташовані від місця КЗ (джерела обмеженої потужності), а до другої – електрично віддалені джерела чи такі, що характеризуються незмінною напругою на затискачах (джерела необмеженої потужності). Здебільшого, точка КЗ може виявитися за опором x_k , загальним для всіх груп джерел. Коли навіть у схемі заміщення для прямої послідовності $x_{k,1} = 0$, то в комплексній схемі заміщення як $x_{k,l}$ буде опір $x_{\Delta}^{(n)}$.

Для знаходження значень параметрів режимів за несиметричних КЗ використовують такий алгоритм:

- 1) визначають струм прямої послідовності у місці КЗ $I_{\kappa A1\Sigma}^{(n)}$;
- 2) відшуковують струм прямої послідовності від кожного джерела у момент часу $t = 0$;
- 3) оцінюють електричну віддаленість джерел від точки КЗ за відношенням $I_{\Gamma i}'' / I_{\Gamma n i}$;
- 4) індивідуально введені до розрахункової схеми джерела розбиваються за електричною віддаленістю $I_{\Gamma i}'' / I_{\Gamma n i} \leq 2$ та $I_{\Gamma j}'' / I_{\Gamma n j} > 2$ на дві групи;
- 5) комплексній схемі заміщення шляхом перетворень надають вигляду трипроменевої зірки, де у вітку з точкою $K_1^{(n)}$ увімкнений опір $x_{\Lambda}^{(n)}$;
- 6) визначають сумарний струм прямої послідовності $I_{\Gamma j\Sigma}^{(n)}$ віток $I_{\Gamma j}'' / I_{\Gamma n j} > 2$;
- 7) виявляють відношення $I_{\Gamma j\Sigma}^{(n)} / I_{\kappa A1\Sigma}^{(n)}$;

8) для моменту часу t та електричної віддаленості $I_{\Gamma j \Sigma}^{(n)} / \sum_{j=1} I_{\Gamma n j}''$

спершу обчислюють відношення $I_{\Gamma t} / I_{\Gamma}''$, а потім, використовуючи допоміжну типову криву $(I_{\Pi t} / I'') = f_2(I_{\Gamma t} / I_{\Gamma}'')$ відповідно до отриманого у п.7 співвідношення, визначають

$$\gamma_t^{(n)} = I_{\Gamma t} / I''; \quad (7.86)$$

9) знаходять шукане діюче значення періодичної складової струму у місці несиметричного КЗ для моменту часу t :

$$I_{\Pi t}^{(n)} = m^{(n)} \gamma_t^{(n)} I_{\kappa A1 \Sigma}^{(n)}. \quad (7.87)$$

Розрахунок струму при несиметричних КЗ для $t > 0$ за розрахунковими кривими генераторів. Послідовність при обчисленні з використанням розрахункових кривих:

1) складають схеми заміщення для прямої, зворотної та нульової послідовностей;

2) перетворюють схеми заміщення окремих послідовностей до $x_{1рез}$, $x_{2рез}$, $x_{0рез}$ відносно точки КЗ; обчислюють результуючий опір комплексної схеми заміщення для даного виду несиметричного КЗ:

$$x_{рез}^{(n)} = x_{1рез} + x_{\Delta}^{(n)}; \quad (7.88)$$

3) знаходять розрахунковий опір живильних віток (загалом їх може бути $j = 1, \dots, N$):

– для генераторної j -ї вітки

$$x_{*н роз j}^{(n)} = x_{рез}^{(n)} S_{н j} / (C_j U_{\bar{o}}^2) \quad (7.89)$$

або

$$x_{*н роз j}^{(n)} = x_{*\bar{o} рез}^{(n)} S_{н j} / (C_j S_{\bar{o}}), \quad (7.90)$$

де $S_{н j}$ – номінальна потужність генератора j -ї вітки; C_j – коефіцієнт струморозподілу для j -ї вітки, що визначається у схемі прямої послідовності (у разі розрахунку за загальною зміною $C = 1$, а під $S_{н j}$ слід розуміти сумарну номінальну потужність усіх генераторів схеми);

– для вітки з джерелом необмеженої потужності опір буде

$$x_{*GS} = (x_{*1рез} + x_{*\Delta}^{(n)}) / C_{GS}, \quad (7.91)$$

де C_{GS} – коефіцієнт струморозподілу для вітки зв'язку з джерелом необмеженої потужності (якщо таке джерело зв'язане з точкою КЗ кількома вітками, то під C_{GS} треба розуміти суму відповідних коефіцієнтів струморозподілу);

4) для джерела обмеженої потужності (з $x_{*н\text{роз}} < 3$) на розрахункових кривих за значенням розрахункового опору j -ї вітки для заданого моменту часу t відшуковують відносне значення струму прямої послідовності $I_{*A1tj}^{(n)}$; струм прямої послідовності обчислюють в іменованих одиницях виміру:

$$I_{кA1tj}^{(n)} = I_{*нA1tj}^{(n)} I_{нj}; \quad (7.92)$$

5) при електричній віддаленості точки КЗ від джерел, а $x_{*розj}^{(n)} \geq 3$ можна взяти

$$I_{кA1tj}^{(n)} = I_{нj} / x_{*нрозj}^{(n)} \quad (7.93)$$

або

$$I_{кA1tGS} = I_{\delta} / x_{*\delta GS}, \quad (7.94)$$

якщо опір $x_{*\delta GS}$ джерела виражений у відносних одиницях виміру чи за формулою

$$I_{кA1tGS} = U_{\delta} / (\sqrt{3} x_{GS}), \quad (7.95)$$

коли опір x_{GS} заданий в іменованих одиницях виміру;

б) діюче значення періодичної складової струму у місці несиметричного КЗ для моменту часу t

$$I_{II t}^{(n)} = I_{кt}^{(n)} = m^{(n)} \left(\sum_{j=1}^N I_{кA1tj}^{(n)} + I_{кA1tGS} \right). \quad (7.96)$$

Розрахунок струму при несиметричному КЗ методом спрямлених характеристик розпочинають із складання схем заміщення для прямої, зворотної та нульової послідовностей. У схемі заміщення для прямої послідовності синхронні генератори з АРЗ задають індуктивним опором x_t та е.р.с. E_t (напругою генератора), обчисленими для моменту часу t . Режим роботи генератора з АРЗ, що працює ізольовано на зовнішню мережу, визначають порівнянням зовнішнього відносно затискачів генератора опору комплексної схеми заміщення з відповідним критичним опором для моменту часу t (див. розд. 5). Для СЕП з кількома джерелами живлення режим роботи їх генераторів з АРЗ вибираємо орієнтовно з наступною перевіркою. Вибраний режим можна перевірити, порівнявши струм прямої послідовності генератора з його критичним струмом або залишкову напругу прямої послідовності на затискачах генератора – з номінальною напругою (для режиму підйому збудження дотриматись умови $I_{1\Gamma t} \geq I_{спt}$ або

$U_{1\Gamma t} < U_H$, а для режиму нормальної напруги – $I_{1\Gamma t} \leq I_{ep t}$ чи $U_{1\Gamma t} = U_H$).

Систему як джерело необмеженої потужності вводять до схеми заміщення прямої послідовності відповідною сталою е.р.с. та опором, що дорівнює нулю. Навантаження слід вводити до схеми заміщення у точках їх дійсного приєднання з $x_{*H1HB} = 1,2$ та $E_H = 0$.

Опір елементів у схемах заміщення для зворотної та нульової послідовностей не залежить від часу й дорівнюють як і при $t = 0$.

Алгоритм розрахунку струму несиметричного КЗ методом спрямлених характеристик:

1) обирають режим роботи синхронних генераторів з АРЗ та визначають їх відповідні параметри;

2) складають схеми заміщення для прямої, зворотної та нульової послідовностей, розраховуючи параметри еквівалентів елементів цих схем;

3) перетворюють схеми заміщення окремих послідовностей відносно точки КЗ, знаходячи результуючі опір та е.р.с.;

4) струм прямої послідовності в точці КЗ розраховують за формулою (7.41);

5) визначають струми (порівнюють з відповідними критичними), які перебігають з віток синхронних генераторів із АРЗ;

б) перевіряють правильність вибору режимів: якщо режими генераторів з АРЗ взяті такими, що відповідають нормі, переходять до наступного етапу розрахунку. Коли ж режим хоча б для одного з генераторів вибраний неправильно, розраховують повторно, обираючи для цього генератора інший режим (повертаються до 1-го етапу розрахунку). При цьому для даного генератора беруть е.р.с. рівній номінальній напрузі генератора, а опір – нулю. До того ж змінюється лише схема заміщення для прямої послідовності. Схеми заміщення зворотної та нульової послідовностей і відповідні їм результуючі опори залишаються без змін;

7) наступні етапи розрахунку збігаються з розрахунком початкового значення періодичної складової струму несиметричного КЗ, розпочинаючи з етапу 4.

Приклади розрахунків

Приклад 7.1. На рис. 7.17,а зображено розрахункову схему знижувальної підстанції з автотрансформатором T , що сполучає системи M (330 кВ), N

(110 кВ) та живить узагальнене навантаження. Визначити симетричні складові струмів та напруг, фазні струми і напруги при однофазному КЗ на шині 110 кВ у точці $K^{(1)}$, якщо параметри автотрансформатора: $S_H = 220 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $K_T = 330 / 110 / 11$; $u_{KB-C} = 10 \%$; $u_{KB-H} = 34 \%$; $u_{KC-H} = 22,5 \%$; параметри системи M : $E_{\phi M} = 340 / \sqrt{3} \text{ кВ}$; $x_{1M} = x_{2M} = 50 \text{ Ом}$; $x_{0M} = 98 \text{ Ом}$; параметри системи N : $E_{\phi N} = 115 / \sqrt{3} \text{ кВ}$; $x_{1N} = x_{2N} = 11 \text{ Ом}$; $x_{0N} = 17 \text{ Ом}$; параметри навантаження: $x_{H\text{нв}}'' = 0,35$; $E_{H\text{нв}}'' = 0,85$; $S_{H\text{нв}} = 80 \text{ МВ}\cdot\text{А}$.

Розв'язання. Розрахунок здійснюємо, використовуючи точне зведення в іменованих одиницях виміру. За основу беремо напругу ступеня, де відбулося КЗ, тобто $U_{осн} = U_{GSN} = 110 \text{ кВ}$. На рис. 7.17,б подана схема заміщення для прямої (зворотної) послідовності. Схема заміщення автотрансформатора являє собою трипроменеву зірку опорів, до обчислення яких визначаємо напругу короткого замикання обмоток, %:

$$u_{KB} = 0,5(u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) = 0,5(10 + 34 - 22,5) = 10,75;$$

$$u_{KC} = 0,5(u_{KB-C} + u_{KC-H} - u_{KB-H}) = 0,5(10 + 22,5 - 34) = -0,75;$$

$$u_{KH} = 0,5(u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}) = 0,5(34 + 22,5 - 10) = 23,25.$$

Опір променів зірки в іменованих одиницях виміру, зведений до основного ступеня напруги, Ом:

$$\hat{x}_{1B} = u_{KB} U_{GSN}^2 / (100 S_H) = 10,75 \cdot 110^2 / (100 \cdot 200) = 6,504;$$

$$\hat{x}_{1C} = -0,75 \cdot 110^2 / (100 \cdot 200) = -0,454;$$

$$\hat{x}_{1H} = 23,25 \cdot 110^2 / (100 \cdot 200) = 14,066.$$

Третя обмотка автотрансформатора (низької напруги (Н)) з'єднана на трикутник, тому схема заміщення для нульової послідовності аналогічна схемі заміщення прямої (зворотної) послідовності та опорів:

$$x_{0B} \approx x_{1B} = x_{2B}; x_{0C} \approx x_{1C} = x_{2C}; x_{0H} \approx x_{1H} = x_{2H}.$$

Розраховуємо е.р.с. та опір навантаження:

$$\begin{aligned} \hat{E}_{\phi H\text{нв}}'' &= E_{H\text{нв}}'' U_{\phi H} (U_C / U_H) = \\ &= 0,85 \cdot (11 / \sqrt{3}) (110 / 11) = 54,046 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\hat{x}_{1H\text{нв}} = \hat{x}_{2H\text{нв}} = x_{H\text{нв}}'' (U_{GSN}^2 / S_{H\text{нв}}) = 0,35 \cdot (110^2 / 80) = 52,94 \text{ Ом}.$$

Параметри системи M (330 кВ) зводимо до напруги 110 кВ:

$$\hat{E}_{\phi M} = E_{\phi M(330)} (U_{GSM} / U_B) = (340 / \sqrt{3}) (110 / 330) = 65,51 \text{ кВ};$$

$$\hat{x}_{1M} = \hat{x}_{2M} = \hat{x}_{1M(300)} (U_{GSN} / U_B)^2 = 50 \cdot (110 / 330)^2 = 5,555 \text{ Ом};$$

$$\hat{x}_{0M} = \hat{x}_{0M(300)} (U_{GSN} / U_B)^2 = 98 \cdot (110 / 330)^2 = 10,888 \text{ Ом}.$$

Параметри системи N (110 кВ) задані у початкових даних на рівні $U_{осн}$:

$$\hat{E}_{\phi N} = 115/\sqrt{3} = 66,474 \text{ кВ};$$

$$\hat{x}_{1N} = \hat{x}_{2N} = 11 \text{ Ом}; \hat{x}_{0N} = 17 \text{ Ом}.$$

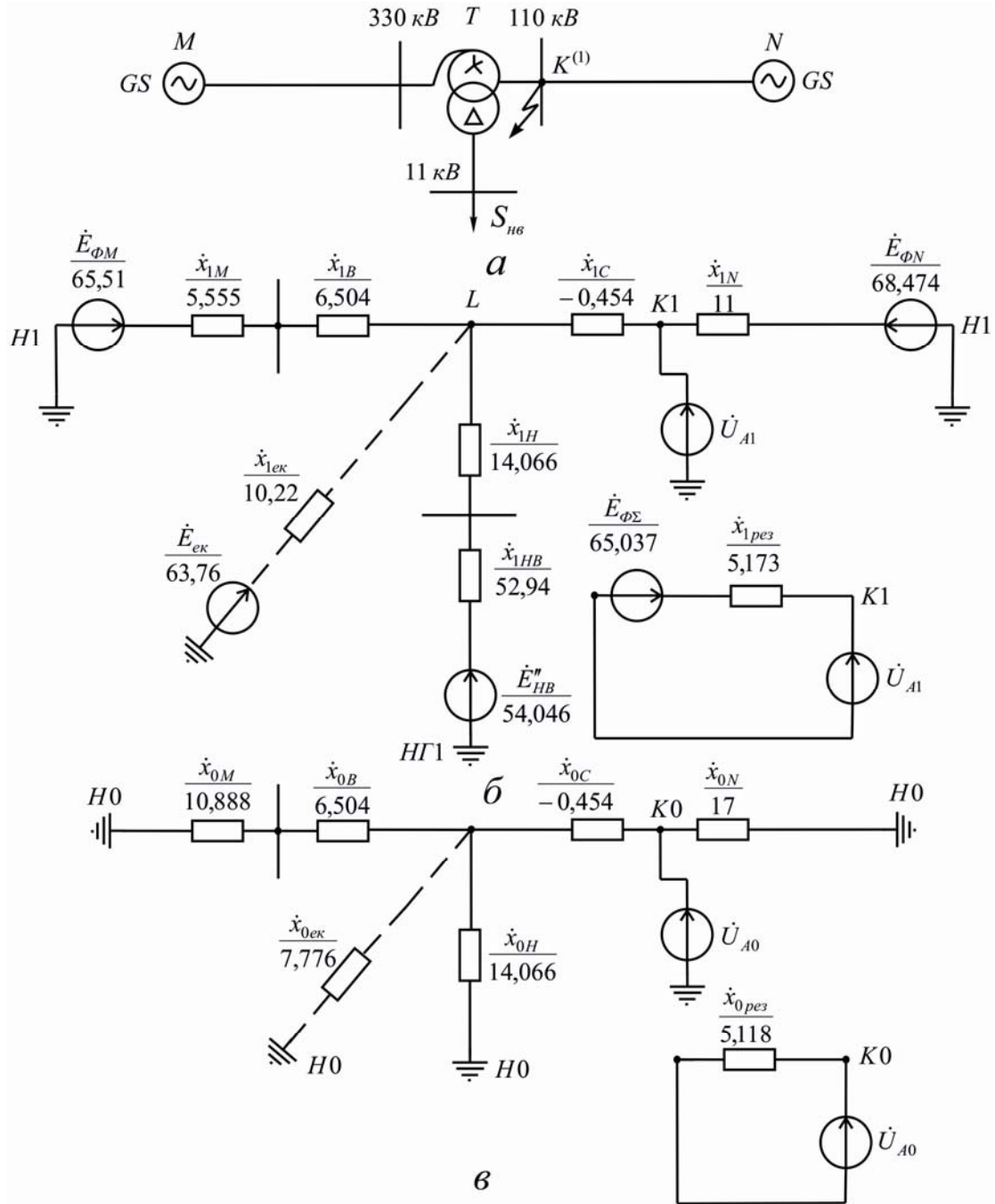


Рис. 7.17 (до прикладу 7.1)

Схема заміщення для зворотної послідовності аналогічна схемі заміщення для прямої послідовності (рис. 7.17,б), тільки е.р.с. усіх джерел дорівнюють нулю: $E_{\phi M} = E_{\phi N} = E_{\phi nv} = 0$.

Схема заміщення нульової послідовності – на рис. 7.17,в. Ця схема – без навантаження, оскільки воно ввімкнене з боку обмотки, з'єднаної за схемою трикутника. Перетворюємо схему заміщення прямої (зворотної) послідовності, об'єднавши вітки навантаження S_{nv} та системи M :

$$\begin{aligned}\widehat{E}_{ек} &= \left[\widehat{E}_{\phi M} (\widehat{x}_{1нв} + \widehat{x}_{1H}) + \widehat{E}_{\phi нв} (\widehat{x}_{1M} + \widehat{x}_{1B}) \right] / / (\widehat{x}_{1нв} + \widehat{x}_{1H} + \widehat{x}_{1M} + \widehat{x}_{1B}) = \\ &= [65,51(52,94 + 14,066) + 54,046(5,555 + 6,504)] / \\ &/ (52,94 + 14,066 + 5,555 + 6,504) = 63,762 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\widehat{x}_{1ек} = \widehat{x}_{2ек} &= (\widehat{x}_{1нв} + \widehat{x}_{1H})(\widehat{x}_{1M} + \widehat{x}_{1B}) / / (\widehat{x}_{1нв} + \widehat{x}_{1H} + \widehat{x}_{1M} + \widehat{x}_{1B}) = \\ &= (52,94 + 14,066)(5,555 + 6,504) / (52,94 + 14,066 + 5,555 + 6,504) = 10,22 \text{ Ом}.\end{aligned}$$

Обчислюємо результуючу е.р.с. $\widehat{E}_{\phi\Sigma}$ та опір $\widehat{x}_{1рез}$ відносно точки КЗ:

$$\begin{aligned}\widehat{E}_{\phi\Sigma} &= \left[\widehat{E}_{ек}\widehat{x}_{1N} + \widehat{E}_{\phi N} (\widehat{x}_{1ек} + \widehat{x}_{1C}) \right] / / (\widehat{x}_{1N} + \widehat{x}_{1ек} + \widehat{x}_{1C}) = \\ &= [63,762 \cdot 11 + 66,474(10,22 - 0,454)] / (11 + 10,22 - 0,454) = 65,037 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\widehat{x}_{1рез} = \widehat{x}_{2рез} &= (\widehat{x}_{1ек} + \widehat{x}_{1c})\widehat{x}_{1N} / / (\widehat{x}_{1N} + \widehat{x}_{1ек} + \widehat{x}_{1C}) = \\ &= (10,22 - 0,454) \cdot 11 / (10,22 - 0,454 + 11) = 5,173 \text{ Ом}.\end{aligned}$$

У схемі заміщення для нульової послідовності

$$\begin{aligned}\widehat{x}_{0ек} &= (\widehat{x}_{0M} + \widehat{x}_{0B})\widehat{x}_{0H} / / (\widehat{x}_{0M} + \widehat{x}_{0B} + \widehat{x}_{0H}) = \\ &= (10,888 + 6,504) \cdot 14,066 / (10,888 + 6,504 + 14,066) = 7,776 \text{ Ом}.\end{aligned}$$

Результуючий опір відносно точки КО

$$\begin{aligned}\widehat{x}_{0рез} &= (\widehat{x}_{0ек} + \widehat{x}_{0C})\widehat{x}_{0N} / / (\widehat{x}_{0N} + \widehat{x}_{0ек} + \widehat{x}_{0C}) = \\ &= (7,776 - 0,454) \cdot 17 / (7,776 - 0,454 + 17) = 5,118 \text{ Ом}.\end{aligned}$$

Беремо $\dot{E}_{\phi\Sigma} = j\widehat{E}_{\phi\Sigma}$ і, використовуючи рівності

$$\dot{I}_{KA1}^{(n)} = \dot{E}_{\phi\Sigma} / \left(\underline{Z}_{1рез} + \underline{Z}_{\Delta}^{(n)} \right); \quad \dot{U}_{KA1}^{(n)} = \dot{I}_{KA1}^{(n)} \underline{Z}_{\Delta}^{(n)};$$

$$\dot{U}_{KA2}^{(n)} = -\dot{I}_{KA2}^{(n)} \underline{Z}_{2рез}; \quad \dot{U}_{KA0}^{(n)} = -\dot{I}_{KA0}^{(n)} \underline{Z}_{0рез},$$

обчислюємо симетричні складові струмів та напруг особливої фази A у точці однофазного КЗ:

$$\begin{aligned}\dot{I}_{KA1}^{(1)} = \dot{I}_{KA2}^{(1)} = \dot{I}_{KA0}^{(1)} &= j\dot{E}_{\phi\Sigma} / \left[j(\widehat{x}_{1рез} + \widehat{x}_{2рез} + \widehat{x}_{0рез}) \right] = \\ &= j65,037 / [j(5,173 + 5,173 + 5,118)] = 4,206 \text{ кА};\end{aligned}$$

$$\dot{U}_{KA1}^{(1)} = 4,206 \cdot j(5,173 + 5,118) = j43,284 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{KA2}^{(1)} = -4,206 \cdot j5,173 = -j21,758 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{KA0}^{(1)} = -4,206 \cdot j5,118 = -j21,526 \text{ кВ}.$$

Обчислюємо фазні струми та напруги при однофазному КЗ у точці $K^{(1)}$:

$$\widehat{I}_{KA}^{(1)} = m^{(1)} \widehat{I}_{KA1}^{(1)} = 3 \cdot 4,206 = 12,62 \text{ кА};$$

$$\begin{aligned}\widehat{I}_{KB} &= 0; \quad \widehat{I}_{KC} = 0; \\ \widehat{U}_{KB}^{(1)} &= [(a^2 - a)j\widehat{x}_{2pez} + (a^2 - 1)\widehat{x}_{0pez}] \widehat{I}_{KA}^{(1)} = \\ &= [(a^2 - a)j5,173 + (a^2 - 1)j5,118] \cdot 4,206 = 64,9e^{-j30^\circ} \text{ кВ}; \\ \widehat{U}_{KC}^{(1)} &= [(a - a^2)j5,173 + (a - 1)j5,118] \cdot 4,206 = 64,9e^{-j150^\circ} \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Приклад 7.2. Під час однофазного КЗ на одному з ланцюгів ЛЕП (II) при вимкненому вимикачі (рис. 7.18,а) обчислити надперехідні струми нульової послідовності в обох ланцюгах ЛЕП. Параметри системи: $E_{GS} = 340 \text{ кВ}$; $x_{1GS} = x_{2GS} = 17 \text{ Ом}$; $x_{0GS} = 21 \text{ Ом}$; параметри генераторів: $S_H = 250 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $K_T = 15,75 / 347$; $u_\kappa = 11 \%$; $S_H = 235,5 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $U_H = 15,75 \text{ кВ}$; $x_d'' = 0,19$; $x_{*2G} = 0,19$; $\cos \varphi_H = 0,85$; до КЗ генератори мали номінальні параметри; параметри ЛЕП: дволанцюгові (I, II) без троса: $\ell = 215 \text{ км}$; $x_0 = 0,308 \text{ Ом/км}$.

Розв'язання. Розраховуємо в іменованих одиницях виміру, використовуючи точне зведення. За основну беремо напругу, де сталося КЗ, $U_{осн} = 347 \text{ кВ}$.

Визначаємо показники схем заміщення для прямої (зворотної) та нульової послідовностей (рис. 7.18,б,в).

Фазна е.р.с. генератора G2:

$$\begin{aligned}\widehat{E}_{\phi G2}'' &= \sqrt{(U_{\phi H} \cos \varphi_H)^2 + (U_{\phi H} \sin \varphi_H + I_{\phi H} x_d'')^2} \cdot K_T = \\ &= \sqrt{\left(\frac{15,75}{\sqrt{3}} 0,85\right)^2 + \left(\frac{15,75}{\sqrt{3}} 0,527 + \frac{235,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} 0,19 \frac{15,75^2}{235,5}\right)^2} \times \frac{347}{15,75} = 223,48 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Опір генератора G2 та трансформатора T2, Ом:

$$\widehat{x}_{1G2} = \widehat{x}_{2G2} = x_d'' \frac{U_H^2 U_{осн}^2}{S_H U_H^2} = 0,19 \frac{347^2}{235,5} = 97,5;$$

$$\widehat{x}_{1T2} = \widehat{x}_{2T2} = \widehat{x}_{0T2} = \widehat{x}_{0T1} = (u_\kappa / 100) \frac{U_H^2}{S_H} = \frac{11}{100} \cdot \frac{347^2}{250} = 53.$$

Опір одного ланцюга дволанцюгової ЛЕП, Ом:

– при вимкненому та незаземленому другому ланцюгу

$$x_{1L} = x_{2L} = x_0 \ell = 0,308 \cdot 215 = 66,22;$$

$$x_{0L} = 3,5 x_0 \ell = 3,5 \cdot 66,22 = 231,77;$$

– при паралельній роботі обох ланцюгів

$$x'_{0L} = 5,5 x_{1L} = 5,5 \cdot 66,22 = 364,21.$$

Результуючий опір схеми заміщення прямої (зворотної) послідовності:

$$\widehat{x}_{1pez} = \widehat{x}_{2pez} = x_{1G2} + \widehat{x}_{1T2} + \widehat{x}_{1L} = 97,5 + 53 + 66,22 = 216,72 \text{ Ом}.$$

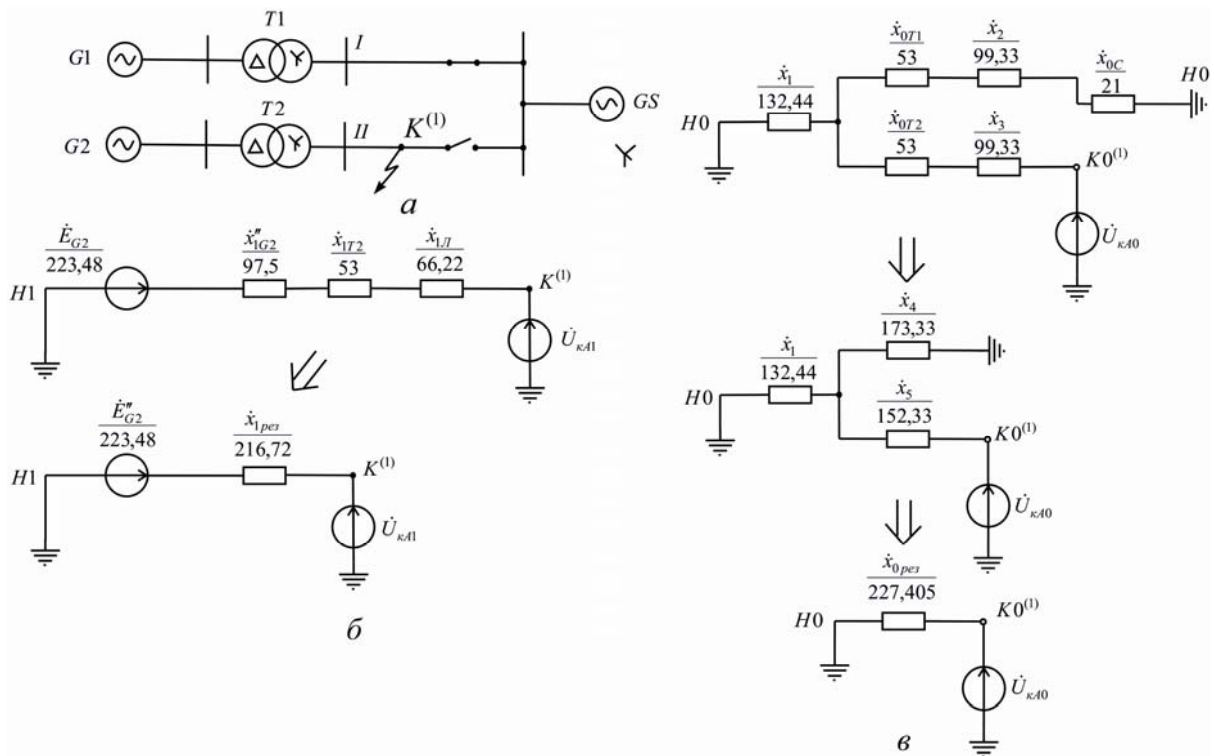


Рис. 7.18 (до прикладу 7.2)

Схему заміщення для нульової послідовності складаємо з урахуванням взаємоіндукції між ланцюгами дволанцюгової ЛЕП (рис. 6.10).

Опір взаємоіндукції обох ланцюгів завдовжки ℓ :

$$x_{0I-II} = x'_{0L} - x_{0L} = 364,21 - 231,77 = 132,44 \text{ Ом.}$$

Опір схеми заміщення нульової послідовності дволанцюгової лінії, Ом:

$$\hat{x}_1 = x_{0I-II} = 132,44;$$

$$\hat{x}_2 = \hat{x}_3 = x_{0L} - x_{0I-II} = 231,77 - 132,44 = 99,33.$$

Перетворюємо схему заміщення для нульової послідовності, Ом:

$$\hat{x}_4 = \hat{x}_{0T1} + \hat{x}_2 + x_{0GS} = 53 + 99,33 + 21 = 173,33;$$

$$\hat{x}_5 = \hat{x}_{0T2} + \hat{x}_3 = 53 + 99,33 = 152,33.$$

Об'єднуємо дві паралельні вітки та знаходимо результуючий опір

$$\hat{x}_{0рез} = \hat{x}_1 \hat{x}_4 / (\hat{x}_1 + \hat{x}_4) + \hat{x}_5 = 132,44 \cdot 173,33 / (132,44 + 173,33) + 152,33 = 227,405 \text{ Ом.}$$

Струм нульової послідовності у пошкодженому (II) та непошкодженому (I) ланцюгах ЛЕП, кА:

$$\begin{aligned} \hat{I}_{II A0} = I_{\kappa A0}^{(1)} &= j E''_{\phi G2} / [j (\hat{x}_{1рез} + \hat{x}_{2рез} + \hat{x}_{0рез})] = \\ &= 223,48 / (216,72 + 216,72 + 227,405) = 0,31; \end{aligned}$$

$$I_{I A0}^{(1)} = I_{\kappa A0}^{(1)} \frac{\hat{x}_1}{\hat{x}_1 + \hat{x}_4} = 0,31 \frac{132,44}{132,44 + 173,33} = 0,134.$$

Приклад 7.3. У мережах напругою вище 110 кВ із заземленою нейтраллю для перевірки вимикачів на вимикальну здатність розрахунковим можна вважати струм однофазного КЗ. Обрахувати значення струму однофазного КЗ на шині напругою 500 кВ для схеми рис. 7.19,а. Параметр електричної системи: $S_{кGS}'' = 20000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; параметри генераторів: $P_H = 500 \text{ МВт}$; $U_H = 20 \text{ кВ}$; $x_{*d}'' = 0,243$; $\cos \varphi_H = 0,85$; параметри трансформатора T_1 : $S_H = 630 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $K_T = 220/20$; $u_k = 11 \%$; параметри трансформаторів $T_4 - T_6$: $S_H = 630 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $K_{ТПР} = 500/20$; $K_T = 14 \%$; параметри автотрансформаторів T_2 і T_3 : $S_H = 250 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $K_T = 500/230/\dots$; $u_{кВ-H} = 24 \%$; $u_{кВ-C} = 10,5 \%$; $u_{кС-H} = 13 \%$; параметри ЛЕП: одноланцюгова без троса, $l_1 = l_2 = l_3 = 400 \text{ км}$; $x_0 = 0,28 \text{ Ом/км}$.

Розв'язання. Параметри схем заміщення розраховуємо у відносних одиницях виміру за формулами наближеного зведення. Встановлюємо середні напруги $U_{срI} = 515 \text{ кВ}$; $U_{срII} = 230 \text{ кВ}$; $U_{срIII} = 20 \text{ кВ}$. Як базисні умови беремо потужність $S_{\bar{\sigma}} = 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ та напругу $U_{\bar{\sigma}} = U_{ср,i}$.

Складаємо схему заміщення для прямої (зворотної) послідовності (рис. 7.19,б) та розраховуємо її параметри:

для генераторів $G_1 - G_4$:

$$x_{*\bar{\sigma}1} = x_{*\bar{\sigma}2} = x_{*\bar{\sigma}3} = x_{*\bar{\sigma}4} = x_{*d}'' S_{\bar{\sigma}} / S_H = 0,243 \cdot 1000 / (500/0,85) = 0,413;$$

$$E_{*\bar{\sigma}1}'' = E_{*\bar{\sigma}2}'' = E_{*\bar{\sigma}3}'' = E_{*\bar{\sigma}4}'' = \sqrt{\left(\frac{U_H}{\sqrt{3}} \cos \varphi_H\right)^2 + \left(\frac{U_H}{\sqrt{3}} \sin \varphi_H + I_H x_{*d}''\right)^2} / \frac{U_{срIII}}{\sqrt{3}} =$$

$$= \sqrt{\left(\frac{20}{\sqrt{3}} 0,85\right)^2 + \left(\frac{20}{\sqrt{3}} 0,527 + \frac{500/0,85}{20 \cdot \sqrt{3}} 0,243 \frac{20^2}{500/0,85}\right)^2} / \left(\frac{20}{\sqrt{3}}\right) = 1,15;$$

для двообмоткових трансформаторів T_1 и $T_4 - T_6$

$$x_{*\bar{\sigma}5} = u_k S_{\bar{\sigma}} / (100 S_H) = 11 \cdot 1000 / (100 \cdot 630) = 0,175;$$

$$x_{*\bar{\sigma}6} = x_{*\bar{\sigma}7} = x_{*\bar{\sigma}8} = 14 \cdot 1000 / (100 \cdot 630) = 0,22;$$

для автотрансформаторів T_2, T_3 :

$$x_{*\bar{\sigma}9} = x_{*\bar{\sigma}12} = (u_{кВ-C} + u_{кС-H} - u_{кВ-H}) S_{\bar{\sigma}} / (200 S_H) =$$

$$= (10,5 + 13 - 24) \cdot 1000 / (200 \cdot 250) \approx 0;$$

$$x_{*\bar{\sigma}10} = x_{*\bar{\sigma}13} = (u_{кВ-H} + u_{кВ-C} - u_{кС-H}) S_{\bar{\sigma}} / (200 S_H) =$$

$$= (24 + 10,5 - 13) \cdot 1000 / (200 \cdot 250) = 0,43;$$

$$x_{*\bar{\sigma}11} = x_{*\bar{\sigma}14} = (u_{кВ-H} + u_{кС-H} - u_{кВ-C}) S_{\bar{\sigma}} / (200 S_H) =$$

$$= (24 + 13 - 10,5) \cdot 1000 / (200 \cdot 250) = 0,53;$$

для повітряних ЛЕП:

$$x_{*\bar{\sigma}15} = x_{*\bar{\sigma}16} = x_{*\bar{\sigma}17} = x_0 l S_{\bar{\sigma}} / U_{срI}^2 = 0,28 \cdot 400 \cdot 1000 / 515^2 = 0,423;$$

для електричної системи:

$$E''_{\delta GS} = 1; x^*_{\delta 18} = S_{\delta} / S''_K = 1000 / 20000 = 0,05.$$

Перетворюємо схему заміщення для прямої послідовності (рис. 7.19,б) на еквівалентні схеми рис. 7.19,в-д. При цьому:

$$x^*_{\delta 20} = x^*_{\delta 5} + x^*_{\delta 1} = 0,175 + 0,413 = 0,588;$$

$$x^*_{\delta 21} = x^*_{\delta 10} / 2 = 0,43 / 2 = 0,215;$$

$$x^*_{\delta 22} = x^*_{\delta 15} / 3 = 0,423 / 3 = 0,141;$$

$$x^*_{\delta 23} = x^*_{\delta 24} = x^*_{\delta 25} = x^*_{\delta 6} + x^*_{\delta 2} = 0,22 + 0,413 = 0,633;$$

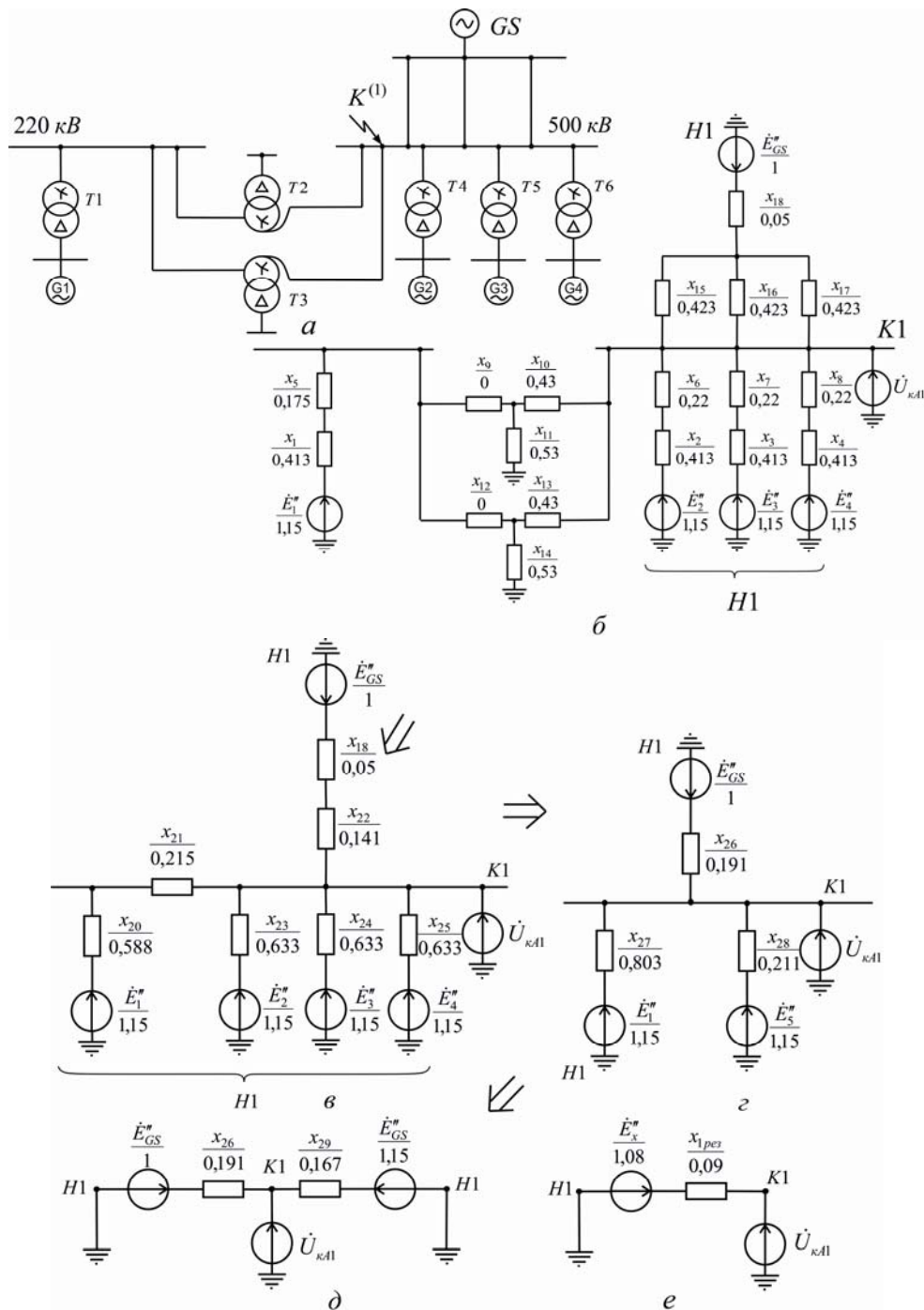


Рис. 7.19 (до прикладу 7.3: початок)

$$x_{*026} = x_{*018} + x_{*022} = 0,05 + 0,141 = 0,191;$$

$$x_{*027} = x_{*020} + x_{*021} = 0,588 + 0,215 = 0,803;$$

$$x_{*028} = x_{*023}/3 = 0,633/3 = 0,211;$$

$$x_{*029} = x_{*027}x_{*028}/(x_{*027} + x_{*028}) = 0,803 \cdot 0,211/(0,803 + 0,211) = 0,167.$$

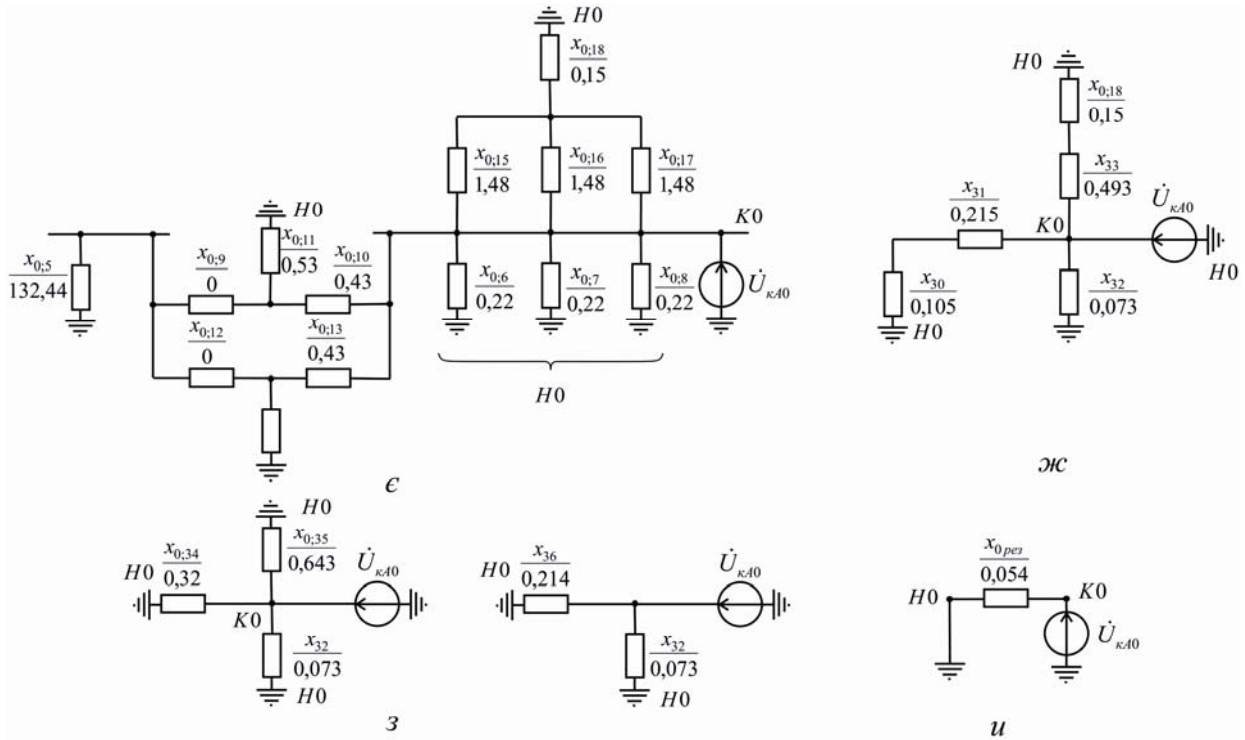


Рис. 7.19 (до прикладу 7.3: кінець)

Результуючі е.р.с. та опір схеми заміщення для прямої послідовності (рис. 7.19,е)

$$E''_{*0\Sigma} = (E''_{*0GS}x_{*029} + E''_{*06}x_{*026}) / (x_{*029} + x_{*026}) = (1 \cdot 0,167 + 1,15 \cdot 0,191) / (0,167 + 0,191) = 1,08;$$

$$x_{1pez} = x_{*026}x_{*029} / (x_{*026} + x_{*029}) = 0,191 \cdot 0,167 / (0,191 + 0,167) = 0,09.$$

Схема заміщення для зворотної послідовності подібна до схеми заміщення для прямої послідовності (без джерел е.р.с.). До того ж $x_{*01pez} = x_{*02pez} = 0,09$.

Складаємо схему заміщення для нульової послідовності (рис. 7.19,е), враховуючи

$$x_{0T1} = x_{1T1}; \quad x_{0L} = 3,5x_{1L}; \quad x_{0GS} = 3x_{1GS};$$

$$x_{*0;15} = x_{*0;16} = x_{*0;17} = 3,5 \cdot 0,423 = 1,48;$$

$$x_{*0;18} = 3 \cdot 0,05 = 0,15.$$

Щоб визначити $x_{0\text{рез}}$, схему заміщення для нульової послідовності перетворюємо на еквівалентні схеми рис. 7.19, *ж-и* з опорами

$$x_{*б30} = x_{*б0;5} \parallel x_{*б0;11} \parallel x_{*б0;14} = 0,175 \parallel 0,53 \parallel 0,53 = 0,105;$$

$$x_{*б31} = x_{*б0;10} / 2 = 0,43 / 2 = 0,215;$$

$$x_{*б32} = x_{*б0;6} / 3 = 0,22 / 3 = 0,073;$$

$$x_{*б33} = x_{*б0;15} / 3 = 1,48 / 3 = 0,493;$$

$$x_{*б34} = x_{*б30} + x_{*б31} = 0,105 + 0,215 = 0,32;$$

$$x_{*б35} = x_{*б0;18} + x_{*б33} = 0,15 + 0,493 = 0,643;$$

$$x_{*б36} = x_{*б34} \parallel x_{*б35} = 0,32 \parallel 0,643 = 0,214;$$

$$x_{*б0\text{рез}} = x_{*б32} \parallel x_{*б36} = 0,073 \parallel 0,214 = 0,054.$$

Знаходимо додатковий опір для однофазного КЗ:

$$x_{*б\Delta}^{(1)} = x_{*б2\text{рез}} + x_{*б0\text{рез}} = 0,09 + 0,054 = 0,144.$$

Визначаємо струм прямої послідовності:

$$\begin{aligned} I_{кA1}^{(1)} &= jE_{б\Delta}'' \left[S_{б} / (\sqrt{3}U_{ср1}) \right] / \left[j(x_{*б1\text{рез}} + x_{*б\Delta}^{(1)}) \right] = \\ &= 1,08 \left[1000 / (\sqrt{3} \cdot 515) \right] / (0,09 + 0,144) = 5,18 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Струм однофазного КЗ:

$$I_{кA}^{(1)} = 3I_{кA1}^{(1)} = 3 \cdot 5,18 = 15,54 \text{ кА}.$$

Приклад 7.4. На рис. 7.20,а зображена схема СЕП, де дволанцюгова ПЛ на залізобетонних опорах з проводом АС-185. Індуктивний опір ПЛ прямої (зворотної) послідовності під час роботи одного або обох ланцюгів – $x_{01} = 0,382 \text{ Ом/км}$; опір нульової послідовності одного ланцюга при вимкненому і незаземленому іншому ланцюгу – $x_0 = 1,43 \text{ Ом/км}$; опір нульової послідовності кожного ланцюга при паралельній роботі обох ланцюгів та зовнішньому КЗ на землю – $x'_{0\text{нут}} = 2,414 \text{ Ом/км}$. Визначити надперехідний струм при однофазному КЗ у точці $K^{(1)}$, що на відстані 50 км від шин N . Параметри системи M : $E_{фM} = 66,5 \text{ кВ}$; $x_{2M} = 12 \text{ Ом}$; $x_{0M} = 16 \text{ Ом}$; параметри системи N : $E_{фN} = 66,5 \text{ кВ}$; $x_{2N} = 18 \text{ Ом}$; $x_{0N} = 24 \text{ Ом}$.

Розв'язання. Розрахунок здійснюємо в іменованих одиницях виміру, нехтуючи активними складовими опору елементів СЕП.

Складаємо схему заміщення для прямої (зворотної) послідовності (рис. 7.20,б) та розраховуємо її параметри. Для лінії та її ділянок n і $(1-n)$, Ом:

$$x_{1Л} = x_{01} \ell_{MN} = 0,382 \cdot 70 = 26,74;$$

$$n \cdot x_{1Л} = 26,74 \cdot 50/70 = 19,1;$$

$$(1-n) \cdot x_{1Л} = (1-50/70)26,74 = 7,64.$$

Перетворюємо схему заміщення для прямої (зворотної) послідовності, Ом:

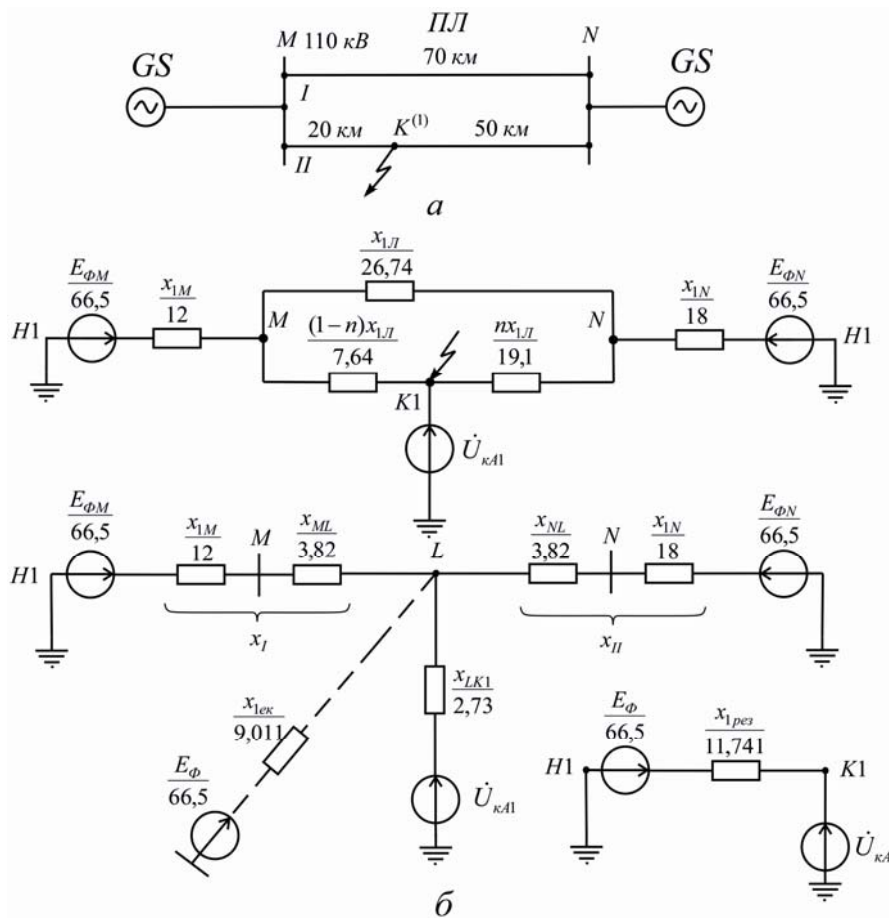


Рис. 7.20 (до прикладу 7.4: початок)

$$x_{ML} = x_{MN}x_{MK} / (x_{MN} + x_{MK} + x_{KN}) = 26,74 \cdot 7,64 / (26,74 + 7,64 + 19,1) = 3,82;$$

$$x_{NL} = x_{NM}x_{NK} / (x_{MN} + x_{MK} + x_{KN}) = 26,74 \cdot 19,1 / (26,74 + 7,64 + 19,1) = 9,55;$$

$$x_{KL} = x_{KM}x_{KN} / (x_{KM} + x_{NM} + x_{KN}) = 7,64 \cdot 19,1 / (26,74 + 7,64 + 19,1) = 2,73.$$

Об'єднуємо ліву та праву вітки до точки L в одну еквівалентну:

$$x_{1_{ек}} = x_I x_{II} / (x_I + x_{II}) = (12 + 3,82) \times (18 + 9,55) / (12 + 3,82 + 18 + 9,55) = 9,011 \text{ Ом}.$$

Визначаємо результуючі опори до точки $K3$

$$x_{1_{рез}} = x_{2_{рез}} = x_{1_{ек}} + x_{LK} = 9,011 + 2,73 = 11,741 \text{ Ом}.$$

Для схеми заміщення нульової послідовності визначаємо лінійний опір взаємодукції паралельних ланцюгів ЛЕП:

$$x_{0I-II} = x'_0 - x_0 = 2,414 - 1,43 = 0,984 \text{ Ом/км}.$$

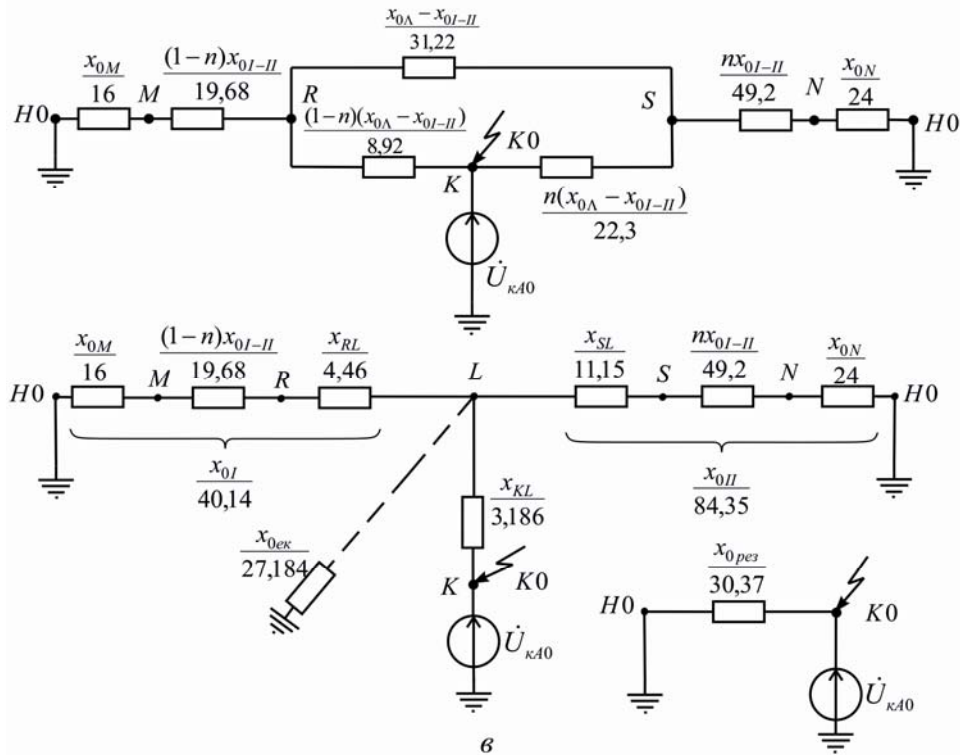


Рис. 7.20 (до прикладу 7.4: кінець)

Власний опір одного контура та опір взаєміндукції дволанцюгової ПЛ для нульової послідовності, Ом:

$$x_{0I} = x_{0II} = x_0 \ell_{MN} = 1,43 \cdot 70 = 100,1;$$

$$x_{0I-II} = x_{0I-II} \ell_{MN} = 0,984 \cdot 70 = 68,88.$$

Два паралельних ланцюги ПЛ еквівалентують схемою заміщення для нульової послідовності, поданої на рис. 7.20,в; її опори дорівнюють (Ом):

$$x_{0I} - x_{0I-II} = 100,1 - 68,88 = 31,22;$$

$$(1 - n)x_{0I-II} = (1 - 50/70)68,88 = 19,68;$$

$$n \cdot x_{0I-II} = 68,88 \cdot 50/70 = 49,2 \text{ Ом};$$

$$(1 - n)(x_{0I} - x_{0I-II}) = (1 - 50/70)31,22 = 8,92;$$

$$n(x_{0I} - x_{0I-II}) = 31,22 \cdot 50/70 = 22,3.$$

Перетворюємо схему заміщення для нульової послідовності, Ом:

$$\begin{aligned} x_{RL} &= x_{RS}x_{RK} / (x_{RS} + x_{RK} + x_{KS}) = \\ &= 31,22 \cdot 8,92 / (31,22 + 8,92 + 22,3) = 4,46; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{LS} &= x_{SR}x_{SK} / (x_{RS} + x_{RK} + x_{KS}) = \\ &= 31,22 \cdot 22,3 / (31,22 + 8,92 + 22,3) = 11,15; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{LK} &= x_{KR}x_{KS} / (x_{RS} + x_{RK} + x_{KS}) = \\ &= 8,92 \cdot 22,3 / (31,22 + 8,92 + 22,3) = 3,186; \end{aligned}$$

об'єднуємо ліву та праву вітки до точки L в одну еквівалентну, Ом:

$$x_{0I} = x_{0M} + (1 - n)x_{0I-II} + x_{RL} = 16 + 19,68 + 4,46 = 40,14;$$

$$x_{0II} = x_{SL} + n \cdot x_{0I-II} + x_{0N} = 11,15 + 49,2 + 24 = 84,35;$$

$$x_{0ек} = x_{0I} \parallel x_{0II} = 40,14 \cdot 84,35 / (40,14 + 84,35) = 27,184.$$

Знаходимо результируючий опір до точки КЗ

$$x_{0рез} = x_{0ек} + x_{LK} = 27,184 + 3,186 = 30,37 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо струми всіх послідовностей у місці КЗ:

$$\begin{aligned} I_{KA1}^{(1)} = I_{KA2}^{(1)} = I_{KA0}^{(1)} = E_{\phi} / (2x_{1рез} + x_{0рез}) = \\ = 66,5 / (2 \cdot 11,741 + 30,37) = 1,235 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Визначаємо струм КЗ

$$I_{KA}^{(1)} = 3I_{KA1}^{(1)} = 3 \cdot 1,235 = 3,705 \text{ кА.}$$

Приклад 7.5. Користуючись типовими кривими для визначення періодичної складової струму КЗ від синхронних машин з тиристорною системою збудження, визначити за $t = 0$; $t = 0,2$ с та $t = 0,5$ с струми при три-, одно- та двофазному КЗ на землю у точці $M^{(n)}$ розрахункової схеми СЕП (рис. 7.21,а). Показники елементів СЕП – у табл.7.3; ЛЕП напругою 110 кВ – одноланцюгові; потужність системи GS необмежена.

Розв'язання. Розрахунок здійснюємо у відносних одиницях виміру за формулами наближеного зведення ($S_{\bar{\sigma}} = 300 \text{ MB} \cdot \text{В}$). У схемі заміщення для прямої послідовності (рис. 7.21,б):

– для системи GS

$$x_C = 0; E''_{\bar{\sigma}C} = U_{GS \text{ cp}} / U_{cp} = 10,5 / 10,5 = 1;$$

– для генератора $G1$:

$$x_{\bar{\sigma}1G1} = x''_d S_{\bar{\sigma}} / S_n = 0,2 \cdot 300 / (100 / 0,85) = 0,51;$$

$$E''_{\bar{\sigma}G1} = \sqrt{0,85^2 + (0,527 + 0,2)^2} \cdot 10,5 / 10,5 = 1,12;$$

– для генераторів $G2$ і $G3$:

$$x_{\bar{\sigma}1G2} = x_{\bar{\sigma}1G3} = 0,13 \cdot 300 / (25 / 0,8) = 1,24;$$

$$E''_{\bar{\sigma}1G3} = E''_{\bar{\sigma}1G3} = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,13)^2} \cdot 10,5 / 10,5 = 1,08;$$

– для трансформаторів електростанцій та підстанцій:

$$K \quad x_{\bar{\sigma}1,1} = (u_k / 100) S_{\bar{\sigma}} / S_n = (10,5 / 100) 300 / 120 = 0,26;$$

$$L \quad x_{\bar{\sigma}1,2} = (10,5 / 100) 300 / 15 = 2,1;$$

$$A \quad x_{\bar{\sigma}1,3} = (10,5 / 100) 300 / 60 = 0,53;$$

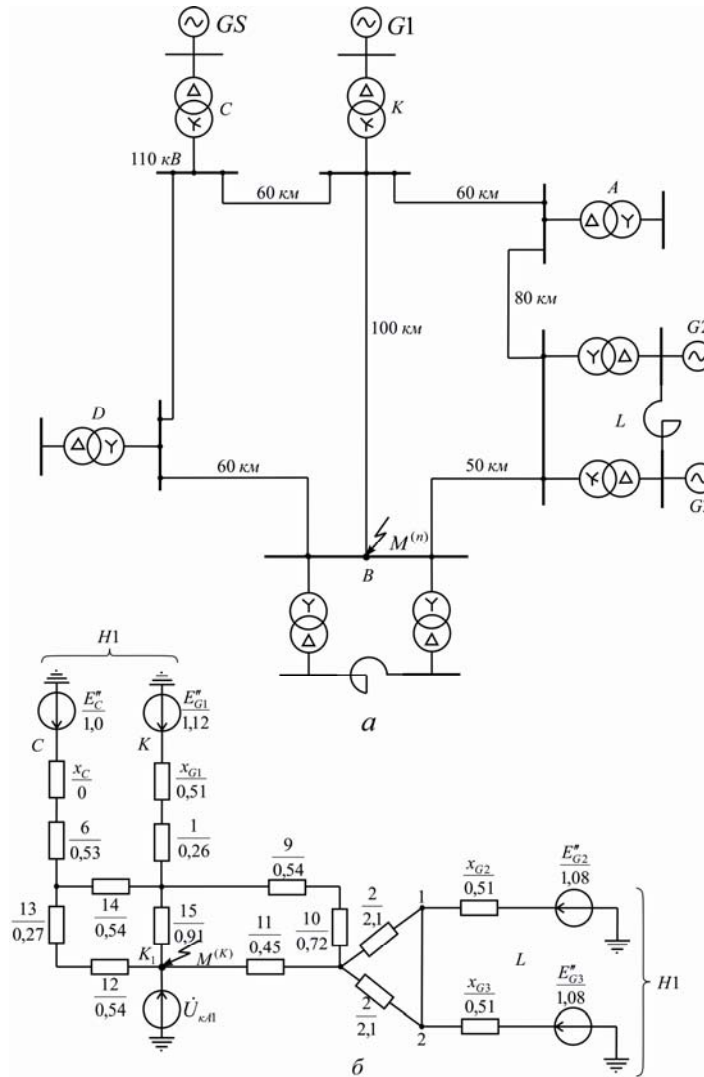


Рис. 7.21 (до прикладу 7.5: початок)

Таблиця 7.3

Показники елементів розрахункової схеми СЕП

Місце знаходження елемента	Генератор					Трансформатор		Реактор		
	$P_{нв}$ МВт	$U_{нв}$ кВ	x_{*d}	x_{*2}	$\cos \varphi_H$	$S_{нв}$ МВ·А	$u_{к\%}$ %	$I_{нв}$ кА	$U_{нв}$ кВ	x_p %
Електростанція K	100	10,5	0,2	0,25	0,85	120	10,5	—	—	—
Електростанція L	25	10,5	0,13	0,15	0,8	15	10,5	1,5	10	10
Підстанція A	—	—	—	—	—	60	10,5	—	—	—
Підстанція B	—	—	—	—	—	31,5	10,5	1,5	10	10
Підстанція D	—	—	—	—	—	60	10,5	—	—	—
Електрична система GS	—	10,5	—	—	—	60	10,5	—	—	—

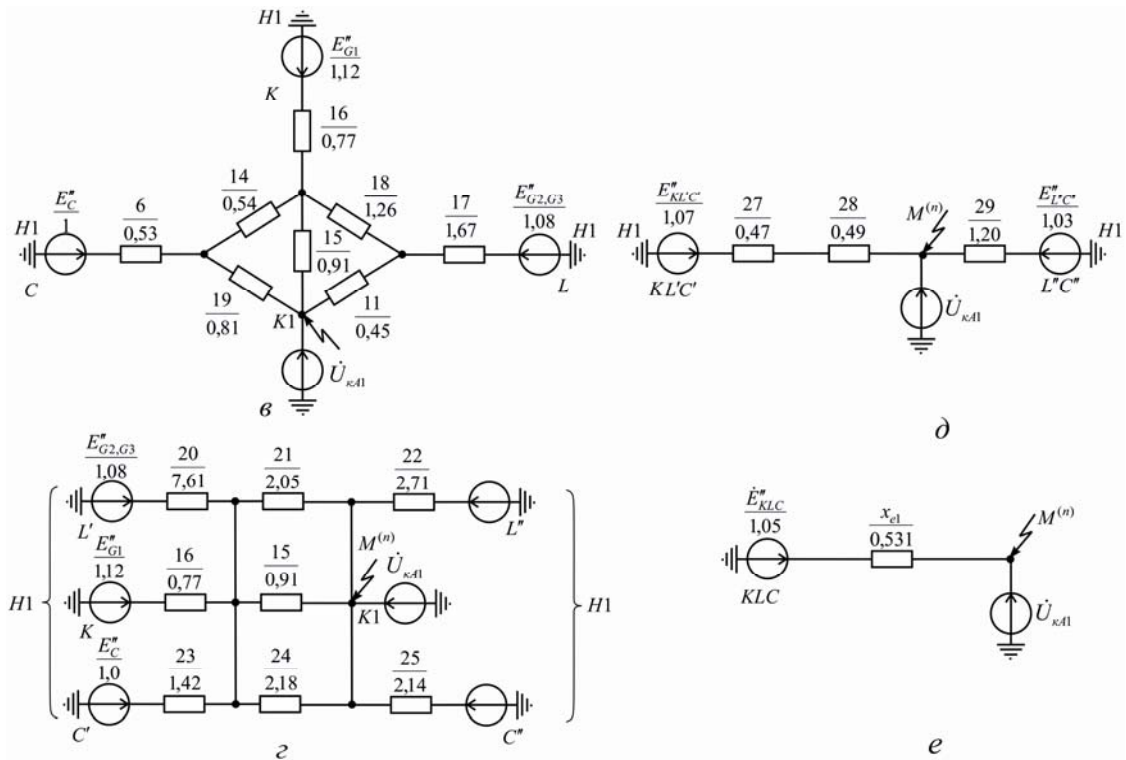


Рис. 7.21 (до прикладу 7.5: продовження)

$$B \quad x_{*b1,4} = (10,5/100)300/31,5 = 1;$$

$$D \quad x_{*b1,5} = (10,5/100)300/60 = 0,53;$$

$$C \quad x_{*b1,5} = (10,5/100)300/60 = 0,53;$$

– для реакторів електростанції L та підстанції B :

$$\begin{aligned} x_{*b1,7} = x_{*b1,8} &= (x_p/100)(U_n/I_n)(I_b/U_{cp}) = \\ &= (10/100)(10/1,5) \left[300 / (\sqrt{3} \cdot 10,5^2) \right] = 1,04; \end{aligned}$$

– для ЛЕП (вважаємо, що $x_{01} = 0,4$ Ом/км):

$$K - A \quad x_{*b1,9} = x_{01} \ell S_b / U_{cp}^2 = 0,4 \cdot 60 \cdot 300 / 115^2 = 0,54;$$

$$A - L \quad x_{*b1,10} = 0,4 \cdot 80 \cdot 300 / 115^2 = 0,72;$$

$$L - B \quad x_{*b1,11} = 0,4 \cdot 50 \cdot 300 / 115^2 = 0,45;$$

$$B - D \quad x_{*b1,12} = 0,4 \cdot 60 \cdot 300 / 115^2 = 0,54;$$

$$D - C \quad x_{*b1,13} = 0,4 \cdot 30 \cdot 300 / 115^2 = 0,27;$$

$$C - K \quad x_{*b1,14} = 0,4 \cdot 60 \cdot 300 / 115^2 = 0,54;$$

$$K - B \quad x_{*b1,15} = 0,4 \cdot 100 \cdot 300 / 115^2 = 0,91.$$

Перетворюємо схеми заміщення прямої послідовності (рис. 7.21,б) на схеми рис. 7.21,в-д, де

$$x_{*01,16} = x_{*01G1} + x_{*01,1} = 0,51 + 0,26 = 0,77,$$

а точки 1 і 2 (рис. 7.21,б) мають рівні потенціали. Розраховуємо опір:

$$x_{*01,17} = (x_{*01,2} + x_{*01G2})/2 = (2,1 + 1,244)/2 = 1,67;$$

$$x_{*01,18} = x_{*01,9} + x_{*01,10} = 0,54 + 0,72 = 1,26;$$

$$x_{*01,19} = x_{*01,12} + x_{*01,13} = 0,54 + 0,27 = 0,81.$$

Перетворюємо зірку з опором променів $x_{*01,17}$, $x_{*01,18}$, $x_{*01,11}$ та зірку з опором променів $x_{*01,6}$, $x_{*01,14}$ і $x_{*01,19}$ (рис. 7.21,б) на трикутники, розрізаємо вузли з е.р.с. й отримуємо схему заміщення (рис. 7.21,в):

$$x_{*01,20} = x_{*01,17} + x_{*01,18} + x_{*01,17}x_{*01,18}/x_{*01,11} = 1,67 + 1,26 + 1,67 \cdot 1,26/0,45 = 7,61;$$

$$x_{*01,21} = 0,45 + 1,26 + 0,45 \cdot 1,26/1,67 = 2,71;$$

$$x_{*01,22} = 0,45 + 1,67 + 0,45 \cdot 1,67/1,26 = 2,71;$$

$$x_{*01,23} = 0,53 + 1,54 + 0,53 \cdot 1,54/1,81 = 1,42;$$

$$x_{*01,24} = 0,54 + 1,81 + 0,54 \cdot 1,81/0,53 = 2,18;$$

$$x_{*01,25} = 0,53 + 1,81 + 0,53 \cdot 1,81/0,54 = 2,14.$$

Еквівалентуючи паралельні вітки, одержуємо схеми заміщення (рис. 7.21,д,е) з е.р.с. (відн. од.):

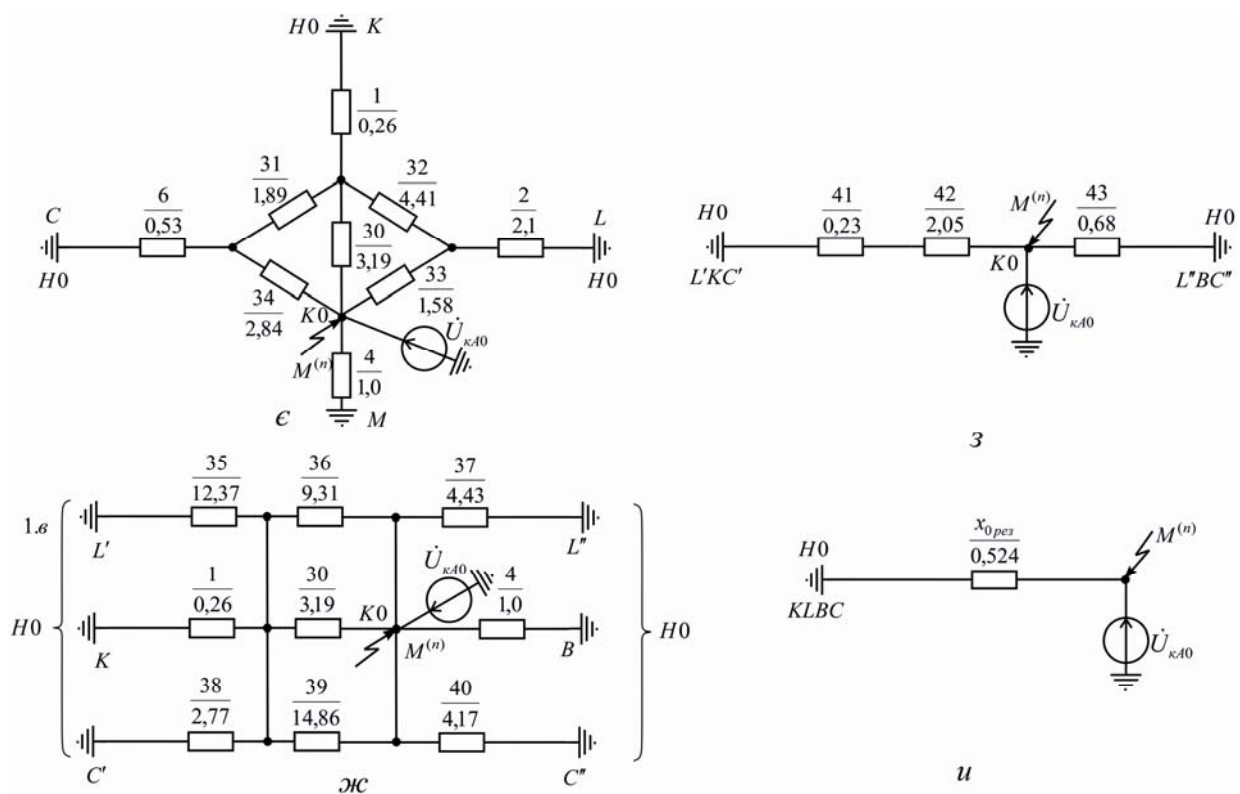


Рис. 7.21 (до прикладу 7.5: кінець)

$$E''_{KL'C'} = \frac{1,08/7,61 + 1,12/0,77 + 1/1,42}{1/7,61 + 1/0,77 + 1/1,42} = 1,07;$$

$$E''_{L''C''} = (1,08 \cdot 2,14 + 1,0 \cdot 2,71)/(2,14 + 2,71) = 1,03;$$

$$E''_{KLC} = \frac{1,07 \cdot 1,2 + 1,03(0,47 + 0,49)}{1,2 + 0,47 + 0,49} = 1,05$$

та опорами:

$$\begin{aligned} x_{\delta 1,27}^* &= \frac{x_{\delta 1,20}^* x_{\delta 1,16}^* x_{\delta 1,23}^*}{x_{\delta 1,20}^* x_{\delta 1,16}^* + x_{\delta 1,16}^* x_{\delta 1,23}^* + x_{\delta 1,20}^* x_{\delta 1,23}^*} = \\ &= \frac{7,61 \cdot 0,77 \cdot 1,42}{7,61 \cdot 0,77 + 0,77 \cdot 1,42 + 7,61 \cdot 1,42} = 0,47; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{\delta 1,28}^* &= \frac{x_{\delta 1,21}^* x_{\delta 1,15}^* x_{\delta 1,24}^*}{x_{\delta 1,21}^* x_{\delta 1,15}^* + x_{\delta 1,15}^* x_{\delta 1,24}^* + x_{\delta 1,21}^* x_{\delta 1,24}^*} = \\ &= \frac{2,05 \cdot 0,91 \cdot 2,18}{2,05 \cdot 0,91 + 0,91 \cdot 2,18 + 2,18 \cdot 2,05} = 0,49; \end{aligned}$$

$$x_{\delta 1,29}^* = \frac{x_{\delta 1,22}^* x_{\delta 1,25}^*}{x_{\delta 1,22}^* + x_{\delta 1,25}^*} = 2,71 \cdot 2,14 / (2,71 + 2,14);$$

$$\begin{aligned} x_{\delta 1 \text{pez}}^* &= \frac{x_{\delta 1,29}^* (x_{\delta 1,27}^* + x_{\delta 1,28}^*)}{x_{\delta 1,29}^* + x_{\delta 1,27}^* + x_{\delta 1,28}^*} = \\ &= 1,2(0,47 + 0,49) / (1,2 + 0,47 + 0,49) = 0,534. \end{aligned}$$

Визначаємо коефіцієнти струморозподілу в генераторних вітках:

$$C_{L''C''} = \frac{x_{\delta 1,27}^* + x_{\delta 1,28}^*}{x_{\delta 1,27}^* + x_{\delta 1,28}^* + x_{\delta 1,29}^*} = (0,47 + 0,49) / (0,47 + 0,49 + 1,2) = 0,444;$$

$$C_{KL'C'} = x_{\delta 1,29}^* / (x_{\delta 1,27}^* + x_{\delta 1,28}^* + x_{\delta 1,29}^*) = 1,2 / (0,47 + 0,49 + 1,2) = 0,556;$$

$$C_{C''} = C_{L''C''} x_{\delta 1,22}^* / (x_{\delta 1,25}^* + x_{\delta 1,22}^*) = 0,444 \cdot 2,71 / (2,14 + 2,71) = 0,248;$$

$$C_{L''} = C_{L''C''} x_{\delta 1,25}^* / (x_{\delta 1,25}^* + x_{\delta 1,22}^*) = 0,444 \cdot 2,14 / (2,14 + 2,71) = 0,196;$$

$$C_K = C_{KL'C'} x_{\delta 1,27}^* / x_{\delta 1,16}^* = 0,556 \cdot 0,47 / 0,77 = 0,339;$$

$$C_{L'} = C_{KL'C'} x_{\delta 1,27}^* / x_{\delta 1,20}^* = 0,556 \cdot 0,47 / 7,61 = 0,034;$$

$$C_{C'} = C_{KL'C'} x_{\delta 1,27}^* / x_{\delta 1,23}^* = 0,556 \cdot 0,47 / 1,42 = 0,183;$$

$$C_L = C_{L'} + C_{L''} = 0,034 + 0,196 = 0,23;$$

$$C_C = C_{C'} + C_{C''} = 0,183 + 0,248 = 0,43;$$

$$C_K = 0,339 \approx 0,34.$$

У зв'язку з тим, що КЗ сталося у віддаленій точці, результуючий опір схеми зворотної послідовності вважаємо рівним результуючому опоріві схеми прямої послідовності $x_{*02рез} = x_{*01рез} = 0,534$.

Складемо схему заміщення нульової послідовності (рис. 7.21,є), куди входять трансформатори електростанції K та підстанції C , по одному трансформатору електростанції L та підстанції B , а також усі ЛЕП. У зазначеній схемі трансформатори подані реактивним опором $x_0 = x_1$, оскільки обома їх обмотками перебігає струм, а ЛЕП – реактивним опором $x_0 = 3,5x_1$ (рис. 7.21,є):

$$x_{*0,30} = 3,5x_{*01,15} = 3,5 \cdot 0,91 = 3,19;$$

$$x_{*0,31} = 3,5 \cdot 0,54 = 1,89;$$

$$x_{*0,32} = 3,5 \cdot 1,26 = 4,41;$$

$$x_{*0,33} = 3,5 \cdot 0,45 = 1,58;$$

$$x_{*0,33} = 3,5 \cdot 0,45 = 1,58;$$

$$x_{*0,34} = 3,5 \cdot 0,81 = 2,84.$$

Перетворюємо зірки з опорами $x_{*0,2}$, $x_{*0,32}$, $x_{*0,33}$, $x_{*0,6}$, $x_{*0,31}$, $x_{*0,34}$ на трикутники і розрізаємо промені точок L та C (рис. 7.21,ж):

$$\begin{aligned} x_{*0,35} &= x_{*0,32} + x_{*0,2} + x_{*0,32}x_{*0,2}/x_{*0,33} = \\ &= 4,41 + 2,1 + 4,41 \cdot 2,1/1,58 = 12,37; \end{aligned}$$

$$x_{*0,36} = 4,41 + 1,58 + 4,41 \cdot 1,58/2,1 = 1,31;$$

$$x_{*0,37} = 1,58 + 2,1 + 1,58 \cdot 2,1/4,41 = 4,43;$$

$$x_{*0,38} = 1,89 + 0,53 + 1,89 \cdot 0,53/2,84 = 2,77;$$

$$x_{*0,39} = 1,89 + 2,84 + 1,89 \cdot 2,84/0,53 = 14,86;$$

$$x_{*0,40} = 2,84 + 0,53 + 2,84 \cdot 0,53/1,89 = 4,17.$$

Об'єднуємо паралельні вітки у схемі заміщення для нульової послідовності (рис. 7.21,ж) і перетворюємо її (рис. 7.21,з,у):

$$\begin{aligned} x_{*0,41} &= \frac{x_{*0,35}x_{*0,1}x_{*0,38}}{x_{*0,35}x_{*0,1} + x_{*0,1}x_{*0,38} + x_{*0,38}x_{*0,35}} = \\ &= \frac{12,37 \cdot 0,26 \cdot 2,77}{12,37 \cdot 0,26 + 0,26 \cdot 2,77 + 2,77 \cdot 12,37} = 0,23; \end{aligned}$$

$$x_{*0,42} = \frac{9,31 \cdot 3,19 \cdot 144,86}{9,31 \cdot 3,19 + 3,19 \cdot 144,86 + 144,86 \cdot 9,31} = 2,05;$$

$$x_{*b0,43}^{(3)} = \frac{4,43 \cdot 1 \cdot 4,17}{4,43 \cdot 1 + 1 \cdot 4,17 + 4,17 \cdot 4,43} = 0,68;$$

$$x_{*b0\text{рез}}^{(3)} = \frac{(x_{*b0,41}^{(3)} + x_{*b0,42}^{(3)})x_{*b0,43}^{(3)}}{x_{*b0,41}^{(3)} + x_{*b0,42}^{(3)} + x_{*b0,43}^{(3)}} = \\ = (0,23 + 2,05) \cdot 0,68 / (0,23 + 2,05 + 0,68) = 0,524.$$

Знаходимо результуючі індуктивні опори комплексних схем заміщення:

- при трифазному КЗ:

$$x_{*b\text{рез}}^{(3)} = x_{*b1\text{рез}}^{(3)} = 0,534;$$

- при двофазному КЗ:

$$x_{*(b)\text{рез}}^{(2)} = x_{*b1\text{рез}}^{(2)} + x_{*b2\text{рез}}^{(2)} = 0,534 + 0,534 = 1,068;$$

- при двофазному КЗ на землю

$$x_{*b\text{рез}}^{(1,1)} = x_{*b1\text{рез}}^{(1,1)} + \frac{x_{*b2\text{рез}}^{(1,1)} x_{*b0\text{рез}}^{(1,1)}}{x_{*b2\text{рез}}^{(1,1)} + x_{*b0\text{рез}}^{(1,1)}} = \\ = 0,534 + 0,534 \cdot 0,524 / (0,534 + 0,524) = 0,798;$$

- при однофазному КЗ:

$$x_{*b\text{рез}}^{(1)} = x_{*b1\text{рез}}^{(1)} + x_{*b2\text{рез}}^{(1)} + x_{*b0\text{рез}}^{(1)} = 0,534 + 0,534 + 0,524 = 1,592.$$

Користуючись формулою $x_{*b\text{л}j}^{(n)} = x_{*b\text{рез}}^{(n)} / C_{\text{л}j}$, розраховуємо індуктивні

опори променів K , L та C :

- при трифазному КЗ:

$$x_{*bK}^{(3)} = 0,534 / 0,34 = 1,57;$$

$$x_{*bL}^{(3)} = 0,534 / 0,23 = 2,32;$$

$$x_{*bC}^{(3)} = 0,534 / 0,43 = 1,24;$$

- при двофазному КЗ:

$$x_{*bK}^{(2)} = 1,068 / 0,34 = 3,14;$$

$$x_{*bL}^{(2)} = 1,068 / 0,23 = 4,64;$$

$$x_{*bC}^{(2)} = 1,068 / 0,43 = 2,48;$$

- при двофазному КЗ на землю:

$$x_{*bK}^{(1,1)} = 0,798 / 0,34 = 2,35;$$

$$x_{*bL}^{(1,1)} = 0,798 / 0,23 = 3,47;$$

$$x_{*bC}^{(1,1)} = 0,798 / 0,43 = 1,85;$$

- при однофазному КЗ:

$$x_{*\bar{\sigma}K}^{(1)} = 1,592/0,34 = 4,68;$$

$$x_{*\bar{\sigma}L}^{(1)} = 1,592/0,23 = 6,92;$$

$$x_{*\bar{\sigma}C}^{(1)} = 1,592/0,43 = 3,7.$$

За формулою $I_{нлj} = S_{нлj}/(\sqrt{3}U_n)$ знаходимо номінальні струми променів, віднесені до ступеня напруги у місці КЗ, а також базисний струм, кА:

$$I_{нK} = 117,5/(\sqrt{3} \cdot 115) = 0,592;$$

$$I_{нL} = 62,5/(\sqrt{3} \cdot 115) = 0,314;$$

$$I_{\bar{\sigma}} = S_{\bar{\sigma}}/(\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}) = 300/(\sqrt{3} \cdot 115) = 1,51.$$

Початкове значення періодичної складової струму прямої послідовності у місці КЗ відшукаємо для променів K , L та C за формулою

$$I_{кА1лj}^{(n)} = \left(E_{*\bar{\sigma}}''/x_{*\bar{\sigma}л}^{(n)} \right) I_{\bar{\sigma}} \text{ і тоді:}$$

- при трифазному КЗ (кА):

$$I_{кА1K}^{(3)} = (1,12/1,57)1,51 = 1,08;$$

$$I_{кА1L}^{(3)} = (1,08/2,32)1,51 = 0,7;$$

$$I_{кА1C}^{(3)} = (1/1,24)1,51 = 1,22;$$

- при двофазному КЗ (кА):

$$I_{кА1K}^{(2)} = (1,12/3,14)1,51 = 0,54;$$

$$I_{кА1L}^{(2)} = (1,08/4,64)1,51 = 0,35;$$

$$I_{кА1C}^{(2)} = (1/2,48)1,51 = 0,61;$$

- при двофазному КЗ на землю (кА):

$$I_{кА1K}^{(1,1)} = (1,12/2,35)1,51 = 0,72;$$

$$I_{кА1L}^{(1,1)} = (1,08/3,47)1,51 = 0,47;$$

$$I_{кА1C}^{(1,1)} = (1/1,85)1,51 = 0,82;$$

- при однофазному КЗ (кА):

$$I_{кА1K}^{(1)} = (1,12/4,68)1,51 = 0,36;$$

$$I_{кА1L}^{(1)} = (1,08/6,92)1,51 = 0,24;$$

$$I_{кА1C}^{(1)} = (1/1,37)1,51 = 0,41.$$

Визначаємо відносне значення періодичної складової струму прямої послідовності живильних променів K та L , що характеризує віддаленість точки

еквівалентного трифазного КЗ від синхронних генераторів $G1$ (промінь K) та $G2, G3$ (промінь L), для всіх видів КЗ за формулою $I_{*н л j}^{(n)} = I_{к А1 л j}^{(n)} / I_{н л j}$:

при трифазному КЗ:

$$I_{*н K}^{(3)} = 1,08/0,592 = 1,82;$$

$$I_{*н L}^{(3)} = 0,7/0,314 = 2,23;$$

при двофазному КЗ:

$$I_{*н K}^{(2)} = 0,54/0,592 = 0,91;$$

$$I_{*н L}^{(2)} = 0,35/0,314 = 1,12;$$

при двофазному КЗ на землю:

$$I_{*н K}^{(1,1)} = 0,72/0,592 = 1,22;$$

$$I_{*н L}^{(1,1)} = 0,47/0,314 = 1,5;$$

при однофазному КЗ:

$$I_{*н K}^{(1)} = 0,36/0,592 = 0,61;$$

$$I_{*н L}^{(1)} = 0,24/0,314 = 0,76.$$

За значеннями струму $I_{*н л j}^{(n)} > 1$ (див. вище, можна вибрати більше 2) вибираємо відповідні типові криві і для потрібного моменту часу t визначаємо відношення $\gamma_t^{(n)} = I_{л j t}^{(n)} / I_{к А1 л j}^{(n)}$ для K та L променів.

За відношенням $\gamma_t^{(n)}$ визначаємо значення періодичної складової струму несиметричного КЗ у момент часу t для променів K та L

$$I_{л j t}^{(n)} = m^{(n)} \gamma_t^{(n)} I_{к А1 л j}^{(n)},$$

де для означених видів КЗ: $m^{(3)} = 1$; $m^{(2)} = \sqrt{3}$; $m^{(1)} = 3$;

$$\begin{aligned} m^{(1,1)} &= \sqrt{3} \sqrt{1 - x_{*б2 рез} x_{*б0 рез} / (x_{*б2 рез} + x_{*б0 рез})^2} = \\ &= \sqrt{3} \sqrt{1 - 0,534 \cdot 0,524 / (0,534 + 0,524)^2} = 1,5. \end{aligned}$$

Для променів K та L із значеннями $I_{*н л j}^{(n)} \leq 1$ розраховуємо шукані струми аналогічно, як і для променя C , тобто з джерелом необмеженої потужності. Значення періодичної складової струму несиметричного КЗ визначаємо за формулою $I_{л j t}^{(n)} = m^{(n)} I_{к А1 л j}^{(n)}$ та результати розрахунку струмів КЗ вносимо до табл. 7.4.

Таблиця 7.4

Результати розрахунку струмів КЗ у точці $M^{(n)}$

Вид КЗ	Промінь	$I_{ном,лї}$	$\chi_{*(б)лї}^{(n)}$	$m^{(n)}$	Струм КЗ (відн. од.)			Струм КЗ, кА			
					$I_{*(ном),лї}^{(n)}$	$\gamma_{t=0,2c}^{(n)}$	$\gamma_{t=0,5c}^{(n)}$	$I_{кз1,лї}^{(n)}$	$I_{лї,t=0}$	$I_{лї,t=0,2c}$	$I_{лї,t=0,5c}$
$K^{(3)}$	K	0,592	1,57	1	1,82	0,93	0,94	1,08	1,08	1,0	1,01
	L	0,3144	2,32		2,23	0,9	0,89	0,7	0,7	0,63	0,62
	C	1,51	1,24					1,22	1,22	1,22	
Сумарний струм											
$K^{(2)}$	K	0,592	3,14	$\sqrt{3}$	0,91			0,54	0,93	0,93	0,93
	L	0,314	4,64		1,12	0,97	1,0	0,35	0,6	0,58	0,6
	C	1,51	2,48					0,61	1,06	1,06	1,06
Сумарний струм											
$K^{(1,1)}$	K	0,592	2,35	1,5	1,22	0,97	0,99	1,5	2,59	2,57	2,59
	L	0,314	3,47		1,5	0,95	0,97	0,47	0,7	0,67	0,69
	C	1,51	1,85					0,82	1,23	1,23	1,23
Сумарний струм											
$K^{(1)}$	K	0,592	4,68	3	0,61			2,01	3,01	2,95	2,98
	L	0,314	6,92		0,76			0,36	1,08	1,08	1,08
	C	1,51	3,7					0,41	1,23	1,23	1,23
Сумарний струм											
								1,01	3,03	3,03	3,03

Контрольні запитання

1. Види несиметричних пошкоджень в СЕП і чим вони характерні.
2. Стан поперечної несиметрії в СЕП.
3. Граничні умови виникнення всіх видів КЗ.
4. Відмінність у складанні між схемами заміщення для прямої, зворотної та нульової послідовностей.
5. Струми та напруги при трифазному КЗ.
6. Векторні діаграми струмів та напруг за однофазного КЗ.
7. Струми та напруги при двофазному КЗ.
8. Векторні діаграми струмів та напруг двофазного КЗ.
9. Струми та напруги за однофазного КЗ на землю.
10. Векторні діаграми струмів та напруг при двофазному КЗ на землю.
11. Коефіцієнт кратності струмів різних видів КЗ.
12. Правило еквівалентності струму прямої послідовності.
13. Додатковий опір для різних видів несиметричного КЗ.
14. Діюче значення періодичної складової струму в початковий момент часу виникнення несиметричного КЗ.
15. Комплексні схеми заміщення несиметричних КЗ.
16. Співвідношення між додатковими опорами (струмами, напругами) за різних видів КЗ.
17. В яких практичних випадках виникають найбільші (найменші) значення кратності струмів несиметричних КЗ?
18. Векторні діаграми струмів та напруг різних видів КЗ з віддаленням від місця КЗ та при переході через трансформатор з групами з'єднання обмоток $Y/Y-12$ та $\Delta/Y-11$.
19. Початкове значення періодичної складової струму несиметричного КЗ.
20. Особливості розрахунку струму несиметричного КЗ за методами: типових кривих; розрахункових кривих; спрямлених характеристик.

Теми рефератів

1. Розрахунок несиметричних КЗ (двофазного, одно- та двофазного на землю) за допомогою методу симетричних складових.
2. Основні розрахункові співвідношення при несиметричних КЗ в одній точці та їх векторні діаграми струмів і напруг.
3. Комплексні схеми заміщення для несиметричних КЗ. Приклади побудови схем заміщення.
4. Причини виникнення поперечної несиметрії в електричних мережах.
5. Побудова векторних діаграм при однофазних і двофазних замиканнях в електричних мережах.

Розділ 8. ПОЗДОВЖНЯ НЕСИМЕТРІЯ ТА СКЛАДНІ ВИДИ ПОШКОДЖЕНЬ

8.1. Загальні відомості

Кінцева мета аналізу порушень нормального режиму роботи у вигляді поздовжньої несиметрії та складних пошкоджень – розрахунок значень струмів і напруг у вітках, вузлах, заданих точках схеми СЕП та місці пошкодження. Цей розрахунок необхідний як обґрунтування вихідних даних для вибору електроустаткування СЕП, захисту її елементів, а також настроювання і аналізу роботи пристроїв системної автоматики.

Для формалізації аналізу поздовжню несиметрію уявляють як вмикання у кожен фазу трифазної мережі неоднакових опорів. При цьому враховують низку умов аналізу, розглядаючи лише основну гармоніку режиму:

- вмикання опору в фазу при незмінній е.р.с. джерела живлення рівнозначно шунтуванню таких же опорів в інших фазах;
- шунтування опору у фазі тотожно вмиканню за значенням такого ж опору, але з протилежним знаком;
- розрив фази розглядається як вмикання джерела напруги, тотожного спаду напруги на кінцях розірваної фази.

Як і для поперечної несиметрії, при розрахунку поздовжньої несиметрії L ефективно застосування методу симетричних складових, відповідно до яких розрахункові співвідношення можна подати через симетричні складові струму і напруги особливої фази A :

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{LA} &= \Delta \dot{U}_{LA1} + \Delta \dot{U}_{LA2} + \Delta \dot{U}_{LA0} \\ \Delta \dot{U}_{LB} &= a^2 \Delta \dot{U}_{LA1} + a \Delta \dot{U}_{LA2} + \Delta \dot{U}_{LA0} \\ \Delta \dot{U}_{LC} &= a \Delta \dot{U}_{LA1} + a^2 \Delta \dot{U}_{LA2} + \Delta \dot{U}_{LA0} \end{aligned} \right\} \quad (8.1)$$

і

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{LA} &= \dot{I}_{LA1} + \dot{I}_{LA2} + \dot{I}_{LA0} \\ \dot{I}_{LB} &= a^2 \dot{I}_{LA1} + a \dot{I}_{LA2} + \dot{I}_{LA0} \\ \dot{I}_{LC} &= a \dot{I}_{LA1} + a^2 \dot{I}_{LA2} + \dot{I}_{LA0} \end{aligned} \right\}, \quad (8.2)$$

де $\dot{I}_{LA}, \dot{I}_{LB}, \dot{I}_{LC}$ та $\Delta \dot{U}_{LA}, \Delta \dot{U}_{LB}, \Delta \dot{U}_{LC}$ – струм і спад напруги для несиметричної системи величин фаз A, B, C ; $\dot{I}_{LA1}, \dot{I}_{LA2}, \dot{I}_{LA0}$ та

$\Delta\dot{U}_{LA1}, \Delta\dot{U}_{LA2}, \Delta\dot{U}_{LA0}$ – симетричні складові струму і спаду напруги прямої, зворотної та нульової послідовностей.

Струм визначених послідовностей викликає спад напруги відповідних послідовностей. Цей взаємозв'язок описаний системою незалежних рівнянь:

$$\left. \begin{aligned} \Delta\dot{U}_{LA1} &= \dot{E}_{A\Sigma} - \underline{z}_{1pez} \dot{I}_{LA1} \\ \Delta\dot{U}_{LA2} &= -\underline{z}_{2pez} \dot{I}_{LA2} \\ \Delta\dot{U}_{LA0} &= -\underline{z}_{0pez} \dot{I}_{LA0} \end{aligned} \right\}, \quad (8.3)$$

де $\dot{E}_{A\Sigma}$ – сумарна е.р.с. джерел живлення, що діє лише у схемі для прямої послідовності; $\underline{z}_{1pez}, \underline{z}_{2pez}, \underline{z}_{0pez}$ – результуючі опори окремих послідовностей відносно місця порушення симетрії.

Таким чином, при поздовжній несиметрії методика отримання розрахункових співвідношень базується на розв'язанні системи рівнянь (8.1)–(8.3) з урахуванням граничних умов, що характеризують несиметрію.

Реальна схема електричної мережі з одноразовою поздовжньою несиметрією (розрив однієї або двох фаз, вмикання неоднакових опорів) зводиться до схем заміщення без розриву. Це досягається введенням у місце пошкодження джерела поздовжньої напруги із значенням, що дорівнює спаду напруги у місці поздовжньої несиметрії. Отримана схема заміщення придатна для аналізу з використанням аналітичних методів теорії електричних кіл.

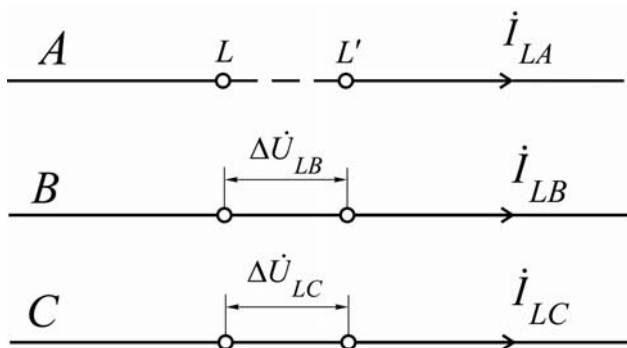
Для відокремленої особливої фази, як і у разі поперечної несиметрії, складають схеми заміщення для окремих послідовностей. На основі їх аналізу знаходять розрахункові співвідношення та синтезують комплексну схему заміщення конкретного виду поздовжньої несиметрії. За комплексною схемою заміщення особливої фази визначають струми і напруги у будь-якій точці електричної мережі.

В електричній мережі іноді одночасно виникають поперечна та поздовжня несиметрії різних комбінацій, які характеризуються як **складні види пошкоджень**. Причинами таких пошкоджень у СЕП можуть бути накладання аварійних режимів чи аварійного режиму з процесом його вимкнення. Наприклад, неодноразове вимкнення несиметричного КЗ вимикачами у мережі з двостороннім живленням, поява несиметричних КЗ у кількох точках електричної мережі, обрив фази із замиканням на землю одного з кінців обірваного провідника тощо.

За складних видів пошкоджень послідовність обчислювальних операцій повторюється для кожної точки порушення поздовжньої симетрії. З допомогою методу симетричних складових кожна така точка характеризується для особливої фази трьома симетричними складовими струму і такою ж кількістю симетричних складових напруги. Тому при дворазовій несиметрії необхідно визначати 12 невідомих симетричних складових, для знаходження яких записати стільки ж незалежних рівнянь. Виходячи з граничних умов, для кожного місця порушення симетрії трифазної мережі отримують по три рівняння зв'язку симетричних складових струму та напруги.

Одноразова поздовжня несиметрія у трифазній мережі може бути наслідком неодноразової пофазної комутації, розриву фаз, пофазної відмінності навантаження тощо. Так, поздовжня несиметрія виникає при неодноразовому розмиканні контактів комутаційного апарату (неодноразово з'являється дуга між контактами фаз), згорянні запобіжника в одній або двох фазах, несинхронному вмиканні синхронних машин, аварійному вимкненні фаз ЛЕП.

8.2. Розрив однієї фази трифазної мережі



Під час розриву однієї фази трифазної мережі (рис.8.1) виникає несиметричний режим, який у місці пошкодження характеризується такими граничними умовами:

Рис. 8.1. Ділянка трифазної мережі з розривом фази A в місці $L - L'$

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{LA} &= 0 \\ \Delta \dot{U}_{LB} &= 0 \\ \Delta \dot{U}_{LC} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (8.4)$$

Для аналізу даного аварійного режиму у місце розриву фази вводять джерело поздовжньої напруги $\Delta \dot{U}_{LA}$ (рис. 8.2,*a*) і для окремих послідовностей (рис. 8.2,*б-г*) складають схеми заміщення.

Порівнявши спад напруги для непошкоджених фаз, виражений симетричними складовими особливої фази А, маємо:

$$a^2 \Delta \dot{U}_{LA1} + a \Delta \dot{U}_{LA2} + \Delta \dot{U}_{LA0} = a \Delta \dot{U}_{LA1} + a^2 \Delta \dot{U}_{LA2} + \Delta \dot{U}_{LA0} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \Delta \dot{U}_{LA1} = \Delta \dot{U}_{LA2};$$

$$\Delta \dot{U}_{LB} = (a^2 + a) \Delta \dot{U}_{LA1} + \Delta \dot{U}_{LA0} = -\Delta \dot{U}_{LA1} + \Delta \dot{U}_{LA0} = 0 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \Delta \dot{U}_{LA1} = \Delta \dot{U}_{LA0}.$$

Таким чином, на основі симетричних складових струму і напруги особливої фази А граничні умови (8.4) запишемо:

$$\Delta \dot{U}_{LA1} = \Delta \dot{U}_{LA2} = \Delta \dot{U}_{LA0} = \Delta \dot{U}_{LA} / 3; \quad (8.5)$$

$$\dot{I}_{LA1} = -(\dot{I}_{LA2} + \dot{I}_{LA0}). \quad (8.6)$$

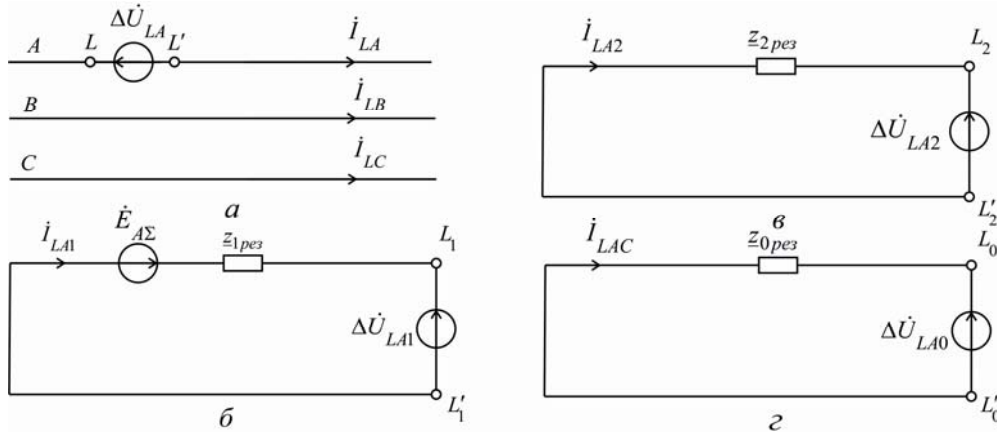


Рис. 8.2. Схеми для аналізу поздовжньої несиметрії при розриві фази А:
а – розрахункова; б – заміщення прямої послідовності; в – заміщення зворотної послідовності; г – заміщення нульової послідовності

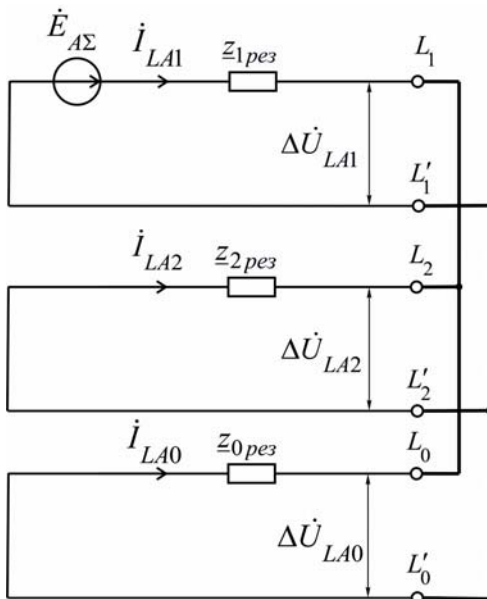


Рис. 8.3. Комплексна схема заміщення при розриві фази А

За останніми рівняннями можна синтезувати комплексну схему заміщення поздовжньої несиметрії (рис. 8.3), за якою складають розрахункові вирази для визначення струму прямої послідовності

$$\dot{I}_{LA1} = \dot{E}_{A\Sigma} / (z_{1pez} + z_{2pez}) \quad (8.7)$$

і спад напруги цієї послідовності у місці розриву

$$\Delta \dot{U}_{LA1} = \dot{I}_{LA1} z_{LL1}. \quad (8.8)$$

Тут $z_{LL1} = z_{2pez} z_{0pez} / (z_{2pez} + z_{0pez})$ – додатковий опір, що заноситься до

комплексної схеми заміщення відносно затискачів $L_1 - L'_1$ схеми заміщення прямої послідовності вітками схем заміщення для зворотної та нульової послідовностей (рис. 8.3).

З урахуванням (8.5), а також другого і третього рівнянь (8.3) струми зворотної та нульової послідовностей, які перебігають вітками комплексної схеми заміщення (рис.8.3), визначають за виразами:

$$\dot{I}_{LA2} = -\dot{I}_{LA1} z_{0pez} / (z_{2pez} + z_{0pez}) = -\dot{I}_{LA1} z_{LL1} / z_{2pez}; \quad (8.9)$$

$$\dot{I}_{LA0} = -\dot{I}_{LA1} z_{2pez} / (z_{2pez} + z_{0pez}) = -\dot{I}_{LA1} z_{LL1} / z_{0pez}. \quad (8.10)$$

Струми зворотної та нульової послідовностей можна ще записати показниками комплексної схеми заміщення:

$$\dot{I}_{LA2} = -\dot{E}_{A\Sigma} z_{LL1} / [z_{2pez} (z_{1pez} + z_{LL1})]; \quad (8.11)$$

$$\dot{I}_{LA0} = -\dot{E}_{A\Sigma} z_{LL1} / [z_{0pez} (z_{1pez} + z_{LL1})]. \quad (8.12)$$

Відповідно до (8.3) та (8.5) для джерела поздовжньої напруги, ввімкненого у місці пошкодження, напруга

$$\Delta \dot{U}_{LA} = 3\dot{E}_{A\Sigma} z_{LL1} / (z_{1pez} + z_{LL1}). \quad (8.13)$$

Отримані розрахункові співвідношення (8.5)–(8.13) являють собою рівняння зв'язку симетричних складових параметрів режиму особливої фази. Струми і напруги інших фаз визначають через оператор фази та рівняння (8.1) і (8.2). Значення напруги у будь-якій точці мережі встановлюють за розрахунковими виразами струмів (8.7), (8.11) і (8.12) із застосуванням перетворень комплексної схеми заміщення (рис. 8.3) відносно розглянутої точки мережі (для обчислення опору зв'язку даної точки з джерелом живлення).

8.3. Розрив двох фаз трифазної мережі

Розрив двох фаз трифазної мережі (рис. 8.4,а) характеризується у місці пошкодження такими граничними умовами:

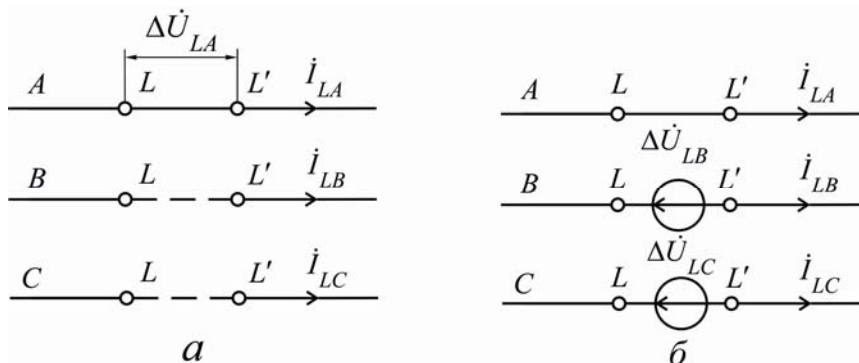


Рис. 8.4. Ділянка трифазної мережі з розривом фаз B і C (а) та її розрахункова схема (б)

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{LB} &= 0 \\ \dot{I}_{LC} &= 0 \\ \Delta \dot{U}_{LA} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (8.14)$$

За аналогією з розглянутим розривом однієї фази у місцях розриву фаз B і C вмикаємо джерела поздовжньої напруги $\Delta \dot{U}_{LB}$ та $\Delta \dot{U}_{LC}$ (рис. 8.4,б). Отримана подібним чином розрахункова схема дає змогу скласти комплексну

схему заміщення (рис. 8.5). Взяти за особливу непошкоджену фазу A граничні умови (8.14), виражені через симетричні складові струму особливої фази, запишемо:

$$\dot{I}_{LB} = a^2 \dot{I}_{LA1} + a \dot{I}_{LA2} + \dot{I}_{LA0}; \quad (8.15)$$

$$\dot{I}_{LC} = a \dot{I}_{LA1} + a^2 \dot{I}_{LA2} + \dot{I}_{LA0}. \quad (8.16)$$

Із різниці цих рівнянь маємо

$$\dot{I}_{LA1} = \dot{I}_{LA2}. \quad (8.17)$$

Відповідно перетворивши рівняння (8.15), (8.16) з урахуванням тотожності (8.17), одержимо рівність

$$\dot{I}_{LA1} = \dot{I}_{LA2} = \dot{I}_{LA0} = \dot{I}_{LA} / 3. \quad (8.18)$$

Після розкладання граничної умови $\Delta \dot{U}_{LA} = 0$ на симетричні складові буде:

$$\Delta \dot{U}_{LA1} = -(\Delta \dot{U}_{LA2} + \Delta \dot{U}_{LA0}). \quad (8.19)$$

Цей запис разом з рівністю (8.18) характеризує граничні умови даного виду пошкодження на основі симетричних складових напруги фази A .

Комплексна схема заміщення фази A , отримана з допомогою (8.18) і (8.19), зображена на рис. 8.5. За нею симетричні складові струму

$$\begin{aligned} \dot{I}_{LA1} &= \dot{I}_{LA2} = \dot{I}_{LA0} = \\ &= \dot{E}_{A\Sigma} / (\underline{Z}_{1\text{pez}} + \underline{Z}_{2\text{pez}} + \underline{Z}_{0\text{pez}}). \end{aligned} \quad (8.20)$$

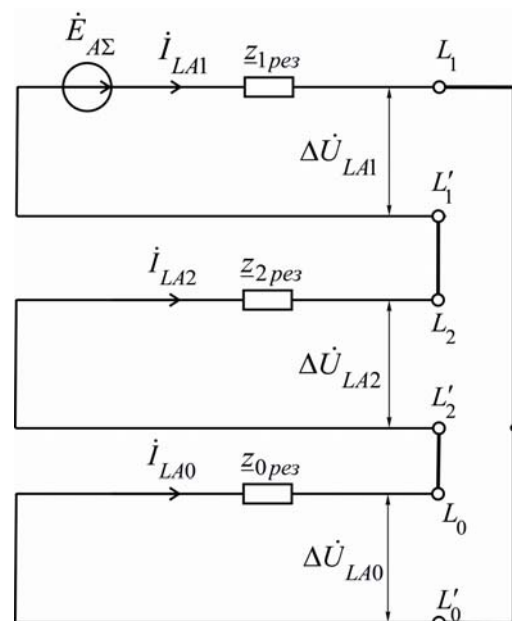


Рис. 8.5. Комплексна схема заміщення при розриві фаз B і C

Спад напруги зворотної та нульової послідовностей знаходимо з рівняння (8.3), а напругу прямої послідовності – за виразом

$$\Delta \dot{U}_{LA1} = \dot{E}_{A\Sigma} (z_{2\text{pez}} + z_{0\text{pez}}) / (z_{1\text{pez}} + z_{2\text{pez}} + z_{0\text{pez}}). \quad (8.21)$$

За симетричними складовими параметрів режиму фази *A* на основі рівнянь (8.1)–(8.3) можна розрахувати струми та напруги як у місці пошкодження, так і в будь-якій точці мережі. Тоді необхідно перетворити комплексну схему заміщення (рис.8.5) щодо аналізованої. На рис. 8.5 схема заміщення подана відносно місця пошкодження.

8.4. Вмикання у фази неоднакових опорів

У СЕП поздовжня несиметрія може виникати при вмиканні опорів в одну або дві фази, тобто при несиметричному навантаженні (рис. 8.6).

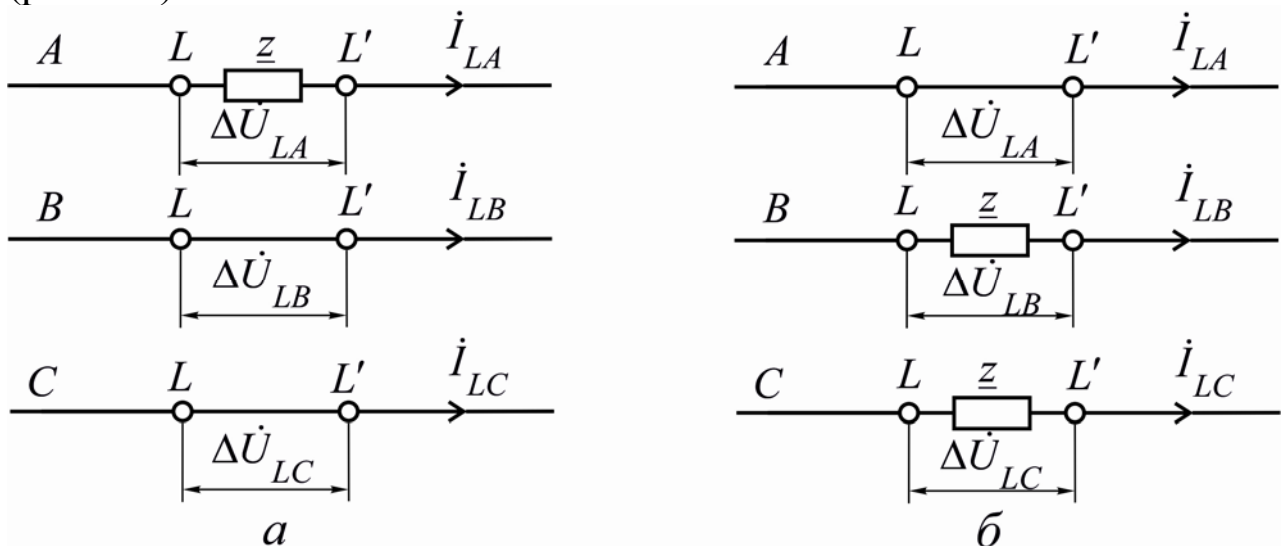


Рис. 8.6. Поздовжня несиметрія при вмиканні у фази опорів:
а – в одну фазу; б – в дві фази

Вмикання опору \underline{z} в одну фазу трифазної мережі характеризується граничними умовами у місці несиметрії:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{LA} &= \dot{i}_{LA} \underline{z} \\ \Delta \dot{U}_{LB} &= 0 \\ \Delta \dot{U}_{LC} &= 0 \end{aligned} \right\} 5 \quad (8.22)$$

Під час розгляду цієї несиметрії замість опору \underline{z} до фази вводимо джерело поздовжньої напруги $\Delta \dot{U}_{LA}$ (рис. 8.6,а). При $\underline{z} \rightarrow \infty$ гра-

ничні умови (8.22) перетворюються на окремий випадок граничних умов розриву фази (8.4), оскільки

$$\dot{I}_{LA} = \Delta \dot{U}_{LA} / \underline{z} |_{\underline{z} \rightarrow \infty} = 0. \quad (8.23)$$

Аналіз режиму з поздовжньою несиметрією при $\underline{z} \neq \infty$ стає узагальненим. При розкладанні граничних умов (8.22) на симетричні складові особливої фази A залишається дійсною тотожність (8.5) та, крім того,

$$\Delta \dot{U}_{LA} = (\dot{I}_{LA1} + \dot{I}_{LA2} + \dot{I}_{LA0}) \underline{z}. \quad (8.24)$$

Після спільного перетворення (8.3), (8.5) і (8.24) матимемо вираз для синтезування комплексної схеми заміщення (рис. 8.7,а):

$$\dot{I}_{LA1} = (\dot{E}_{A\Sigma} - \Delta \dot{U}_{LA1}) / \underline{z}_{1pez}; \quad (8.25)$$

$$\dot{I}_{LA1} = \Delta \dot{U}_{LA1} (3 / \underline{z} + 1 / \underline{z}_{2pez} + 1 / \underline{z}_{0pez}). \quad (8.26)$$

Для визначення струму прямої послідовності перетворюємо комплексну схему заміщення до вигляду рис. 8.7,б. Тут на основі (8.26) додатковий опір вмикаємо у місце несиметрії:

$$\underline{z}_{LL1} = 1 / (3 / \underline{z} + 1 / \underline{z}_{2pez} + 1 / \underline{z}_{0pez}). \quad (8.27)$$

З (8.27) за $\underline{z} \rightarrow \infty$ отримуємо вираз (8.8), що належить до випадку розриву фази.

Симетричні складові струму і напруги, виражені через опір \underline{z}_{LL1} , знайдемо відповідно до (8.7), (8.11), (8.12) і (8.3), (8.5). Знаючи симетричні складові струму і напруги особливої фази A , визначимо параметри режиму всіх фаз трифазної мережі у місці її пошкодження, як і в розглянутих раніше випадках.

Вмикання у дві фази трифазної мережі опорів \perp характеризується такими граничними умовами (рис. 8.6,б) для місця поздовжньої несиметрії:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{LA} &= 0 \\ \Delta \dot{U}_{LB} &= \dot{I}_{LB} \underline{z} \\ \Delta \dot{U}_{LC} &= \dot{I}_{LC} \underline{z} \end{aligned} \right\}. \quad (8.28)$$

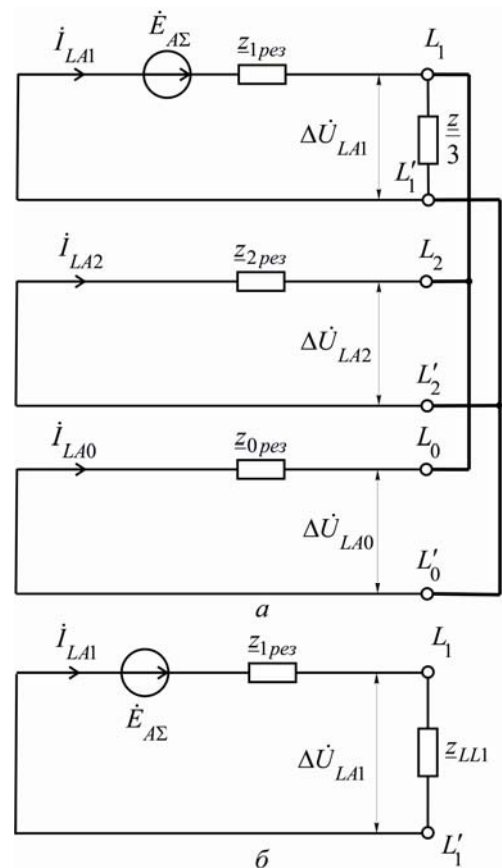


Рис. 8.7. Комплексна схема заміщення (а) та її еквівалентне перетворення (б)

Перейшовши до симетричних складових напруги і струму особливої фази A , рівняння системи (8.28) запишемо:

$$\Delta\dot{U}_{LA1} + \Delta\dot{U}_{LA2} + \Delta\dot{U}_{LA0} = 0; \quad (8.29)$$

$$a^2\Delta\dot{U}_{LA1} + a\Delta\dot{U}_{LA2} + \Delta\dot{U}_{LA0} = (a^2\dot{I}_{LA1} + a\dot{I}_{LA2} + \dot{I}_{LA0})\underline{z}; \quad (8.30)$$

$$a\Delta\dot{U}_{LA1} + a^2\Delta\dot{U}_{LA2} + \Delta\dot{U}_{LA0} = (a\dot{I}_{LA1} + a^2\dot{I}_{LA2} + \dot{I}_{LA0})\underline{z}. \quad (8.31)$$

Їх розв'язок відносно спаду напруги прямої, зворотної та нульової послідовностей дає:

$$\left. \begin{aligned} \Delta\dot{U}_{LA1} &= (2\dot{I}_{LA1} - \dot{I}_{LA2} - \dot{I}_{LA0})\underline{z} / 3 \\ \Delta\dot{U}_{LA2} &= (-\dot{I}_{LA1} + 2\dot{I}_{LA2} - \dot{I}_{LA0})\underline{z} / 3 \\ \Delta\dot{U}_{LA0} &= (-\dot{I}_{LA1} - \dot{I}_{LA2} + 2\dot{I}_{LA0})\underline{z} / 3 \end{aligned} \right\}. \quad (8.32)$$

Таким чином, симетричні складові фазних величин для особливої фази A подамо системами рівнянь (8.3) і (8.32). Після перетворень відносно симетричних складових струму фази A рівнянь (8.3) і (8.32):

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{LA1}(2 + 3\underline{z}_{1pez} / \underline{z}) - \dot{I}_{LA2} - \dot{I}_{LA0} &= 3\dot{E}_{A\Sigma} / \underline{z} \\ -\dot{I}_{LA1} + \dot{I}_{LA2}(2 + 3\underline{z}_{2pez} / \underline{z}) - \dot{I}_{LA0} &= 0 \\ -\dot{I}_{LA1} - \dot{I}_{LA2} + \dot{I}_{LA0}(2 + 3\underline{z}_{0pez} / \underline{z}) &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (8.33)$$

Розв'язавши систему рівнянь (8.33), здобудемо вирази для визначення струмів прямої, зворотної та нульової послідовностей:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{LA1} &= \dot{E}_{A\Sigma} / (\underline{z}_{1pez} + \underline{z}_{LL1}) \\ \dot{I}_{LA2} &= \dot{E}_{A\Sigma}(\underline{z} - \underline{z}_{LL1}) / [(\underline{z}_{1pez} + \underline{z}_{LL1})(\underline{z} + \underline{z}_{2pez})] \\ \dot{I}_{LA0} &= \dot{E}_{A\Sigma}(\underline{z} - \underline{z}_{LL1}) / [(\underline{z}_{1pez} + \underline{z}_{LL1})(\underline{z} + \underline{z}_{0pez})] \end{aligned} \right\}, \quad (8.34)$$

де додатковий опір у схемі заміщення для прямої послідовності, ввімкнений у місце несиметрії, визначається виразом

$$\underline{z}_{LL1} = \underline{z} \left(\frac{\underline{z}\underline{z}_{2pez}}{\underline{z} + \underline{z}_{2pez}} + \frac{\underline{z}\underline{z}_{0pez}}{\underline{z} + \underline{z}_{0pez}} \right) / \left(\underline{z} + \frac{\underline{z}\underline{z}_{2pez}}{\underline{z} + \underline{z}_{2pez}} + \frac{\underline{z}\underline{z}_{0pez}}{\underline{z} + \underline{z}_{0pez}} \right). \quad (8.35)$$

З використанням систем рівнянь (8.34) і (8.3) спад напруги прямої, зворотної та нульової послідовностей розраховуємо за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta\dot{U}_{LA1} &= \dot{E}_{A\Sigma}\underline{z}_{LL1} / (\underline{z}_{1pez} + \underline{z}_{LL1}) \\ \Delta\dot{U}_{LA2} &= -\dot{E}_{A\Sigma}(\underline{z} - \underline{z}_{LL1})\underline{z}_{2pez} / [(\underline{z}_{1pez} + \underline{z}_{LL1})(\underline{z} + \underline{z}_{2pez})] \\ \Delta\dot{U}_{LA0} &= -\dot{E}_{A\Sigma}(\underline{z} - \underline{z}_{LL1})\underline{z}_{0pez} / [(\underline{z}_{1pez} + \underline{z}_{LL1})(\underline{z} + \underline{z}_{0pez})] \end{aligned} \right\}. \quad (8.36)$$

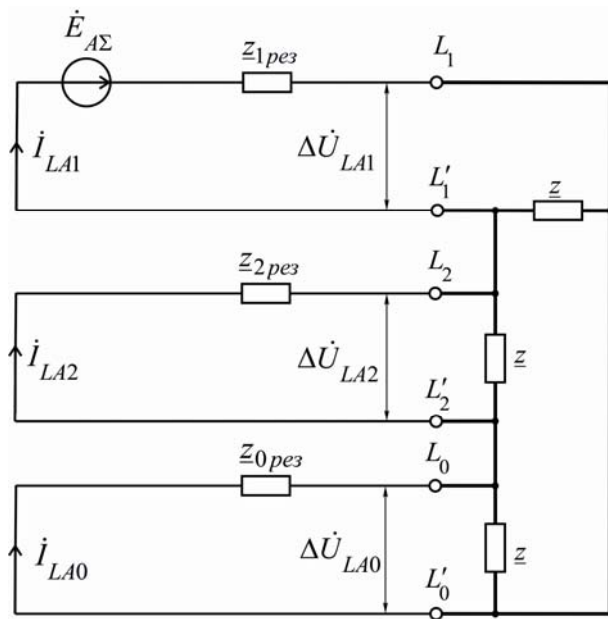


Рис. 8.8. Комплексна схема заміщення для особливої фази A у разі вмикання опорів \underline{z} до фаз B і C

Перевірка отриманих виразів – в оцінці тотожності суми рівнянь (8.36) і першого рівняння граничних умов (8.28).

Комплексну схему заміщення особливої фази A у разі вмикання до двох фаз опорів \underline{z} (рис. 8.8) складаємо на основі виразу, отриманого як додатак рівнянь (8.3) та (8.35):

$$\dot{E}_{A\Sigma} = \dot{I}_{LA1} z_{1pez} + \dot{I}_{LA2} z_{2pez} + \dot{I}_{LA0} z_{0pez}. \quad (8.37)$$

За допомогою цієї схеми визначаємо симетричні складові величин фази A у місці пошкодження та будь-якій точці мережі. Струми і напруги інших фаз отримуємо за рівняннями (8.1) і (8.2).

Як бачимо, аналіз кожного виду одноразової поздовжньої несиметрії зводиться до одержання розрахункових співвідношень між фазними величинами та їх симетричними складовими, а також до синтезування на їх основі комплексної схеми заміщення особливої фази. Комплексна схема заміщення використовується при подальшому аналізі.

8.5. Подвійне замикання на землю

Подвійне замикання на землю належить до складних видів пошкоджень, які являють собою сукупність поздовжньої та поперечної несиметрій окремих ділянок електричної мережі. Порушення можуть виникати при цьому у різні моменти часу, за інших поєднаннях і місцях.

Для вирішення питань проектування та експлуатації СЕП промислових підприємств аналіз порушень симетрії у двох точках трифазної мережі з ізольованою нейтраллю і однофазне КЗ на землю з розривом тієї ж фази у мережі із заземленою нейтраллю становить практичний інтерес.

При дворазовій несиметрії необхідно визначити 12 невідомих симетричних складових, для знаходження яких скласти стільки ж незалежних рівнянь. Кожна точка порушення характеризується для особливої фази трьома симетричними складовими струму і трьома симетричними складовими напруги. Виходячи з граничних умов, по кожному місцю порушення симетрії трифазної мережі, як і в попередніх підрозділах, для особливої фази можна скласти по три рівняння зв'язку симетричних складових струму та напруги різних послідовностей, а для кожної схеми заміщення записати рівняння, що зв'язує відповідно симетричні складові струму і напруги однойменної послідовності.

Система з 12 рівнянь може бути розв'язана аналітичними методами, моделюванням із використанням засобів обчислювальної техніки. Останні – вигідніші, адже дають змогу проаналізувати та розрахувати параметри режиму не лише у точці порушення симетрії, а й у будь-якій точці електричної мережі.

При неодноразовому порушенні симетрії складання комплексної схеми заміщення об'єднанням схем заміщення для окремих послідовностей лише за допомогою електричних зв'язків неприпустиме через можливе порушення струморозподілу в схемі. Тому схеми заміщення для окремих послідовностей об'єднують у єдину електрично зв'язану схему заміщення тільки в одній точці порушення симетрії. По другій же точці несиметрії схеми заміщення для окремих послідовностей об'єднують у комплексну схему заміщення через проміжні трансформатори.

При складанні комплексних схем заміщення з використанням проміжних трансформаторів, щоб не порушувати граничних умов, особливі фази кожного місця порушення симетрії треба узгодити, вибравши значення коефіцієнтів трансформації та відповідного кутового зсуву струму і напруги окремих послідовностей. Окрім того, слід урахувати похибку, внесену до розрахунків проміжними трансформаторами.

Подвійне замикання на землю у трифазній електричній мережі з ізольованою нейтраллю (рис. 8.9,*a*) розглянемо за умови, що замикання на землю сталося одночасно у точці L фази B і в точці M фази C .

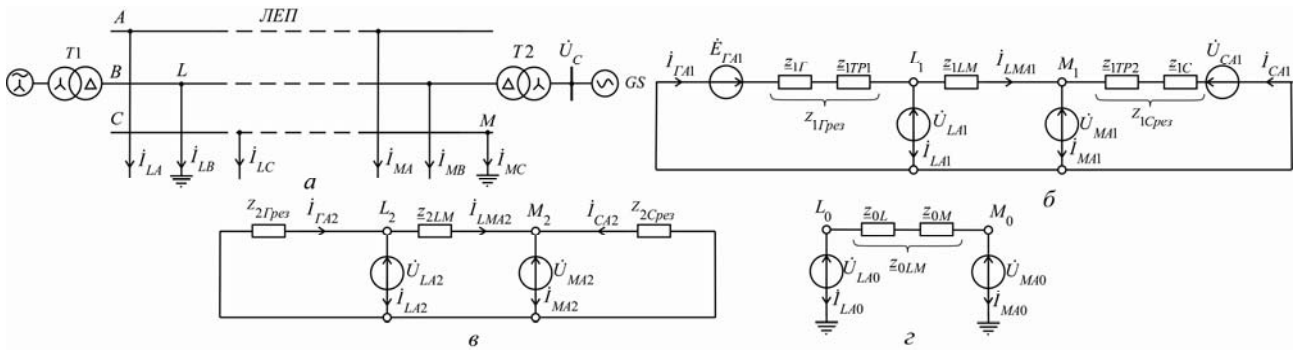


Рис. 8.9. Схеми в аналізі подвійного замикання на землю в мережі з ізольованою нейтраллю: *а* – розрахункова; *б* – заміщення прямої послідовності; *в* – заміщення зворотної послідовності; *г* – заміщення нульової послідовності

Граничні умови несиметрії:
при замиканні в точці L

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{LA} &= 0 \\ \dot{I}_{LC} &= 0 \\ \dot{U}_{LB} &= 0 \end{aligned} \right\}; \quad (8.38)$$

при замиканні в точці M

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{MA} &= 0 \\ \dot{I}_{MB} &= 0 \\ \dot{U}_{MC} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (8.39)$$

Струми в замкнених на землю фазах зв'язані між собою умовою

$$\dot{I}_{LB} = -\dot{I}_{MC}. \quad (8.40)$$

Далі проаналізуємо зв'язок різнойменних симетричних складових струму та напруги у точках замикання на землю.

Для точки замикання на землю фази B граничним умовам (8.38) відповідають такі співвідношення симетричних складових струму та напруги (фаза B – особлива):

$$\dot{I}_{LB1} = \dot{I}_{LB2} = \dot{I}_{LB0} = \dot{I}_{LB} / 3; \quad (8.41)$$

$$\dot{U}_{LB1} + \dot{U}_{LB2} + \dot{U}_{LB0} = 0. \quad (8.42)$$

Аналогічно для точки замикання на землю фази C граничним умовам (8.39) відповідають такі співвідношення симетричних складових струму та напруги (особлива – фаза C):

$$\dot{I}_{MC1} = \dot{I}_{MC2} = \dot{I}_{MC0} = \dot{I}_{MC} / 3; \quad (8.43)$$

$$\dot{U}_{MC1} + \dot{U}_{MC2} + \dot{U}_{MC0} = 0. \quad (8.44)$$

Зіставлення складових, що входять до тотожностей (8.41) і (8.43), за умовою (8.40) дає можливість отримати інформацію про взаємне розміщення векторів симетричних складових струмів фаз для розглянутих точок замикання на землю (рис. 8.10) та їх зв'язки між собою:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{LB1} &= -\dot{I}_{MC1} \\ \dot{I}_{LB2} &= -\dot{I}_{MC2} \\ \dot{I}_{LB0} &= -\dot{I}_{MC0} \end{aligned} \right\}. \quad (8.45)$$

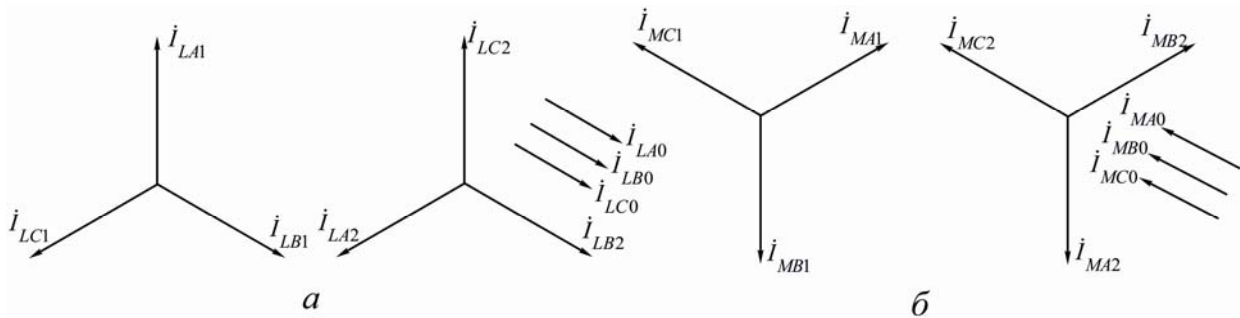


Рис. 8.10. Векторні діаграми симетричних складових струмів фаз *B* і *C* при подвійному замиканні на землю в точках замикання:
a – у точці *L*; *б* – у точці *M*

При одночасному розгляді замикань у точках *L* і *M* за особливу слід взяти фазу *A*, яка при складному пошкодженні перебуває в інших умовах порівняно з фазами *B* і *C*, замкненими у відповідних точках на землю. Тоді співвідношення (8.41)–(8.44) матимуть вигляд:

$$a^2 \dot{I}_{LA1} = a \dot{I}_{LA2} = \dot{I}_{LA0} = \dot{I}_{LB} / 3; \quad (8.46)$$

$$a \dot{I}_{MA1} = a^2 \dot{I}_{MA2} = \dot{I}_{MA0} = \dot{I}_{MC} / 3; \quad (8.47)$$

$$a^2 \dot{U}_{LA1} + a \dot{U}_{LA2} + \dot{U}_{LA0} = 0; \quad (8.48)$$

$$a \dot{U}_{MA1} + a^2 \dot{U}_{MA2} + \dot{U}_{MA0} = 0. \quad (8.49)$$

Зв'язок між симетричними складовими струму фази *A* у різних точках замикання подається при цьому співвідношеннями завдяки перетворенню системи тотожностей (8.45):

$$\left. \begin{aligned} a \dot{I}_{LA1} &= -\dot{I}_{MA1} \\ \dot{I}_{LA2} &= -a \dot{I}_{MA2} \\ \dot{I}_{LA0} &= -\dot{I}_{MA0} \end{aligned} \right\}. \quad (8.50)$$

Розрахункові співвідношення між симетричними складовими струму та напруги однойменних послідовностей можна отримати

шляхом аналізу їх схем заміщення (рис. 8.9,б-г). Схеми заміщення для прямої та зворотної послідовностей перетворюють таким чином, щоб виділити вітки замикання на землю з невідомими симетричними складовими струму і напруги. Потім у схемах заміщення з'єднують точки рівного потенціалу (точки нульового потенціалу джерел), перетворивши одержані трикутники на трипроменеві зірки (рис. 8.11). Значення е.р.с. віток у перетвореній схемі заміщення для прямої послідовності (рис. 8.11,а) визначають за формулами:

$$\dot{E}_{LA} = [\dot{E}_{GA1}(z_{1Cpez} + z_{1LM}) + \dot{U}_{CA1}z_{1Гpez}] / z_{1pez}; \quad (8.51)$$

$$\dot{E}_{MA} = [\dot{E}_{GA1}z_{1Cpez} + \dot{U}_{CA1}(z_{1Гpez} + z_{1LM})] / z_{1pez}, \quad (8.52)$$

де $z_{1pez} = z_{1Гpez} + z_{1LM} + z_{1Cpez}$.

Опори променів зірки схеми заміщення для прямої послідовності розраховують за формулами (для зворотної послідовності формули подібні):

$$z_{1H} = z_{1Гpez} z_{1Cpez} / z_{1pez}; \quad (8.53)$$

$$z_{1L} = z_{1Гpez} z_{1LM} / z_{1pez}; \quad (8.54)$$

$$z_{1M} = z_{1LM} z_{1Cpez} / z_{1pez}. \quad (8.55)$$

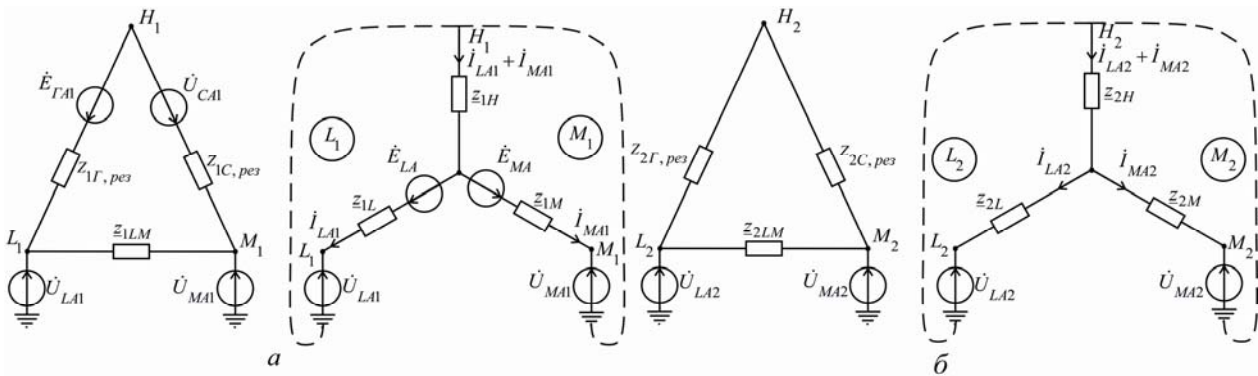


Рис. 8.11. Перетворення схем заміщення для послідовностей:
а – прямої; б – зворотної

Симетричні складові параметрів режиму для однойменних послідовностей у точках замикання на землю зв'язані такими системами рівнянь:

у схемі заміщення для прямої послідовності (рис. 8.11,а; контури L_1 і M_1)

$$\dot{U}_{LA1} = \dot{E}_{LA} - \dot{I}_{LA1}(z_{1L} - z_{1H}) - \dot{I}_{MA1}z_{1H}; \quad (8.56)$$

$$\dot{U}_{MA1} = \dot{E}_{MA} - \dot{I}_{LA1}z_{1H} - \dot{I}_{MA1}(z_{1M} + z_{1H}); \quad (8.57)$$

у схемі заміщення для зворотної послідовності (рис. 8.11,б; контури L_2 і M_2)

$$\dot{U}_{LA2} = -\dot{I}_{LA2}(\underline{z}_{2L} + \underline{z}_{2H}) - \dot{I}_{MA2}\underline{z}_{2H}; \quad (8.58)$$

$$\dot{U}_{MA2} = -\dot{I}_{LA2}\underline{z}_{2H} - \dot{I}_{MA2}(\underline{z}_{2M} + \underline{z}_{2H}); \quad (8.59)$$

у схемі заміщення для нульової послідовності (рис. 8.9,з)

$$\dot{U}_{LA0} = -\dot{I}_{LA0}\underline{z}_{0L}; \quad (8.60)$$

$$\dot{U}_{MA0} = -\dot{I}_{MA0}\underline{z}_{0M}. \quad (8.61)$$

Симетричні складові струму та напруги у точках подвійного замикання на землю описані системою незалежних рівнянь (8.46), (8.48), (8.49), (8.50), (8.56)–(8.61). Для її розв'язку необхідно скоротити число невідомих, записавши симетричні складові струмів через струми прямої послідовності на основі векторних діаграм (рис. 8.10) для кожної точки несиметрії:

$$\dot{I}_{LA2} = a\dot{I}_{LA1} = -\dot{I}_{MA1}; \quad (8.62)$$

$$\dot{I}_{LA0} = a^2\dot{I}_{LA1} = -a\dot{I}_{MA1}; \quad (8.63)$$

$$\dot{I}_{MA2} = a^2\dot{I}_{MA1} = -\dot{I}_{LA1}; \quad (8.64)$$

$$\dot{I}_{MA0} = a\dot{I}_{MA1} = -a^2\dot{I}_{LA1}. \quad (8.65)$$

Система рівнянь, яка розв'язується за (8.62)–(8.65), виглядатиме:

$$\left. \begin{aligned} a\dot{I}_{LA1} + \dot{I}_{MA1} &= 0 \\ a^2\dot{U}_{LA1} + a\dot{U}_{LA2} + \dot{U}_{LA0} + a\dot{U}_{MA1} + a^2\dot{U}_{MA2} + \dot{U}_{MA0} &= 0 \\ \dot{U}_{LA1} &= \dot{E}_{LA} - \dot{I}_{LA1}[\underline{z}_{1L} + (1-a)\underline{z}_{1H}] \\ \dot{U}_{LA2} &= -\dot{I}_{LA1}[a\underline{z}_{2L} - (1-a)\underline{z}_{2H}] \\ \dot{U}_{LA0} &= -\dot{I}_{LA1}a^2\underline{z}_{0L} \\ \dot{U}_{MA1} &= \dot{E}_{MA} - \dot{I}_{MA1}[\underline{z}_{1M} + (1-a^2)\underline{z}_{1H}] \\ \dot{U}_{MA2} &= -\dot{I}_{MA1}[a^2\underline{z}_{2M} - (1-a^2)\underline{z}_{2H}] \\ \dot{U}_{MA0} &= -\dot{I}_{MA1}a\underline{z}_{0M} \end{aligned} \right\} \quad (8.66)$$

Систему рівнянь (8.66) відносно струму прямої послідовності \dot{I}_{LA1} можна розв'язати з використанням її другого рівняння:

$$\dot{I}_{LA1} = (\dot{E}_{LA} - a^2\dot{E}_{MA}) / \underline{z}_{рез}^{(LM)}, \quad (8.67)$$

$$\text{де } \underline{z}_{рез}^{(LM)} = \underline{z}_{11} + \underline{z}_{21} + \underline{z}_{2L} + \underline{z}_{1M} + \underline{z}_{2M} + \underline{z}_{0M} + 3\underline{z}_{1H} + 3\underline{z}_{2H}. \quad (8.68)$$

З урахуванням виразу (8.68) та рівнянь (8.62)–(8.66) симетричні складові струмів і напруг визначаються:

• для вітки замикання на землю в точці L , окрім струму \dot{I}_{LA1} , який розраховується за (8.67),

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{LA2} &= (a\dot{E}_{LA} - \dot{E}_{MA}) / \underline{Z}_{pez}^{(LM)} \\ \dot{I}_{LA0} &= (a^2\dot{E}_{LA} - a\dot{E}_{MA})\underline{Z}_{pez}^{(LM)} \\ \dot{U}_{LA1} &= \dot{E}_{LA} - (\dot{E}_{LA} - a^2\dot{E}_{MA})[\underline{z}_{1L} + (1-a)\underline{z}_{1H}] / \underline{Z}_{pez}^{(LM)} \\ \dot{U}_{LA2} &= -(\dot{E}_{LA} - a^2\dot{E}_{MA})[a\underline{z}_{2L} - (1-a)\underline{z}_{2H}] / \underline{Z}_{pez}^{(LM)} \\ \dot{U}_{LA0} &= -(a^2\dot{E}_{LA} - a\dot{E}_{MA})\underline{z}_{0L} / \underline{Z}_{pez}^{(LM)} \end{aligned} \right\}; \quad (8.69)$$

• для вітки замикання на землю в точці M

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{MA1} &= -(a\dot{E}_{LA} - \dot{E}_{MA}) / \underline{Z}_{pez}^{(LM)} \\ \dot{I}_{MA2} &= -(\dot{E}_{LA} - a^2\dot{E}_{MA}) / \underline{Z}_{pez}^{(LM)} \\ \dot{I}_{MA0} &= -(a^2\dot{E}_{LA} - a\dot{E}_{MA}) / \underline{Z}_{pez}^{(LM)} \\ \dot{U}_{MA1} &= \dot{E}_{MA} - (a\dot{E}_{LA} - \dot{E}_{MA})[(a^2-1)\underline{z}_{1H} - \underline{z}_{1M}] / \underline{Z}_{pez}^{(LM)} \\ \dot{U}_{MA2} &= (a\dot{E}_{LA} - \dot{E}_{MA})[(a^2-1)\underline{z}_{2H} + \underline{z}_{2M}] / \underline{Z}_{pez}^{(LM)} \\ \dot{U}_{MA0} &= (a^2\dot{E}_{LA} - a\dot{E}_{MA})\underline{z}_{0M} / \underline{Z}_{pez}^{(LM)} \end{aligned} \right\}. \quad (8.70)$$

За виразами (8.69) і (8.70) визначаємо струми та напруги в замкнених вітках з точками L і M . Отримані вирази повинні відповідати граничним умовам (8.38) і (8.39). Струми замикання в пошкоджених фазах устанавлюють за виразами (8.46) і (8.47):

$$\dot{I}_{LB} = -\dot{I}_{MC} = 3a^2\dot{I}_{LA1} = 3\dot{I}_{LA0}. \quad (8.71)$$

Струми фаз на інших ділянках електричної мережі знаходять через симетричні складові струмів на цих ділянках з урахуванням розподілу симетричних складових струмів віток замикання. Струм замикання кожної послідовності по ділянках електричної мережі розподіляється для кожної точки замикання за умови відсутності струму замикання у другій точці з використанням коефіцієнтів струморозподілу. Струм кожної послідовності ділянки електричної мережі визначається як сума складових, які відповідають складовим струму замикання на землю для кожної точки пошкодження, що перебігає цією ділянкою:

$$\dot{I}_{Ai} = c_i^{(L)}\dot{I}_{Lai} + c_i^{(M)}\dot{I}_{Mai}. \quad (8.72)$$

Тут \dot{I}_{Ai} – струм i -ї послідовності, який перебігає ділянкою мережі; $c_i^{(L)}$ – коефіцієнт струморозподілу для ділянки мережі, знайдений при

$\dot{I}_{*L Ai} = 1$ та $\dot{I}_{*M Ai} = 0$; $c_i^{(M)}$ – коефіцієнт струморозподілу для ділянки мережі, обчислений за $\dot{I}_{*L Ai} = 0$ та $\dot{I}_{*M Ai} = 1$.

Коефіцієнти струморозподілу на ділянці електричної мережі "генератор – точка замикання L " у схемі заміщення прямої послідовності (рис. 8.9,а) розраховуємо за формулами:

$$c_1^{(L)} = (\underline{z}_{1LM} + \underline{z}_{1Cpez}) / \underline{z}_{1pez}; \quad c_1^{(M)} = \underline{z}_{1Cpez} / \underline{z}_{1pez}, \quad (8.73)$$

а струм прямої послідовності – за формулою

$$\dot{I}_{GA1} = \dot{I}_{LA1} [\underline{z}_{1LM} + (1 - a)\underline{z}_{1Cpez}] / \underline{z}_{1pez}. \quad (8.74)$$

Струм зворотної послідовності на розглянутій ділянці схеми заміщення для зворотної послідовності визначають за аналогічною формулою

$$\dot{I}_{GA2} = \dot{I}_{LA1} [a\underline{z}_{2LM} - (1 - a)\underline{z}_{2Cpez}] / \underline{z}_{2pez}, \quad (8.75)$$

де $\underline{z}_{2pez} = \underline{z}_{2Гpez} + \underline{z}_{2LM} + \underline{z}_{2Cpez}$.

Струм нульової послідовності на даній ділянці не перебігає, оскільки тут трансформатор із з'єднанням обмоток за схемою "зірка-трикутник", коли $\underline{z}_{0ГP} \rightarrow \infty$. Струми фаз на ділянці визначаються виразами:

$$\dot{I}_{GA} = \dot{I}_{GA1} + \dot{I}_{GA2} = \dot{I}_{LA1} \left[\frac{\underline{z}_{1LM} + (1 - a)\underline{z}_{1Cpez}}{\underline{z}_{1pez}} + \frac{a\underline{z}_{2LM} - (1 - a)\underline{z}_{2Cpez}}{\underline{z}_{2pez}} \right]; \quad (8.76)$$

$$\dot{I}_{GB} = a^2 \dot{I}_{GA1} + a \dot{I}_{GA2} = \dot{I}_{LA1} \left[\frac{a^2 \underline{z}_{1LM} + (a^2 - 1)\underline{z}_{1Cpez}}{\underline{z}_{1pez}} + \frac{a^2 \underline{z}_{2LM} + (a^2 - a)\underline{z}_{2pez}}{\underline{z}_{2pez}} \right]; \quad (8.77)$$

$$\dot{I}_{GC} = a \dot{I}_{GA1} + a^2 \dot{I}_{GA2} = \dot{I}_{LA1} \left[\frac{a \underline{z}_{1LM} + (a - a^2)\underline{z}_{1Cpez}}{\underline{z}_{1pez}} + \frac{\underline{z}_{2LM} + (1 - a^2)\underline{z}_{2pez}}{\underline{z}_{2pez}} \right]. \quad (8.78)$$

Якщо припустити рівність значень опорів прямої та зворотної послідовностей елементів електричної мережі, то з урахуванням (8.71) вирази (8.76)–(8.78) значно спрощуються. Спрощені вирази для визначення симетричних складових струму особливої фази A і струмів фаз на ділянках мережі (рис. 8.9) наведені у табл. 8.1.

Таблиця 8.1

Вирази для визначення струмів на ділянках електричної мережі

Ділянка мережі	Симетрична складова струму фази A для послідовності				Струм фаз		
	прямої	зворотної	нульової	A	B	C	
Вітка замикання з точкою L	$\frac{\dot{E}_{LA} - a^2 \dot{E}_{MA}}{z_{рез}^{(LM)}} = i_{LAI}$	$\frac{a \dot{E}_{LA} - \dot{E}_{MA}}{z_{рез}^{(LM)}}$	$\frac{a^2 \dot{E}_{LA} - a \dot{E}_{MA}}{z_{рез}^{(LM)}}$	0	$3a^2 i_{LAI} = 3i_{LA0} = i_{LB}$	0	
Вітка замикання з точкою M	$\frac{-a \dot{E}_{LA} + \dot{E}_{MA}}{z_{рез}^{(LM)}}$	$\frac{-\dot{E}_{LA} + a^2 \dot{E}_{MA}}{z_{рез}^{(LM)}}$	$\frac{-a^2 \dot{E}_{LA} + a \dot{E}_{MA}}{z_{рез}^{(LM)}}$	0	0	$-3a^2 i_{LAI} = -3i_{LA0}$	
Генератор G - точка L	$\frac{i_{LAI}}{z_{1рез}} [z_{ILM} + (1-a)z_{1Срез}]$	$\frac{i_{LAI}}{z_{1рез}} [az_{ILM} - (1-a)z_{1Срез}]$	0	$-i_{LB} \frac{z_{ILM}}{3z_{1рез}}$	$\frac{i_{LB}}{3z_{1рез}} (2z_{ILM} + z_{1Срез})$	$\frac{-i_{LB}}{3z_{1рез}} (z_{ILM} + z_{1Срез})$	
Точка L - точка M	$\frac{-i_{LAI}}{z_{1рез}} (z_{12,рез} + az_{1Срез})$	$\frac{-i_{LAI}}{z_{1рез}} (az_{1Грез} + z_{1Срез})$	$-a^2 i_{LAI}$	$-i_{LB} \frac{z_{ILM}}{3z_{1рез}}$	$\frac{-i_{LB}}{3z_{1рез}} (3z_{1Грез} + z_{ILM})$	$\frac{-i_{LB}}{3z_{1рез}} (z_{ILM} + z_{1Срез})$	
Точка M - шини системи GS	$\frac{i_{LAI}}{z_{1рез}} [(1-a) \times z_{1Грез} - az_{ILM}]$	$\frac{-i_{LAI}}{z_{1рез}} [(1-a) \times z_{12,рез} + z_{ILM}]$	0	$i_{LB} \frac{z_{ILM}}{3z_{1рез}}$	$\frac{i_{LB}}{3z_{1рез}} (3z_{12,рез} + z_{ILM})$	$\frac{-i_{LB}}{3z_{1рез}} (3z_{1Грез} + 2z_{ILM})$	

Напруги фаз у різних точках електричної мережі знаходять за симетричними складовими напруги у цих точках, які визначають за отриманими симетричними складовими струмів на ділянках мережі.

8.6. Однофазне коротке замикання одночасне з розривом фази

Цей вид поздовжньої несиметрії розглянемо в електричній мережі із заземленою нейтраллю, розрахункова схема якої – на рис. 8.12,а.

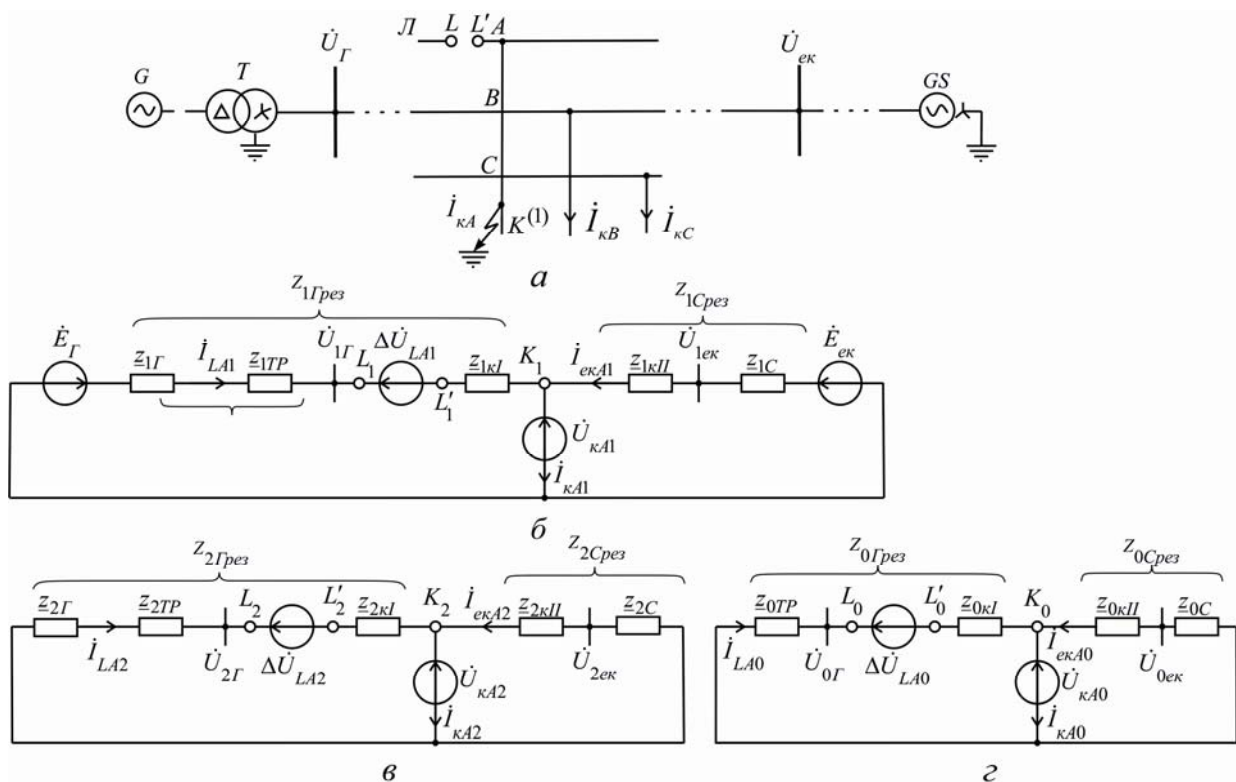


Рис. 8.12. Схеми аналізу однофазного КЗ, одночасного з розривом фази A :
 а – розрахункова; б – заміщення прямої послідовності; в – заміщення зворотної послідовності; г – заміщення нульової послідовності

Граничні умови пошкоджень:

- для розриву фази A в точці L

$$\dot{I}_{LA} = 0; \Delta \dot{U}_{LB} = 0; \Delta \dot{U}_{LC} = 0; \quad (8.79)$$

- при однофазному КЗ фази A на землю в точці K

$$\dot{U}_{kA} = 0; \dot{I}_{kB} = 0; \dot{I}_{kC} = 0. \quad (8.80)$$

Розглядаючи фазу A за особливу та використавши відповідні розрахункові співвідношення, для симетричних складових струмів і напруг у точках пошкоджень отримаємо:

✓ для точки розриву фази A

$$\Delta \dot{U}_{LA1} = \Delta \dot{U}_{LA2}; \quad (8.81)$$

$$\Delta \dot{U}_{LA2} = \Delta \dot{U}_{LA0}; \quad (8.82)$$

$$\dot{I}_{LA1} + \dot{I}_{LA2} + \dot{I}_{LA0} = 0; \quad (8.83)$$

✓ для точки однофазного КЗ

$$\dot{I}_{KA1} = \dot{I}_{KA2}; \quad (8.84)$$

$$\dot{I}_{KA2} = \dot{I}_{KA0}; \quad (8.85)$$

$$\dot{U}_{KA1} + \dot{U}_{KA2} + \dot{U}_{KA0} = 0. \quad (8.86)$$

Розрахункові співвідношення між симетричними складовими струмів та напруг у вітках пошкоджень для однойменних послідовностей можна отримати із схем заміщення для кожної послідовності на основі другого закону Кірхгофа. При складанні схем заміщення для послідовностей до віток пошкоджень мають бути введені джерела з напругою, рівною відповідній послідовності (рис. 8.12,б-г). Так, за схемами заміщення складаємо рівняння:

• для прямої послідовності (рис. 8.12,б)

$$\Delta \dot{U}_{LA1} = \dot{E}_\Gamma - \dot{E}_{ек} - \dot{I}_{LA1} \underline{Z}_{1\Gamma\text{pez}} + (\dot{I}_{KA1} - \dot{I}_{LA1}) \underline{Z}_{1C\text{pez}}; \quad (8.87)$$

$$\dot{U}_{KA1} = \dot{E}_{ек} + (\dot{I}_{LA1} - \dot{I}_{KA1}) \underline{Z}_{1C\text{pez}}; \quad (8.88)$$

• для зворотної послідовності (рис. 8.12,в)

$$\Delta \dot{U}_{LA2} = -\dot{I}_{LA2} \underline{Z}_{2\Gamma\text{pez}} + (\dot{I}_{KA2} - \dot{I}_{LA2}) \underline{Z}_{2C\text{pez}}; \quad (8.89)$$

$$\dot{U}_{KA2} = (\dot{I}_{LA2} - \dot{I}_{KA2}) \underline{Z}_{2C\text{pez}}; \quad (8.90)$$

• для нульової послідовності (рис. 8.12,г)

$$\Delta \dot{U}_{LA0} = -\dot{I}_{LA0} \underline{Z}_{0\Gamma\text{pez}} + (\dot{I}_{KA0} - \dot{I}_{LA0}) \underline{Z}_{0C\text{pez}}; \quad (8.91)$$

$$\dot{U}_{KA0} = (\dot{I}_{LA0} - \dot{I}_{KA0}) \underline{Z}_{0C\text{pez}}. \quad (8.92)$$

Таким чином, параметри режиму у вітках пошкоджень описуються системою з 12 незалежних рівнянь (8.81)–(8.92). Результати розв'язку цієї системи зведені до табл. 8.2. Там же розміщені вирази (для визначення симетричних складових струмів у вітках розрахункової схеми), де – такі позначення:

$$\underline{Z}_{C\text{рез}}^{(1)} = \underline{Z}_{1C\text{рез}} + \underline{Z}_{2C\text{рез}} + \underline{Z}_{0C\text{рез}};$$

$$\underline{Z}_{C1-2} = \underline{Z}_{1C\text{рез}} - \underline{Z}_{2C\text{рез}};$$

$$\underline{Z}_{C1-0} = \underline{Z}_{1C\text{рез}} - \underline{Z}_{0C\text{рез}};$$

$$\underline{Z}_{C2-0} = \underline{Z}_{2C\text{рез}} - \underline{Z}_{0C\text{рез}};$$

$$\underline{Z}_{1\text{рез}} = \underline{Z}_{1\Gamma\text{рез}} + \underline{Z}_{1C\text{рез}};$$

$$\underline{Z}_{2\text{рез}} = \underline{Z}_{2\Gamma\text{рез}} + \underline{Z}_{2C\text{рез}};$$

$$\underline{Z}_{0\text{рез}} = \underline{Z}_{0\Gamma\text{рез}} + \underline{Z}_{0C\text{рез}};$$

$$\Delta_A = \underline{Z}_{1\text{рез}} \underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{1\text{рез}} \underline{Z}_{0\text{рез}} + \underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{0\text{рез}};$$

$$\Delta = \underline{Z}_{C\text{рез}}^{(1)} \Delta_A - \underline{Z}_{0\text{рез}} \underline{Z}_{C1-2}^2 - \underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{C1-0}^2 - \underline{Z}_{1\text{рез}} \underline{Z}_{C2-0}^2.$$

За відомими симетричними складовими струмів у вітках електричної мережі, е.р.с. генераторів та джерел електричної системи легко розрахувати напругу в точках мережі, які нас цікавлять. Мінусуючи від значення е.р.с. джерела спад напруги на ділянках між джерелом і заданою точкою мережі, за обчисленими симетричними складовими струму та напруги в заданих точках знаходимо фазні напруги і струми фаз.

Таким чином, складні види пошкоджень у СЕП аналізують за такою низкою дій:

1) складають розрахункову схему електричної мережі та виділяють вітки з пошкодженнями;

2) установлюють граничні умови для кожної точки пошкодження симетрії;

3) визначають особливу фазу;

4) виражають граничні умови в точці несиметрії через розрахункові співвідношення між однойменними симетричними складовими струмів та напруг;

5) складають схеми заміщення особливої фази для кожної послідовності та на їх основі визначають розрахункові співвідношення між симетричними складовими струмів та напруг однойменних послідовностей;

6) розв'язують систему незалежних рівнянь для визначення симетричних складових струмів та напруг у вітках пошкоджень;

7) знаходять симетричні складові струмів та напруг у заданих вітках і точках електричної мережі;

8) обчислюють повні струми фаз і фазні напруги у зазначених вітках та точках електричної мережі.

Вирази симетричних складових струмів та напруг у вітках електричної мережі

Вітка мережі	Симетрична складова	Розрахунковий вираз
З розривом у точці L	\dot{I}_{LA1}	$\{(\dot{E}_\Gamma - \dot{E}_{ек})(\underline{Z}_{2\text{pez}} + \underline{Z}_{0\text{pez}})\underline{Z}_{C\text{pez}}^{(1)} - \underline{Z}_{C2-0}^2\} + \dot{E}_{ек}(\underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{C1-0} + \underline{Z}_{2\text{pez}}\underline{Z}_{C2-0})\} / \Delta$
	\dot{I}_{LA2}	$[(\dot{E}_\Gamma - \dot{E}_{ек})(\underline{Z}_{C1-0}\underline{Z}_{C2-0} - \underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{C\text{pez}}^{(1)}) + \dot{E}_{ек}(\underline{Z}_{1\text{pez}}\underline{Z}_{C2-0} - \underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{C1-2})] / \Delta$
	\dot{I}_{LA0}	$[-(\dot{E}_\Gamma - \dot{E}_{ек})(\underline{Z}_{2\text{pez}}\underline{Z}_{C\text{pez}}^{(1)} + \underline{Z}_{C1-2}\underline{Z}_{C2-0}) - \dot{E}_{ек}(\underline{Z}_{1\text{pez}}\underline{Z}_{C2-0} + \underline{Z}_{2\text{pez}}\underline{Z}_{C1-0})] / \Delta$
	$\Delta\dot{U}_{LA1} = \Delta\dot{U}_{LA2} = \Delta\dot{U}_{LA0}$	$[(\dot{E}_\Gamma - \dot{E}_{ек})(\underline{Z}_{2\text{pez}}\underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{C\text{pez}}^{(1)} + \underline{Z}_{2\text{pez}}\underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{C1-0} + \underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{2\text{C\text{pez}}}\underline{Z}_{C1-2}) + \dot{E}_{ек}(\underline{Z}_{1\text{pez}}\underline{Z}_{2\text{pez}}\underline{Z}_{0\text{C\text{pez}}}\underline{Z}_{0\text{pez}} + \underline{Z}_{2\text{pez}}\underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{1\text{C\text{pez}}})] / \Delta$
Однофазного КЗ у точці K	$\dot{I}_{KA1} = \dot{I}_{KA2} = \dot{I}_{KA0}$	$[(\dot{E}_\Gamma - \dot{E}_{ек})(\underline{Z}_{2\text{pez}}\underline{Z}_{C1-0} + \underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{C1-2}) + \dot{E}_{ек}\Delta_A] / \Delta$
	\dot{U}_{KA1}	$\dot{E}_{ек} + \{(\dot{E}_\Gamma - \dot{E}_{ек})\underline{Z}_{1\text{C\text{pez}}}[(\underline{Z}_{2\text{pez}} + \underline{Z}_{0\text{pez}})\underline{Z}_{C\text{pez}}^{(1)} - \underline{Z}_{C2-0}^2 - \underline{Z}_{2\text{pez}}\underline{Z}_{C1-0} - \underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{C2-0}]\} + \dot{E}_{ек}\underline{Z}_{1\text{C\text{pez}}}(\underline{Z}_{2\text{pez}}\underline{Z}_{C1-0} + \underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{C1-2} - \Delta_A)\} / \Delta$
	\dot{U}_{KA2}	$[(\dot{E}_\Gamma - \dot{E}_{ек})\underline{Z}_{2\text{C\text{pez}}}(\underline{Z}_{C1-0}\underline{Z}_{C2-0} - \underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{C\text{pez}}^{(1)} - \underline{Z}_{2\text{pez}}\underline{Z}_{C1-0} - \underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{C1-2}) + \dot{E}_{ек}\underline{Z}_{2\text{C\text{pez}}}(\underline{Z}_{1\text{pez}}\underline{Z}_{C2-0} - \underline{Z}_{0\text{pez}}\underline{Z}_{C1-2} - \Delta_A)] / \Delta$

Продовження табл. 8.2

Вітка мережі	Симетрична складова	Розрахунковий вираз
Точка K – ШІНИ СИСТЕМИ GS	\dot{U}_{KA0}	$[-(\dot{E}_\Gamma - \dot{E}_{ек}) \underline{Z}_{0Срез} (\underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{C1-0}^{(1)} + \underline{Z}_{C1-2} \underline{Z}_{C2-0} + \underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{C1-0} + \underline{Z}_{0\text{рез}} \underline{Z}_{C1-2}) - \dot{E}_{ек} \underline{Z}_{0Срез} (\underline{Z}_{1\text{рез}} \underline{Z}_{C2-0} - \underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{C1-1} - \Delta_A)] / \Delta$
	$\dot{I}_{екA1}$	$\{(\dot{E}_\Gamma - \dot{E}_{ек}) [\underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{C1-0} + \underline{Z}_{0\text{рез}} \underline{Z}_{C1-2} - (\underline{Z}_{2\text{рез}} + \underline{Z}_{0\text{рез}}) \underline{Z}_{Cрез}^{(1)} + \underline{Z}_{C2-0}^2] + \dot{E}_{ек} (\Delta_A - \underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{C1-0} - \underline{Z}_{0\text{рез}} \underline{Z}_{C1-2})\} / \Delta$
	$\dot{I}_{екA2}$	$\{(\dot{E}_\Gamma - \dot{E}_{ек}) [\underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{C2-0} + \underline{Z}_{0\text{рез}} (\underline{Z}_{Cрез}^{(1)} + \underline{Z}_{C1-2}) - \underline{Z}_{C1-0} \underline{Z}_{C2-0}] + \dot{E}_{ек} (\Delta_A - \underline{Z}_{1\text{рез}} \underline{Z}_{C2-0} + \underline{Z}_{0\text{рез}} \underline{Z}_{C1-2})\} / \Delta$
	$\dot{I}_{екA0}$	$\{(\dot{E}_\Gamma - \dot{E}_{ек}) [\underline{Z}_{2\text{рез}} (\underline{Z}_{Cрез}^{(1)} + \underline{Z}_{C1-0}) + \underline{Z}_{0\text{рез}} \underline{Z}_{C1-2} + \underline{Z}_{C1-2} \underline{Z}_{C2-0}] + \dot{E}_{ек} (\Delta_A + \underline{Z}_{1\text{рез}} \underline{Z}_{C2-0} + \underline{Z}_{2\text{рез}} \underline{Z}_{C1-0})\} / \Delta$

Приклади розрахунків

Приклад 8.1. На радіальній ПЛ напругою 110 кВ, що живить навантаження $S_{нв} = 50 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ (рис. 8.13,а), сталося вимкнення фази А. Початкові дані позначені на рисунку. Визначити струми у невимкнених фазах ПЛ.

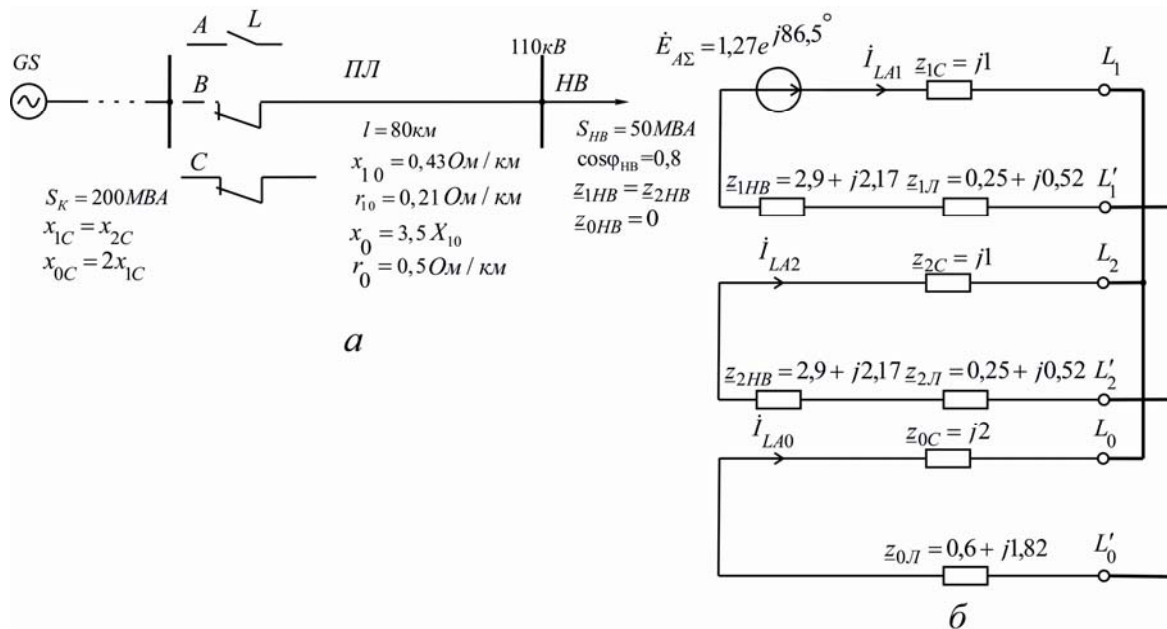


Рис. 8.13 (до прикладу 8.1): а – розрахункова схема; б – комплексна схема заміщення

Розв'язання. Складаємо комплексну схему заміщення з розривом фази А у точці L (рис. 8.13,б) і визначаємо її параметри. Використовуємо наближене зведення у відносних одиницях виміру (при базисних умовах $S_{\bar{\sigma}} = 200 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $U_{\bar{\sigma}} = 115 \text{ кВ}$; $I_{\bar{\sigma}} = S_{\bar{\sigma}} / (\sqrt{3}U_{\bar{\sigma}}) = 200 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 1,01 \text{ кА}$):

- опори зв'язку з живильною електричною системою GS

$$\underline{Z}_{*\bar{\sigma}1c} = \underline{Z}_{*\bar{\sigma}2c} = jS_K / S_{\bar{\sigma}} = j200 / 200 = j1;$$

$$\underline{Z}_{*\bar{\sigma}0c} = 2jx_{*\bar{\sigma}1c} = j2;$$

- опори ПЛ

$$\underline{Z}_{*\bar{\sigma}1l} = \underline{Z}_{*\bar{\sigma}2l} = (r_{01} + jx_{01})lS_{\bar{\sigma}} / U_{cp}^2 =$$

$$= (0,21 + j0,43)80 \cdot 200 / 115^2 = 0,25 + j0,52;$$

$$\underline{Z}_{*\bar{\sigma}0l} = (0,5 + j3,5 \cdot 0,43) \cdot 80 \cdot 200 / 115^2 = 0,6 + j1,82;$$

- опори навантаження

$$|\underline{Z}_{*\bar{\sigma}1нв}| = |\underline{Z}_{*\bar{\sigma}2нв}| = S_{\bar{\sigma}}U_n^2 / (S_{нв}U_{cp}^2) = 200 \cdot 110^2 / (50 \cdot 115^2) = 3,62;$$

$$\underline{Z}_{*\bar{\sigma}1нв} = \underline{Z}_{*\bar{\sigma}2нв} = \underline{Z}_{*\bar{\sigma}нв1}(\cos\varphi_{нв} + j\sin\varphi_{нв}) = 3,62(0,8 + j0,6) = 2,9 + j2,17.$$

Після цього розраховуємо:

- результуючі опори окремих послідовностей відносно точки розриву

$$\underline{Z}_{*b1pez} = \underline{Z}_{*b2pez} = \underline{Z}_{*b1c} + \underline{Z}_{*b1l} + \underline{Z}_{*b1нв} =$$

$$= j1 + 0,25 + j0,52 + 2,9 + j2,17 = 3,15 + j3,69 = 4,85 \exp(j49,5^\circ);$$

$$\underline{Z}_{*b0pez} = \underline{Z}_{*b0c} + \underline{Z}_{*b0l} = j2 + 0,6 + j1,82 = 0,6 + j3,82 = 3,87 \exp(j81^\circ);$$

- е.р.с. живильної електричної системи GS

$$\dot{E}_{*bA\Sigma} = \dot{I}_{*bнв} \underline{Z}_{*b1pez} = \underline{Z}_{*b1pez} \dot{S}_{нв} / (\sqrt{3} U_H I_\delta) =$$

$$= 4,85 \exp(j49,5^\circ) \cdot 50 \cdot \exp(j37^\circ) / (\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1,01) = 1,27 \exp(j86,5^\circ);$$

- додатковий опір за рахунок віток зворотної та нульової послідовностей відносно точок $L_1 - L'_1$

$$\underline{Z}_{*bLL1} = \underline{Z}_{*b2pez} \underline{Z}_{*b0pez} / (\underline{Z}_{*b2pez} + \underline{Z}_{*b0pez}) =$$

$$= 4,85 \exp(j49,5^\circ) \cdot 3,87 \exp(j81^\circ) / (3,15 + j3,69 + 0,6 + j3,82) =$$

$$= 0,875 + j2,06 = 2,24 \exp(j67^\circ);$$

- симетричні складові струмів особливої фази у місці розриву

$$\dot{I}_{*bLA1} = \dot{E}_{*bA\Sigma} / (\underline{Z}_{*b1pez} + \underline{Z}_{*bLL1}) = 1,27 \exp(j86,5^\circ) /$$

$$/(3,15 + j3,69 + 0,875 + j2,06) = 0,154 + j0,095 = 0,181 \exp(j31,5^\circ);$$

$$\dot{I}_{*bLA2} = -\dot{I}_{*bLA1} \underline{Z}_{*bLL1} / \underline{Z}_{*b2pez} = -0,181 \exp(j31,5^\circ) \cdot 2,24 \cdot \exp(j67^\circ) /$$

$$/[4,85 \exp(j49,5^\circ)] = -(0,054 + j0,063) = -0,084 \exp(j49^\circ);$$

$$\dot{I}_{*bLA0} = -\dot{I}_{*bLA1} \underline{Z}_{*bLL1} / \underline{Z}_{*b0pez} = -0,181 \exp(j31,5^\circ) \cdot 2,24 \cdot \exp(j67^\circ) /$$

$$/[3,87 \exp(j81^\circ)] = -(0,1 + j0,032) = -0,105 \exp(j17,5^\circ);$$

- струми фаз

$$\dot{I}_{*(\delta)A} = \dot{I}_{*(\delta)LA} = \dot{I}_{*bLA1} + \dot{I}_{*bLA2} + \dot{I}_{*bLA0} =$$

$$= 0,154 + j0,095 - 0,054 - j0,063 - 0,1 - j0,032 = 0,$$

що відповідає початковій граничній умові $\dot{I}_{LA} = 0$;

$$\dot{I}_B = (a^2 \dot{I}_{*bLA1} + a \dot{I}_{*bLA2} + \dot{I}_{*bLA0}) I_\delta = [\exp(j240^\circ) \cdot 0,181 \times$$

$$\times \exp(j31,5^\circ) - \exp(j120^\circ) \cdot 0,084 \exp(j49^\circ) -$$

$$- 0,105 \exp(j17,5^\circ)] \cdot 1,01 = 4,34 \exp(j245^\circ) \text{ кА};$$

$$\dot{I}_C = (a \dot{I}_{*bLA1} + a^2 \dot{I}_{*bLA2} + \dot{I}_{*bLA0}) I_\delta = [\exp(j120^\circ) \cdot 0,181 \exp(j31,5^\circ) -$$

$$- \exp(j240^\circ) \cdot 0,084 \exp(j49^\circ) + 0,105 \exp(j17,5^\circ)] \cdot 1,01 = 4,34 \exp(j165^\circ) \text{ кА}.$$

Приклад 8.2. На радіальній ПЛ напругою 110 кВ сталося раптове вимикання фаз B та C (рис. 8.14,а). Початкові дані такі ж, що і на рис. 8.13,а. Визначити струм ПЛ.

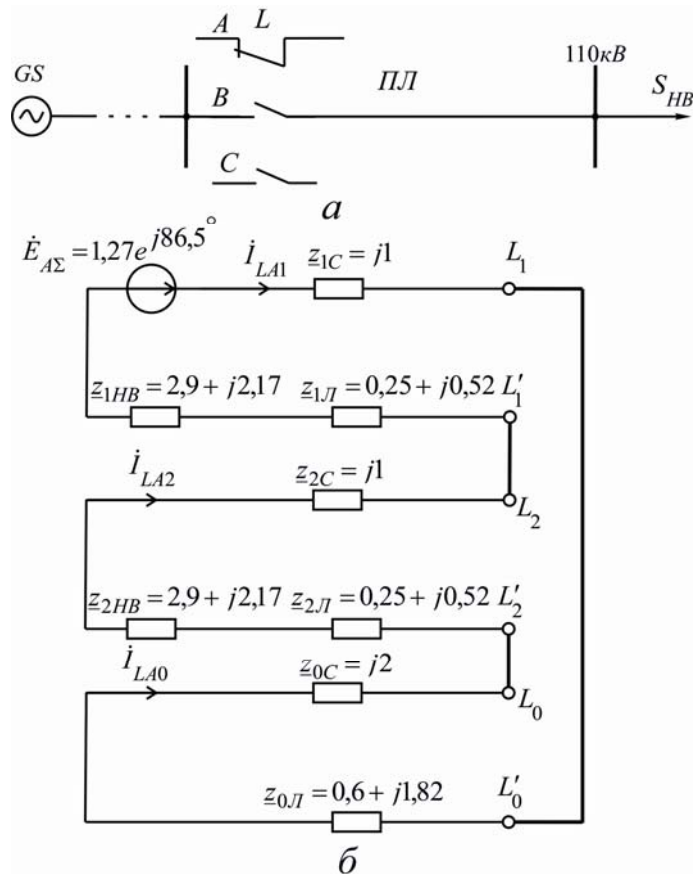


Рис. 8.14 (до прикладу 8.2):

a – розрахункова схема; *б* – комплексна схема заміщення

Розв’язання. Складаємо комплексну схему заміщення особливої фази *A* при розриві фаз *B* і *C* (рис. 8.14,б). Скориставшись параметрами цієї схеми, визначеними у прикладі 8.1, розраховуємо:

- симетричні складові струму особливої фази *A*

$$\begin{aligned} \dot{I}_{*\delta LA1} = \dot{I}_{*\delta LA2} = \dot{I}_{*\delta LA0} &= \dot{E}_{*\delta A\Sigma} / (Z_{*\delta 1pez} + Z_{*\delta 2pez} + Z_{*\delta 0pez}) = \\ &= 1,27 \exp(j86,5^\circ) / (3,15 + j3,69 + 3,15 + j3,69 + 0,6 + j3,82) = 0,097 \exp(j28^\circ); \end{aligned}$$

- струм невимкненої фази ПЛ

$$\dot{I}_A = 3 \dot{I}_{*\delta LA1} I_\delta = 3 \cdot 0,097 \exp(j28^\circ) \cdot 1,01 = 0,292 \exp(j28^\circ) \text{ кА.}$$

Приклад 8.3. Установити межі зміни найбільших значень фазних струмів при трифазному КЗ за лінійним реактором підстанції (рис. 8.15,а) для роботи у таких режимах: усі фази реактора ввімкнені; всі фази реактора закорочені; одна фаза реактора закорочена; дві фази реактора закорочені. Початкові дані – на рис. 8.15,а.

Розв'язання. Для режиму роботи реактора, коли всі його фази ввімкнені, схема заміщення мережі – на рис.8.13,б. Розрахунки ведемо у відносних одиницях виміру. Із базисних умов ($S_{\bar{\sigma}} = 100 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $U_{\bar{\sigma}} = 6,3 \text{ кВ}$; $I_{\bar{\sigma}} = 100 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 9,16 \text{ кА}$) визначаємо опори генератора, трансформатора та реактора:

$$x_{*\bar{\sigma}1\Gamma} = x_{*d}'' S_{\bar{\sigma}} / S_{\Gamma n} = 0,125 \cdot 100 / 100 = 0,125;$$

$$x_{*\bar{\sigma}1T} = u_k S_{\bar{\sigma}} / (100 S_{Tn}) = 12 \cdot 100 / (100 \cdot 63) = 0,19;$$

$$x_{*\bar{\sigma}1p} = x_p I_{\bar{\sigma}} U_{pn} / (100 I_{pn} U_{\bar{\sigma}}) = 4 \cdot 9,16 \cdot 6 / (100 \cdot 1 \cdot 6,3) = 0,366.$$

Потім розраховуємо:

- результуючий опір

$$x_{*\bar{\sigma}1pez} = x_{*\bar{\sigma}1\Gamma} + x_{*\bar{\sigma}1T} + x_{*\bar{\sigma}1p} = 0,125 + 0,19 + 0,366 = 0,681;$$

- значення періодичної складової струму трифазного КЗ

$$I_{*\bar{\sigma}II t=0} = E_{*\bar{\sigma}}'' / x_{*\bar{\sigma}1pez} = 1,08 / 0,681 = 1,59$$

або в іменованих одиницях виміру

$$I_{II t=0} = I_{*\bar{\sigma}II t=0} I_{\bar{\sigma}} = 1,59 \cdot 9,16 = 14,6 \text{ кА}.$$

Подальший режим роботи реактора (із закороченими фазами) різниться від розглянутого тим, що слід взяти $x_{*\bar{\sigma}1p} = 0$. У такому разі результуючий опір та надперехідний струм трифазного КЗ матимуть значення:

$$x_{*\bar{\sigma}1pez} = x_{*\bar{\sigma}1\Gamma} + x_{*\bar{\sigma}1T} = 0,125 + 0,19 = 0,315;$$

$$I_{II t=0} = E_{*\bar{\sigma}}'' I_{\bar{\sigma}} / x_{*\bar{\sigma}1pez} = 1,08 \cdot 9,16 / 0,315 = 31,4 \text{ кА}.$$

Під час роботи реактора з однією закороченою фазою (наприклад, фазою A) його схема вмикання еквівалентна тій, де всі фазні пари обмоток реактора симетричні, а до фази A введено додатковий опір $\underline{z} = jx_p$ (рис. 8.15,в), що порушує поздовжню симетрію фаз. Комплексна схема заміщення особливої фази A зображена на рис. 8.15,е, де між точками L_1 і L_1' паралельно вітці з опором зворотної послідовності ввімкнено додатковий опір $-x_{*\bar{\sigma}1p} / 3$.

Значення опорів зворотної послідовності (схема заміщення не містить нульової послідовності – перебігу струму останньої заважає силовий трансформатор, де $x_{0T} \rightarrow \infty$) у даному режимі:

$$x_{*\bar{\sigma}2\Gamma} = 1,22 x_{*\bar{\sigma}1\Gamma} = 1,22 \cdot 0,125 = 0,153;$$

$$x_{*\bar{\sigma}2T} = x_{*\bar{\sigma}1T} = 0,19;$$

$$x_{*\bar{\sigma}2p} = x_{*\bar{\sigma}1p} = 0,366;$$

$$x_{*\bar{\sigma}2pez} = 0,153 + 0,19 + 0,366 = 0,709.$$

Додатковий опір, що вмикається у точці поздовжньої несиметрії

$$\underline{z}_{*LL1} = j / (-3 / x_{*\bar{\sigma}2p} + 1 / x_{*\bar{\sigma}2pez}) = j(-3 / 0,366 + 1 / 0,709) = -j0,147.$$

Симетричні складові струмів особливої фази:

$$\dot{I}_{*6LA1} = \dot{E}_{*6A\Sigma} / (\underline{Z}_{*61pe3} + \underline{Z}_{*6LL1}) = j1,08 / (0,681 - 0,147) = j2,02;$$

$$\dot{I}_{*6LA2} = -\dot{I}_{*6LA1} \underline{Z}_{*6LL1} / \underline{Z}_{*62pe3} = -j2,02(-0,147) / 0,709 = j0,419.$$

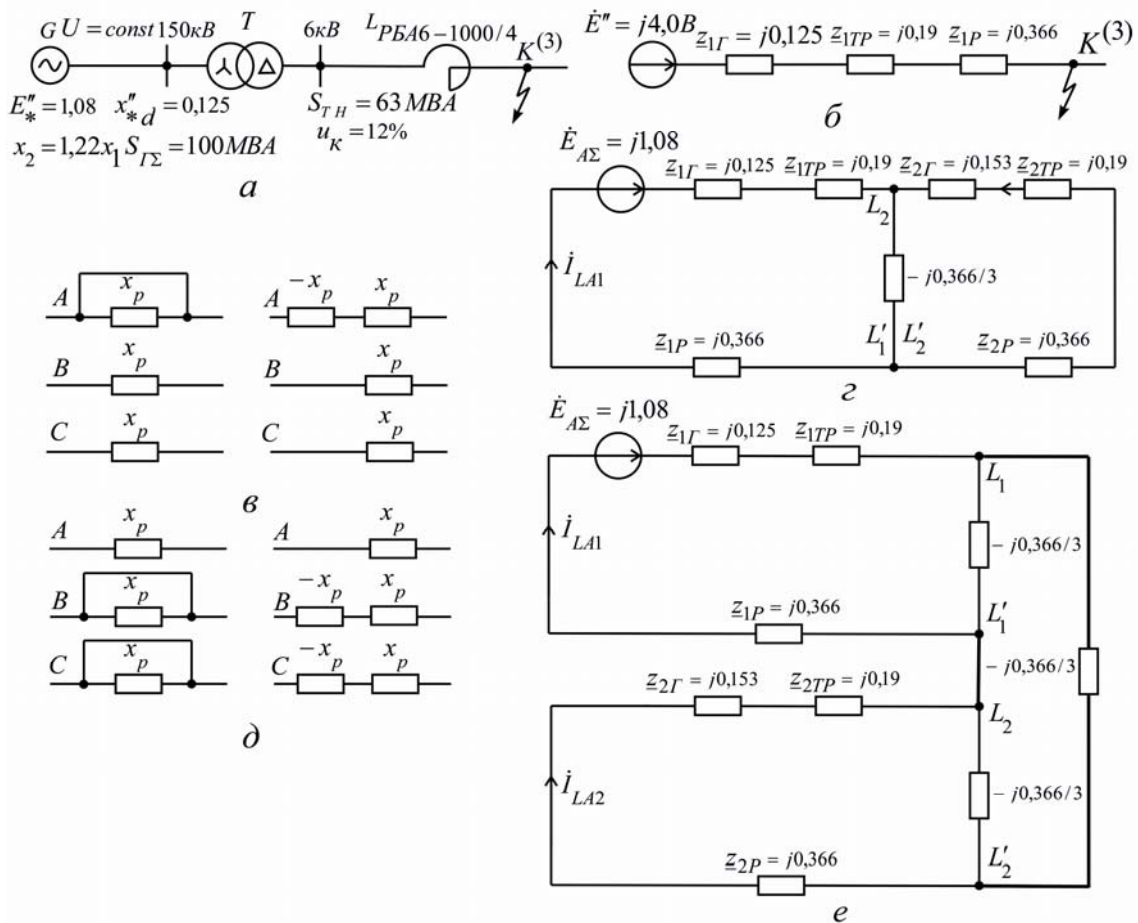


Рис. 8.15 (до прикладу 8.3)

Струми фаз, кА:

$$\dot{I}_A = (\dot{I}_{*6LA1} + \dot{I}_{*6LA2}) I_{\bar{6}} = j(2,02 + 0,419) \cdot 9,16 = j22,4;$$

$$\dot{I}_B = (a^2 \dot{I}_{*6LA1} + a \dot{I}_{*6LA2}) I_{\bar{6}} = [(-0,5 - j0,87) \cdot 2,02 + (-0,5 + j0,87) \times 0,419] \cdot 9,16 = 17 \exp(j223^\circ);$$

$$\dot{I}_C = (a \dot{I}_{*6LA1} + a^2 \dot{I}_{*6LA2}) I_{\bar{6}} = [(-0,5 + j0,87) \cdot 2,02 + (0,5 - j0,87) \times 0,419] \cdot 9,16 = 17 \exp(j137^\circ).$$

Найбільше значення струму у цьому режимі – $I_{II t=0} = I_A = 22,4$ кА.

Під час роботи реактора із закороченими двома фазами (наприклад, B і C) його схема вмикання еквівалентна схемі заміщення з симетричним розташуванням обмоток реактора та введенням до фаз B і C додаткових опорів $\underline{Z} = -jx_p$ (рис. 8.15,д). Комплексна схема заміщення особливої фази A – на рис. 8.15,е.

Додатковий опір ввімкнено до комплексної схеми заміщення між точками L_1 і L'_1 :

$$\begin{aligned} \underline{z}_{*\delta LL1} &= \underline{z}_{*\delta} \left(\frac{\underline{z}_{*\delta} \underline{z}_{*\delta 2pez}}{\underline{z}_{*\delta} + \underline{z}_{*\delta 2pez}} + \underline{z}_{*\delta} \right) / \left(2\underline{z}_{*\delta} + \frac{\underline{z}_{*\delta} \underline{z}_{*\delta 2pez}}{\underline{z}_{*\delta} + \underline{z}_{*\delta 2pez}} \right) = \\ &= \underline{z}_{*\delta} (2\underline{z}_{*\delta 2pez} + \underline{z}_{*\delta}) / (3\underline{z}_{*\delta 2pez} + 2\underline{z}_{*\delta}) = \\ &= -j0,366(2 \cdot 0,709 - 0,366) / (3 \cdot 0,709 - 2 \cdot 0,366) = -j0,276. \end{aligned}$$

Симетричні складові струму особливої фази, кА:

$$\dot{I}_{LA1} = \dot{E}_{*\delta A\Sigma} I_{\delta} (\underline{z}_{*\delta 1pez} + \underline{z}_{*\delta LL1}) = j1,08 \cdot 9,16 / (0,681 - 0,276) = j24,4;$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{LA2} &= \dot{I}_{*\delta LA1} (\underline{z}_{*\delta} - \underline{z}_{*\delta LL1}) / (\underline{z}_{*\delta} + \underline{z}_{*\delta 2pez}) = \\ &= j24,4(-0,366 + 0,271) / (-0,276 + 0,709) = -j5,1. \end{aligned}$$

Струми фаз, кА:

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{LA1} + \dot{I}_{LA2} = j24,4 - j5,1 = j19,3;$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_B &= a^2 \dot{I}_{LA1} + a \dot{I}_{LA2} = (-0,5 - j0,87)j24,4 + \\ &+ (-0,5 + j0,87)(-j5,1) = 27,6 \exp(j248^\circ); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_C &= a \dot{I}_{LA1} + a^2 \dot{I}_{LA2} = -(0,5 + j0,87)j24,4 + \\ &+ (-0,5 - j0,87)(-j5,1) = 27,6 \exp(j112^\circ). \end{aligned}$$

Значення струму у цьому режимі – $I_{II t=0} = I_B = I_C = 27,6$ кА.

Найбільші значення фазних струмів при трифазному КЗ за лінійним реактором у різних режимах його роботи перебувають у співвідношенні 14,6:31,4:22,4:27,6 (кА).

Приклад 8.4. У мережі СЕП з ізольованою нейтраллю на ЛЕП напругою 35 кВ між районними підстанціями Γ і C сталися одночасно замикання на землю фаз B і C (рис. 8.16,а). Початкові дані – на рисунку. Визначити фазні струми у ЛЕП і напруги на шинах підстанцій.

Розв'язання. Використовуємо метод симетричних складових та основні розрахункові співвідношення для випадку подвійного замикання на землю. На основі схеми заміщення особливої фази A для кожної послідовності (рис. 8.16,б-г) і виходячи з базисних умов ($S_{\delta} = 400$ МВА; $U_{\delta\phi} = 37 / \sqrt{3} = 21,4$ кВ; $I_{\delta} = 400 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 6,24$ кА), розраховуємо за наближеним зведенням у відносних одиницях виміру опори ділянок СЕП:

▪ ділянка "підстанція Γ – точка L "

$$x_{*\delta 1\Gamma} = S_{\delta} / S_k = 400 / 400 = 1;$$

$$x_{*\delta 1\Gamma L} = x_{01} l S_{\delta} / U_{cpn}^2 = 0,42 \cdot 7,5 \cdot 400 / 37^2 = 0,18;$$

$$x_{*\delta 1\Gamma pez} = x_{*\delta 2\Gamma pez} = 1 + 0,18 = 1,18;$$

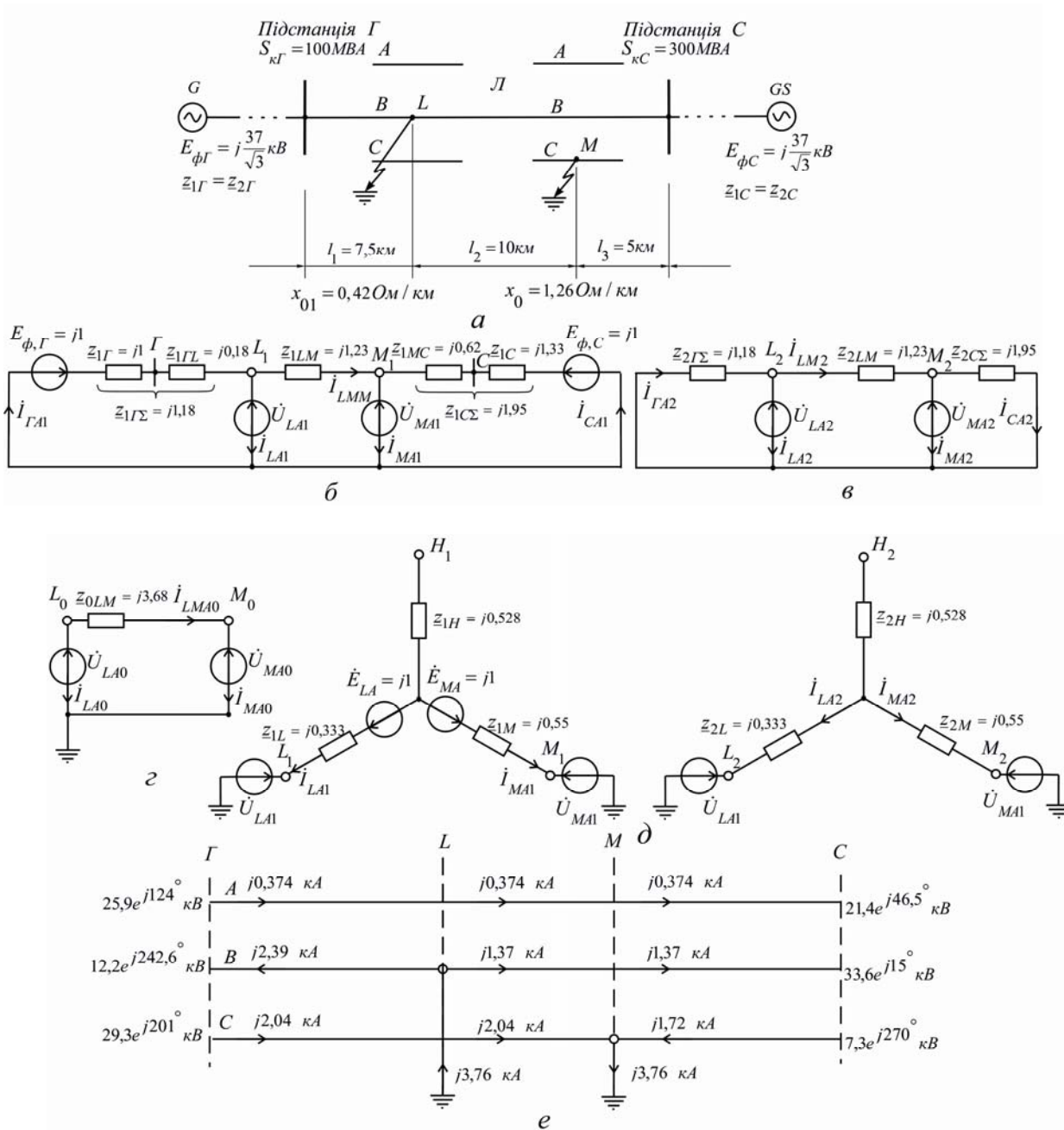


Рис. 8.16 (до прикладу 8.4)

- ділянка "точка L – точка M "

$$x_{*b1LM} = x_{*b2LM} = x_{01} l S_{\bar{\sigma}} / U_{\text{срн}}^2 = 0,42 \cdot 10 \cdot 400 / 37^2 = 1,23;$$

$$x_{*b0LM} = x_0 l_2 S_{\bar{\sigma}} / U_{\text{срн}}^2 = 1,26 \cdot 10 \cdot 400 / 37^2 = 3,68;$$

- ділянка "точка M – підстанція C "

$$x_{*b1MC} = x_{01} l_3 S_{\bar{\sigma}} / U_{\text{срн}}^2 = 0,42 \cdot 5 \cdot 400 / 37^2 = 0,62;$$

$$x_{*b1C} = S_{\bar{\sigma}} / S_{\kappa} = 400 / 300 = 1,33;$$

$$x_{*b1\text{Срез}} = x_{*b2\text{Срез}} = 0,62 + 1,33 = 1,95.$$

Результуючий опір для прямої та зворотної послідовностей

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{*\delta 1pez} &= \underline{Z}_{*\delta 2pez} = \underline{Z}_{*\delta 1\Gammapez} + \underline{Z}_{*\delta 1Cpez} = \\ &= j1,18 + j1,23 + j1,95 = j4,36.\end{aligned}$$

Перетворивши схему заміщення для прямої та зворотної послідовностей з виділенням віток пошкоджень (рис. 8.16,д), знайдемо

$$\begin{aligned}\dot{E}_{*(\delta)LA} = \dot{E}_{*\delta MA} &= [\dot{E}_{*\delta \phi \Gamma} (\underline{Z}_{*\delta 1Cpez} + \underline{Z}_{*\delta 1LM}) + \\ &+ \dot{E}_{*\delta \phi C} \underline{Z}_{*\delta 1\Gammapez}] / \underline{Z}_{*\delta 1pez} = j1;\end{aligned}$$

$$\underline{Z}_{*\delta 1H} = \underline{Z}_{*\delta 2H} = j1,18 \cdot j1,95 / (j4,36) = j0,528;$$

$$\underline{Z}_{*\delta 1L} = \underline{Z}_{*\delta 2L} = j1,18 \cdot j1,23 / (j4,36) = -j0,333;$$

$$\underline{Z}_{*\delta 1M} = \underline{Z}_{*\delta 2M} = j1,23 \cdot j1,15 / (j4,36) = j0,55;$$

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{*\delta pez}^{(LM)} &= 2\underline{Z}_{*\delta 1L} + 2\underline{Z}_{*\delta 1M} + \underline{Z}_{*\delta 0LM} + 6\underline{Z}_{*\delta 1H} = \\ &= 2 \cdot j0,333 + 2 \cdot j0,55 + j3,68 + 6 \cdot j0,528 = j8,61.\end{aligned}$$

Симетричні складові струму особливої фази A і струми у вітках пошкоджень

$$\dot{I}_{*\delta LA1} = \dot{E}_{*\delta LA} (1 - a^2) / \underline{Z}_{*\delta pez}^{(LM)} = j[1 - \exp(j240^\circ)] / (j8,61) = 0,201 \exp(j30^\circ);$$

$$\dot{I}_{*\delta LA2} = \dot{E}_{*\delta LA} (a - 1) / \underline{Z}_{*\delta pez}^{(LM)} = j[\exp(j120^\circ) - 1] / (j8,61) = 0,201 \exp(j150^\circ);$$

$$\begin{aligned}\dot{I}_{*\delta A0} &= \dot{E}_{*\delta LA} (a^2 - a) / \underline{Z}_{*\delta pez}^{(LM)} = j[\exp(j240^\circ) - \exp(j120^\circ)] / (j8,61) = \\ &= 0,201 \exp(j90^\circ);\end{aligned}$$

$$\dot{I}_{*\delta LB} = -\dot{I}_{*\delta LC} = 3a^2 \dot{I}_{*\delta LA1} = 3 \exp(j240^\circ) 0,201 \exp(j30^\circ) = -j0,603$$

або в іменованих одиницях виміру

$$\dot{I}_{LB} = -\dot{I}_{LC} = \dot{I}_{*\delta LB} I_\delta = -j0,603 \cdot 6,24 = -j3,76 \text{ кА}.$$

Симетричні складові струму особливої фази A і повні струми фаз на ділянці "підстанція Γ – точка L ":

$$\begin{aligned}\dot{I}_{*\delta \Gamma A1} &= \dot{I}_{*\delta LA1} [\underline{Z}_{*\delta 1LM} + (1 - a) \underline{Z}_{*\delta 1Cpez}] / \underline{Z}_{*\delta 1pez} = \\ &= 0,201 \exp(j30^\circ) [j1,23 + (1 - \exp(j120^\circ)) j1,95] / (j4,36) = 0,207 \exp(j8^\circ);\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{I}_{*\delta \Gamma A2} &= \dot{I}_{*\delta LA1} [\underline{Z}_{*\delta 1LM} - (1 - a) \underline{Z}_{*\delta 1Cpez}] / \underline{Z}_{*\delta 1pez} = \\ &= 0,201 \exp(j30^\circ) [\exp(j120^\circ) \cdot j1,23 - (1 - \exp(j120^\circ)) / \\ &/ j1,95] / (j4,36) = 0,207 \exp(j125^\circ);\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{I}_{\Gamma A} &= (\dot{I}_{*\delta \Gamma A1} + \dot{I}_{*\delta \Gamma A2}) I_\delta = \\ &= [0,207 \exp(j8^\circ) + 0,207 \exp(j125^\circ)] 6,24 = j0,374 \text{ кА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{GB} &= \dot{I}_{*6LB}(2\underline{z}_{*61LM} + 3\underline{z}_{*61Cpez})I_{\bar{\sigma}} / 3\underline{z}_{*61pez} = \\ &= -j0,603(2 \cdot j1,23 + 3 \cdot j1,95)6,24 / (3 \cdot j4,36) = -j2,39 \text{ кА}; \\ \dot{I}_{GC} &= -\dot{I}_{*6LB}(\underline{z}_{*61LM} + 3\underline{z}_{*61Cpez})I_{\bar{\sigma}} / (3\underline{z}_{*61pez}) = \\ &= -(-j0,603)(j1,23 + 3 \cdot j1,95)6,24 / (3 \cdot j4,36) = j2,04 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Результати розрахунку струмів на інших ділянках СЕП відображені на рис. 8.16,е.

Симетричні складові напруги особливої фази та фазні напруги на шинах підстанції Γ :

$$\begin{aligned} \dot{U}_{*6GA1} &= \dot{E}_{*6\phi\Gamma} - \dot{I}_{*6GA1}\underline{z}_{*61\Gamma} = j1 - 0,207 \exp(j8^\circ)j1 = 0,796 \exp(j87,5^\circ); \\ \dot{U}_{*6GA2} &= -\dot{I}_{*6GA2}\underline{z}_{*62\Gamma} = -0,207 \exp(j125^\circ)j1 = 0,207 \exp(j81,5^\circ); \\ \dot{U}_{*6\Gamma 0} &= \dot{U}_{*6LA0} = -(a^2\dot{E}_{*6LA} - a\dot{E}_{*6MA})\underline{z}_{*60LM} / \underline{z}_{*6pez}^{(LM)} = \\ &= -[\exp(j240^\circ) - \exp(j120^\circ)] \cdot j1 \cdot j3,68 / (j8,61) = -0,74; \\ \dot{U}_{GA} &= (\dot{U}_{*6GA1} + \dot{U}_{*6GA2} + \dot{U}_{*6GA0})U_{\phi\bar{\sigma}} = \\ &= [0,796 \exp(j87,5) + 0,207 \exp(j81,5) - 0,74]21,4 = 25,9 \exp(j124^\circ) \text{ кВ}; \\ \dot{U}_{GB} &= (a^2\dot{U}_{*6GA1} + a\dot{U}_{*6GA2} + \dot{U}_{*6GA0})U_{\phi\bar{\sigma}} = [a^2 0,796 \exp(j87,5^\circ) + \\ &+ a 0,207 \exp(j81,5^\circ) - 0,74]21,4 = 12,2 \exp(j242,5^\circ) \text{ кВ}; \\ \dot{U}_{GC} &= (a\dot{U}_{*6GA1} + a^2\dot{U}_{*6GA2} + \dot{U}_{*6GA0})U_{\phi\bar{\sigma}} = [a 0,796 \exp(j87,5^\circ) + \\ &+ a^2 0,207 \exp(j81,5^\circ) - 0,74]21,4 = 29,3 \exp(j201^\circ) \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Результати розрахунку напруги на шинах підстанції C відображені на рис. 8.16,е.

Приклад 8.5. На лінії СЕП напругою 150 кВ у фазі A одночасно сталися однофазне КЗ у точці K та розрив на початку лінії у точках $L - L'$ (рис. 8.17,а). Визначити значення фазних струмів в місці КЗ та напруги на шинах підстанцій Γ і E (дані для розрахунку – на рисунку).

Розв'язання. При даному виді пошкоджень використовуємо метод симетричних складових. Для схем заміщення прямої, зворотної та нульової послідовностей (рис. 8.17,б-г) за базисними умовами ($S_{\bar{\sigma}} = 500 \text{ МВА}$; $U_{\phi\bar{\sigma}} = 115 / \sqrt{3} = 66,4 \text{ кВ}$; $I_{\bar{\sigma}} = 500 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 2,51 \text{ кА}$) розраховуємо опори елементів у відносних одиницях виміру:

$$\begin{aligned} x_{*61\Gamma} &= x_{*\Gamma} S_{\bar{\sigma}} / S_{\Gamma\Sigma} = 0,236; \\ x_{*62\Gamma} &= 1,22x_{*61\Gamma} = 1,22 \cdot 0,236 = 0,317; \\ x_{*61T} &= x_{*62T} = u_{\kappa} S_{\bar{\sigma}} / (100S_{Tн}) = 12 \cdot 500 / (100 \cdot 40) = 1,5; \\ x_{*60T} &= 0,8x_{*61\Gamma} = 0,8 \cdot 1,5 = 1,2; \end{aligned}$$

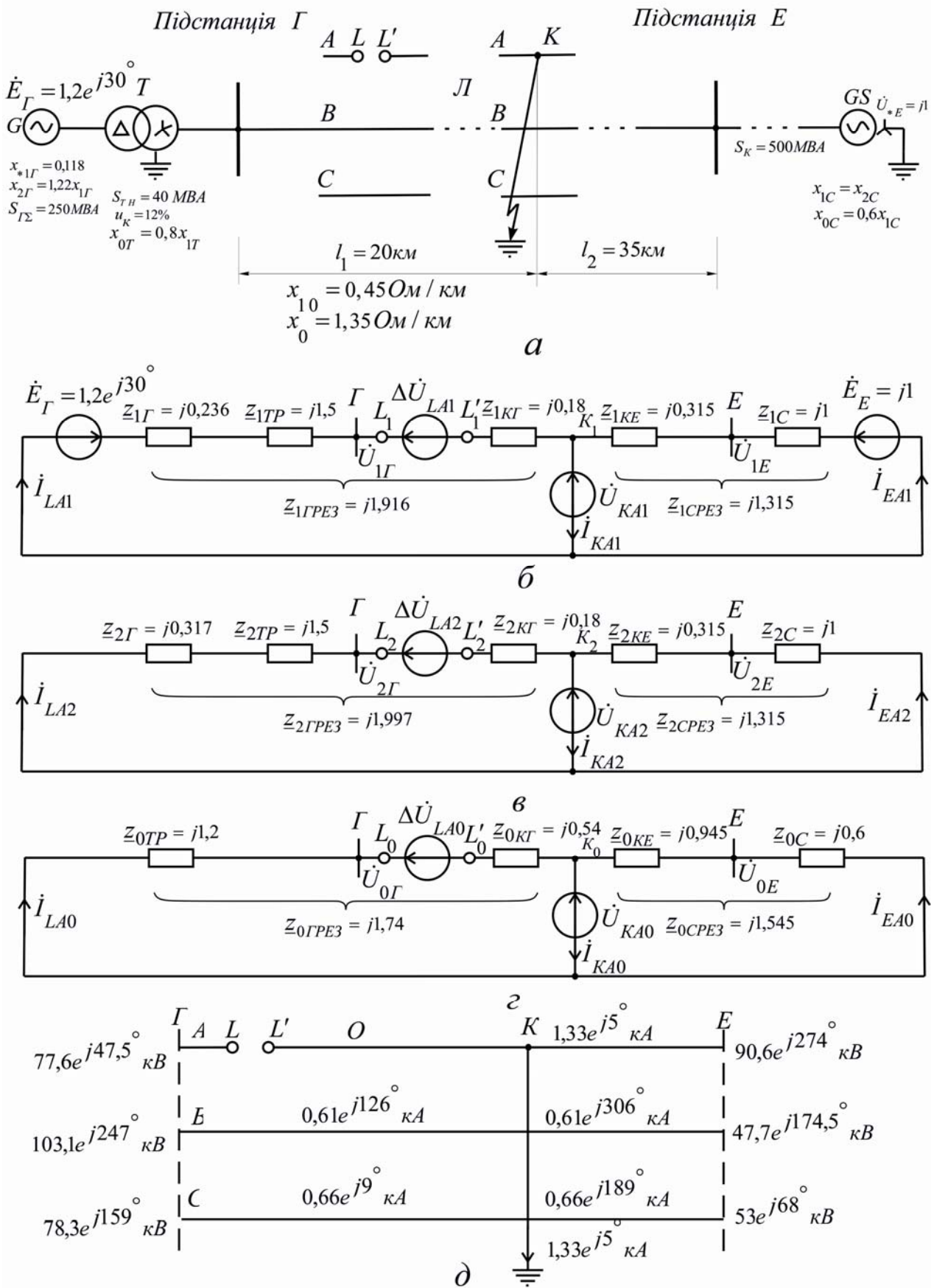


Рис. 8.17 (до прикладу 8.5)

$$x_{*b1\kappa\Gamma} = x_{*b2\kappa\Gamma} = x_{01} l_1 S_{\bar{\sigma}} / U_{cp}^2 = 0,45 \cdot 10,6 \cdot 500 / 115^2 = 0,18;$$

$$x_{*b0\kappa\Gamma} = 3x_{*b1\kappa\Gamma} = 3 \cdot 0,18 = 0,54;$$

$$x_{*b1\kappa E} = 0,45 \cdot 18,5 \cdot 500 / 115^2 = 0,315;$$

$$x_{*b0\kappa E} = 3 \cdot 0,315 = 0,945;$$

$$x_{*b1c} = x_{*b2c} = S_{\bar{\sigma}} / S_{\kappa} = 500 / 500 = 1;$$

$$x_{*b0c} = 0,6x_{*b1c} = 0,61 = 0,6.$$

Результуючий опір у схемах заміщення:

$$\underline{Z}_{*b1\Gamma\text{рез}} = \underline{Z}_{*b1\Gamma} + \underline{Z}_{*b1T} + \underline{Z}_{*b1\kappa\Gamma} = j0,236 + j1,5 + j0,18 = j1,916;$$

$$\underline{Z}_{*b2\Gamma\text{рез}} = j0,317 + j1,5 + j0,18 = j1,997;$$

$$\underline{Z}_{*b0\Gamma\text{рез}} = j1,2 + j0,54 = j1,74;$$

$$\underline{Z}_{*b1C\text{рез}} = \underline{Z}_{*b2C\text{рез}} = \underline{Z}_{*b\kappa E} + \underline{Z}_{*b1C} = j0,315 + j1 = j1,315;$$

$$\underline{Z}_{*b0C\text{рез}} = j0,945 + j0,6 = j1,545;$$

$$\underline{Z}_{*b1\text{рез}} = \underline{Z}_{*b1\Gamma\text{рез}} + \underline{Z}_{*b1C\text{рез}} = j1,916 + j1,315 = j3,231;$$

$$\underline{Z}_{*b2\text{рез}} = \underline{Z}_{*b2\Gamma\text{рез}} + \underline{Z}_{*b2C\text{рез}} = j1,997 + j1,315 = j3,312;$$

$$\underline{Z}_{*b0\text{рез}} = \underline{Z}_{*b0\Gamma\text{рез}} + \underline{Z}_{*b0C\text{рез}} = j1,74 + j1,545 = j3,285;$$

$$\underline{Z}_{*bC1-0} = \underline{Z}_{*b1C\text{рез}} - \underline{Z}_{*b0C\text{рез}} = j1,315 - j1,545 = -j0,23;$$

$$\underline{Z}_{*bC1-2} = \underline{Z}_{*b1C\text{рез}} - \underline{Z}_{*b2C\text{рез}} = j1,315 - j1,315 = 0;$$

$$\underline{Z}_{*bC2-0} = \underline{Z}_{*b2C\text{рез}} - \underline{Z}_{*b0C\text{рез}} = j1,315 - j1,545 = -j0,23;$$

$$\begin{aligned} \underline{\Delta}_{*bA} &= \underline{Z}_{*b1\text{рез}} \underline{Z}_{*b2\text{рез}} + \underline{Z}_{*b1\text{рез}} \underline{Z}_{*b0\text{рез}} + \underline{Z}_{*b2\text{рез}} \underline{Z}_{*b0\text{рез}} = \\ &= j^2 (3,231 \cdot 3,312 + 3,231 \cdot 3,285 + 3,312 \cdot 3,285) = -32,195; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{*bC\text{рез}}^{(1)} &= \underline{Z}_{*b1C\text{рез}} + \underline{Z}_{*b2C\text{рез}} + \underline{Z}_{*b0C\text{рез}} = \\ &= j1,315 + j1,315 + j1,545 = j4,175; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{\Delta}_{*b} &= \underline{Z}_{*bC\text{рез}}^{(1)} \underline{\Delta}_{*bA} - \underline{Z}_{*b0\text{рез}} \underline{Z}_{*bC1-2}^2 - \underline{Z}_{*b2C\text{рез}} \underline{Z}_{*bC1-0}^2 - \underline{Z}_{*b1\text{рез}} \underline{Z}_{*bC2-0}^2 = \\ &= j4,175(-32,195) - 0 - j3,312(-j0,23)^2 - j3,231(-j0,23)^2 = -j134,1. \end{aligned}$$

Симетричні складові струму особливої фази A та струми фаз на різних ділянках СЕП (за розрахунковими виразами табл. 8.2):

- вітка з розривом у точках L і L' :

$$\begin{aligned} \dot{I}_{*bLA1} &= [1,2 \exp(j30^\circ) - j1] \cdot [(j3,312 + j3,285)j4,175 - (-j0,23)^2] / (-j134,1) + \\ &+ j1(0 - j0,23 \cdot j3,312) / (-j134,1) = 0,23 \exp(j248^\circ); \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{*\bar{\sigma}LA2} = [1,2 \exp(-j30^\circ) - j1] \cdot [(-j0,23)^2 - j3,285 \cdot j4,175] / (-j134,1) + j1(-j3,123 \cdot j0,23) / (-j134,1) = 0,112 \exp(j72^\circ);$$

$$\dot{I}_{*\bar{\sigma}LA0} = -[1,2 \exp(j30^\circ) - j1] \cdot j3,312 \cdot j4,175 / (-j134,1) - j1[(-j3,231 \times j0,23 - j3,312 \cdot j0,23) / (-j134,1)] = 0,119 \exp(j64^\circ);$$

$$\dot{I}_{*\bar{\sigma}LA} = \dot{I}_{*\bar{\sigma}LA1} + \dot{I}_{*\bar{\sigma}LA2} + \dot{I}_{*\bar{\sigma}LA0} = 0,23 \exp(j248^\circ) + 0,112 \exp(j72^\circ) + 0,119 \exp(j64^\circ) \approx 0;$$

$$\dot{I}_{LB} = (a^2 \dot{I}_{*\bar{\sigma}LA1} + a \dot{I}_{*\bar{\sigma}LA2} + \dot{I}_{*\bar{\sigma}LA0}) I_{\bar{\sigma}} = [a^2 \cdot 0,23 \exp(j248^\circ) + a \cdot 0,112 \exp(j72^\circ) + 0,119 \exp(j64^\circ)] 2,51 = 0,837 \exp(j126^\circ) \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{LC} = (a \dot{I}_{*\bar{\sigma}LA1} + a^2 \dot{I}_{*\bar{\sigma}LA2} + \dot{I}_{*\bar{\sigma}LA0}) I_{\bar{\sigma}} = [a \cdot 0,23 \exp(j248^\circ) + a^2 \cdot 0,112 \exp(j72^\circ) + 0,119 \exp(j64^\circ)] \cdot 2,51 = 0,905 \exp(j9^\circ) \text{ кА};$$

- вітка однофазного КЗ у точці K :

$$\dot{I}_{*\bar{\sigma}KA1} = \dot{I}_{*\bar{\sigma}KA2} = \dot{I}_{*\bar{\sigma}KA0} = [1,2 \exp(j30^\circ) - j1] \cdot (-j3,313 \cdot j0,23) / (-j134,1) + j1(-32,195) / (-j134,1) = 0,242 \exp(j5^\circ);$$

$$\dot{I}_{KA} = 3 \dot{I}_{*\bar{\sigma}KA1} I_{\bar{\sigma}} = 3 \cdot 0,242 \exp(j5^\circ) 2,51 = 1,82 \exp(j5^\circ) \text{ кА};$$

- вітка "точка K – підстанція E " (симетричні складові струму особливої фази A розраховуємо за законом Кірхгофа для вузла K):

$$\dot{I}_{*\bar{\sigma}EA1} = \dot{I}_{*\bar{\sigma}KA1} - \dot{I}_{*\bar{\sigma}LA1} = 0,242 \exp(j5^\circ) - 0,23 \exp(j248^\circ) = 0,396 \exp(j34^\circ);$$

$$\dot{I}_{*\bar{\sigma}EA2} = 0,242 \exp(j5^\circ) - 0,112 \exp(j72^\circ) = 0,23 \exp(j334^\circ);$$

$$\dot{I}_{*\bar{\sigma}EA0} = 0,242 \exp(j5^\circ) - 0,119 \exp(j64^\circ) = 0,215 \exp(j332^\circ);$$

$$\dot{I}_{EA} = (\dot{I}_{*\bar{\sigma}EA1} + \dot{I}_{*\bar{\sigma}EA2} + \dot{I}_{*\bar{\sigma}EA0}) I_{\bar{\sigma}} = [0,396 \exp(j34^\circ) + 0,23 \exp(j334^\circ) + 0,215 \exp(j332^\circ)] \cdot 2,51 = 1,82 \exp(j5^\circ) \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{EB} = [a^2 \cdot 0,396 \exp(j34^\circ) + a \cdot \exp(j334^\circ) + 0,215 \exp(j332^\circ)] \cdot 2,51 = 0,837 \exp(j306^\circ) \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{EC} = [a \cdot 0,396 \exp(j34^\circ) + a^2 \cdot \exp(j334^\circ) + 0,215 \exp(j332^\circ)] \cdot 2,51 = 0,905 \exp(j189^\circ) \text{ кА}.$$

Результати розрахунку фазних струмів – на рис. 8.17,д.

Результати розрахунку напруги на шинах підстанції E відображено на рис. 8.17,д.

Симетричні складові напруги особливої фази A та напруги на шинах підстанції G :

$$\dot{U}_{*(\bar{\sigma})GA1} = \dot{E}_{*(\bar{\sigma})G} - \dot{I}_{*\bar{\sigma}LA1} (\underline{Z}_{*\bar{\sigma}1G} + \underline{Z}_{*\bar{\sigma}1G}) = 1,2 \exp(j30^\circ) - 0,23 \exp(j248^\circ) (j0,236 + j1,5) = 0,98 \exp(j50^\circ);$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_{*GA2} &= \dot{I}_{*бLA2}(Z_{*б2Г} + Z_{*б2T}) = \\ &= 0,112 \exp(j72^\circ)(j0,317 + j1,5) = 0,203 \exp(j200^\circ); \\ \dot{U}_{*бGA0} &= -\dot{I}_{*бLA0}Z_{*б2T} = -0,119 \exp(j64^\circ)j1,2 = 0,142 \exp(j334^\circ); \\ \dot{U}_{GA} &= (\dot{U}_{*бGA1} + \dot{U}_{*бGA2} + \dot{U}_{*бGA0})U_{фб} = [0,98 \exp(j50^\circ) + \\ &+ 0,203 \exp(j200^\circ) + 0,142 \exp(j334^\circ)]66,4 = 56,5 \exp(47,5^\circ) \text{ кВ}; \\ \dot{U}_{GB} &= [a^2 \cdot 0,98 \exp(j90^\circ) + a \cdot 0,203 \exp(j200^\circ) + \\ &+ 0,142 \exp(j334^\circ)]66,4 = 75,1 \exp(j247^\circ) \text{ кВ}; \\ \dot{U}_{GC} &= [a \cdot 0,98 \exp(j50^\circ) + a^2 \cdot 0,203 \exp(j200^\circ) + \\ &+ 0,142 \exp(j334^\circ)]66,4 = 57,0 \exp(j159^\circ) \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Контрольні запитання

1. Якими прикладами можна схарактеризувати виникнення поздовжньої несиметрії у СЕП підприємства?
2. Порядок дій під час аналізу поздовжньої несиметрії за методом симетричних складових.
3. Вигляд комплексної схеми заміщення у разі розриву фази (вмикання у фази опору).
4. Вигляд комплексної схеми заміщення у разі вмикання у дві фази однакових опорів (розриву двох фаз).
5. Які граничні умови для подвійного замикання на землю у різних точках мережі та фаз?
6. Послідовність дій під час аналізу складних видів пошкоджень за методом симетричних складових.
7. Які початкові розрахункові умови та прийоми використовують під час аналізу поздовжньої несиметрії?

Теми рефератів

1. Розрахункова оцінка режиму роботи трифазної мережі при перегорянні запобіжника в одній (двох) фазі.
2. Різниця режимів з розривом двох фаз і при вмиканні однакових опорів.
3. Характеристика режиму за зміною струмів та напруг при вимкненні фази з КЗ на землю і повторному вмиканні пошкодженої фази.
4. Причини виникнення поздовжньої несиметрії в електричних мережах.
5. Алгоритм аналізу перехідних процесів при складних аваріях в системах електропостачання.

Розділ 9. ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В ОСОБЛИВИХ УМОВАХ

9.1. Короткі замикання в мережах зовнішнього електропостачання

При КЗ в живильних мережах напругою 330 кВ та вище, окрім періодичної та аперіодичної складових струму короткого замикання, можна також виділити вищі гармонічні складові, обумовлені розподіленою поперечною ємністю ЛЕП. При наявності в ЛЕП зосередженої поздовжньої ємності струм КЗ містить і субгармонічну складову зі зниженою частотою порівняно з промисловою. Складові струму КЗ з урахуванням ємності ЛЕП при КЗ у різних точках мережі обчислюють за допомогою комп'ютерної техніки.

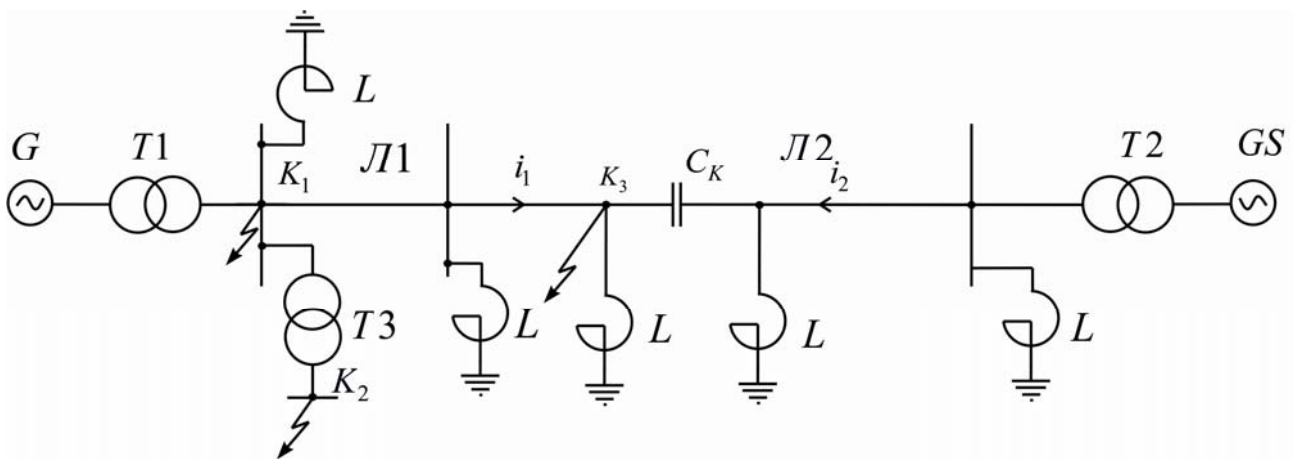


Рис. 9.1. Розрахункова схема для однієї з аналізованих умов

Розрахункова схема для однієї з умов на рис. 9.1 дає змогу встановити загальні залежності для розрахунку струмів КЗ у таких ЛЕП. З відсутністю поздовжньої ємності в ЛЕП (КЗ у точці K_1 – на шинах джерела, а в точці K_2 – за трансформатором) повний струм у місці трифазного КЗ має лише періодичну (промислової частоти) та аперіодичну складові. Ці складові, як і ударний струм КЗ, визначають за наведеними раніше формулами. Аналогічно струм КЗ розраховують при поздовжній ємності, якщо КЗ виникає за певним опором (точка K_3). Тут у сумарному опорі ЛЕП ураховують опір $x_K = -1 / (\omega C_K)$, де C_K – поздовжня ємність мережі.

При трифазному КЗ у будь-якій точці ЛЕП повний струм КЗ складається з суми струмів i_1 та i_2 , утворених джерелами, розміщеними по різні сторони від поздовжньої ємності. Розташування точки КЗ відносно ємності та джерела теж ураховують. Струм КЗ від генераторів (точка КЗ та джерело – з однієї сторони відносно поздовжньої ємності) містить періодичну складову промислової частоти і періодичні та аперіодичні складові від додаткового джерела у вигляді ємності. Цей струм визначають за залежностями стосовно випадків відсутності поздовжньої ємності. Струм КЗ від джерела електричної системи, яке відносно точки КЗ розташовано за поздовжньою ємністю (точки $K1$ та $K3$), має періодичну складову промислової частоти, періодичні та субгармонічну складові за рахунок ємності мережі. Останню розраховують загалом за формулою:

$$i_{c\max} = \sqrt{2}E''_{GS} \exp(-t / T_c) \cos \omega_c t / (\sqrt{3}x_{2\text{pez}}). \quad (9.1)$$

Тут $x_{2\text{pez}} = \omega_c L_{2\text{pez}} - x_k$ – результуючий реактивний опір; $T_c = 2L_{2\text{pez}} / r_{2\text{pez}}$ – постійна часу затухання струму субгармоніки; $L_{2\text{pez}}, r_{2\text{pez}}$ – результуюче значення індуктивності та активного опору елементів схеми, розміщених відносно точки КЗ з тієї сторони, що й поздовжня ємність; $\omega_c = 1 / \sqrt{L_{2\text{pez}}C_k}$ – кутова частота струму субгармоніки. Ударний струм, утворений джерелом, зв'язаним з точкою КЗ зосередженою поздовжньою ємністю,

$$i_y = \sqrt{2}E''_{GS} [1 + \exp(-t_y / T_C)] / (\sqrt{3}x_{2\text{pez}}), \quad (9.2)$$

де $t_y = \pi / (\omega - \omega_c)$ – момент часу появи ударного струму (завдяки наявності поздовжньої ємності $t_y > 0,01$ с).

Повний струм трифазного КЗ наближено визначають за виразом

$$i_{\max} = [i_{II1\max} + i_{II2\max} + i_{C0\max} \exp(-t / T_c)] \times \times \sin((\omega - \omega_c) \cdot t / 2) + i_{a0} \cdot \exp(-t / T_a), \quad (9.3)$$

де $i_{II1\max}, i_{II2\max}$ – амплітуди періодичної складової струму промислової частоти генераторів станції та електричної системи:

$$i_{II1\max} = \sqrt{2} \cdot E''_G / (\sqrt{3}x_{1\text{pez}});$$

$$i_{II2\max} = \sqrt{2} \cdot E''_{GS} / (\sqrt{3}x_{2\text{pez}});$$

$i_{C0\max} = \sqrt{2} \cdot E''_{GS} / (\sqrt{3}x_{2\text{pez}})$ – початкове значення амплітуди струму субгармоніки; $i_{a0} = \sqrt{2} \cdot E''_{GS} / (\sqrt{3}x_{1\text{pez}})$ – початкове значення аперіодичної складової струму генератора; $x_{1\text{pez}}, x_{2\text{pez}}$ – результуючі

опори елементів схеми до точки КЗ для відповідних джерел G та GS ; $T_a = L_{1pez} / r_{1pez}$ – постійна часу затухання аперіодичної складової струму генератора. Ударний струм розраховують за формулою

$$i_y = \sqrt{2} \cdot E_G'' \cdot [1 + \exp(-t_y / T_a)] / (\sqrt{3} \cdot x_{1pez}) + \sqrt{2} \cdot E_{GS}'' \cdot [1 + \exp(-t_y / T_C)] / (\sqrt{3} \cdot x_{2pez}). \quad (9.4)$$

У ЛЕП напругою 330 кВ і вище відповідно до віддалення від джерела живлення періодична складова КЗ за амплітудою зменшується. Вільні періодичні складові в повному струмі КЗ при цьому зростають.

Відокремлення від ЕЕС синхронного генератора або групи генераторів звичайно відбувається при вимиканні КЗ. Після деякої паузи під час дії АПВ генераторів на стійке КЗ початковий струм повторного КЗ може перевищити початковий струм першого пошкодження, що слід ураховувати при виборі або ж перевірці апаратів за умов аварійного режиму.

Розрахункові умови визначаються реактивною потужністю, яку «скидає» генератор під час паузи АПВ, параметрами застосованої системи збудження генератора, межами регулювання збудження, тривалістю першого КЗ та його електричною віддаленістю, а також паузою АПВ. Зростання реактивної потужності, скинутої генератором, наближення зовнішнього опору до 0,6...0,7 відносних одиниць виміру щодо номінальних параметрів генератора та збільшення тривалості початкового аварійного режиму супроводжуються зростанням відношення початкового струму повторного КЗ до початкового струму першого пошкодження. Початковий струм повторного КЗ не перевищує початкового струму першого пошкодження за умов:

- відокремлення гідрогенератора від ЕЕС протягом 0,5 с, а турбогенератора – не більше 1 с з часу виникнення аварійного режиму;
- оснащення генераторів вентильною системою збудження, якщо пауза АПВ не перевищує 0,7 с з моменту вимкнення турбогенератора, та 1 с – з моменту вимкнення гідрогенератора. Тоді при виборі або ж перевірці апаратів та провідників за умов КЗ струм першого пошкодження – розрахунковий.

Генератор може бути оснащений повільнодіючою системою збудження (електромашинний збуджувач) з напругою збудження при форсуванні, яка відповідає збудженню генератора на холостому ході. Тому з тривалістю аварійного режиму понад секунду, віддаленістю КЗ в 0,6...0,7 відносних одиниць та повним скиданням генератором

реактивної потужності початковий струм повторного КЗ більший за струм першого пошкодження на 20...25 %. За даних умов незалежно від паузи АПВ розрахунковим вважається початковий струм повторного КЗ. Останній на 25 % більший за початковий струм першого пошкодження.

9.2. Замикання на землю в мережі з ізольованою нейтраллю

Цей вид замикання – найпоширеніший у мережах з малим струмом замикання на землю. Процеси, що відбуваються в таких мережах досить складні й істотно залежать від параметрів та схеми мережі, опору контуру перебігу струму замикання.

Опір нульової послідовності в мережах напругою 6–35 кВ визначається в основному ємністю елементів мережі відносно землі. Тому замикання на землю в мережах 6–35 кВ супроводжуються перебігом малих струмів пошкодження, які менші за струми навантаження. Це особливо характерне для мереж з ПЛ напругою 6–10 кВ, де ємність провідників відносно землі невелика. В мережах з КЛ та протяжними ПЛ напругою 10–35 кВ можливі значні струми замикання на землю.

Для поліпшення гашення дуги та запобігання переходу замикання на землю в міжфазне КЗ у мережах, що розглядаються, встановлюють дугогасильні котушки, з допомогою яких компенсується основна гармоніка ємнісного струму замикання на землю. Як наслідок – результуючий струм пошкодження у таких мережах в усталеному режимі різко зменшується. При замиканні на землю струм, що перебігає пошкодженим з'єднанням (рис. 9.2,а), дорівнює сумі струмів непошкоджених елементів, що визначаються ємністю та активним опором ізоляції відносно землі кожного з них, та струму дугогасильної котушки (при її наявності).

У некомпенсованих мережах струми основної гармоніки на пошкодженому та непошкодженому з'єднаннях спрямовані в протилежні сторони, що пояснюється розташуванням джерела напруги нульової послідовності в місці замикання (рис. 9.2,б). Тому струм I_C , який визначається ємнісним опором непошкодженої мережі, у пошкодженому елементі перебігає в напрямку до шин, а в непошкодженому — від них.

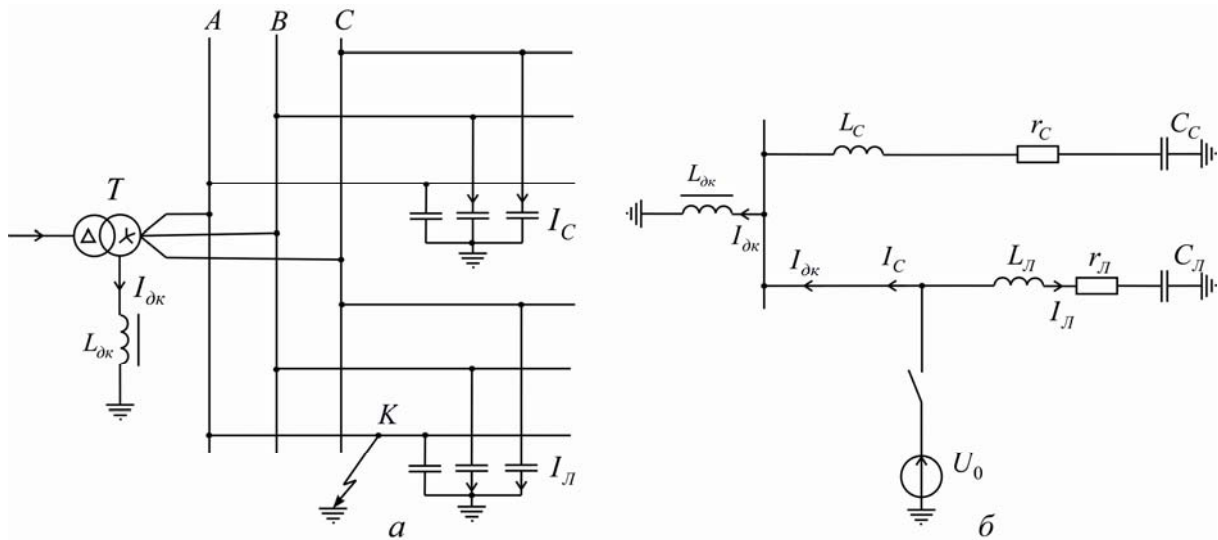


Рис. 9.2. Приклад однофазного КЗ в електричній мережі: *а* – розрахункова схема електричної мережі; *б* – схема заміщення для нульової послідовності

При вмиканні дугогасильної котушки $L_{ДК}$ в нейтраль одного з трансформаторів фаза основної гармоніки струму пошкодження залежатиме від співвідношення між значенням ємності непошкоджених ділянок та індуктивністю котушки. Якщо переважає індуктивна складова струму пошкодження, то фази реактивних складових струму пошкодження однакові на непошкодженному (ємнісний струм, спрямований до лінії) і пошкодженному (індуктивний струм, спрямований до шин) приєднаннях.

Значення і фаза струмів замикання визначаються напругою нульової послідовності U_0 . Найбільше значення U_0 буде при замиканнях на землю без перехідного опору і дорівнюватиме фазній напрузі мережі. При замиканнях через перехідний опір значення U_0 встановлюється співвідношенням між опором нульової послідовності та перехідним опором. Кут між напругою U_0 та струмом замикання на землю завжди однаковий і дорівнює куту опору нульової послідовності мережі. Наявність перехідного опору зменшує значення U_0 і кут відносно фазної напруги.

Для аналізу однофазних замикань на землю в мережах з ізольованою нейтраллю розглянемо відповідні схеми заміщення та векторні діаграми (рис. 9.3). Виходячи з практичних завдань розрахунку аварійних режимів мережі, введемо низку припущень:

- ємності окремих фаз відносно землі, рівномірно розподілені вздовж провідників, замінюємо еквівалентно зосередженими ємностями $C_A = C_B = C_C = C$, ввімкненими посередині ЛЕП;

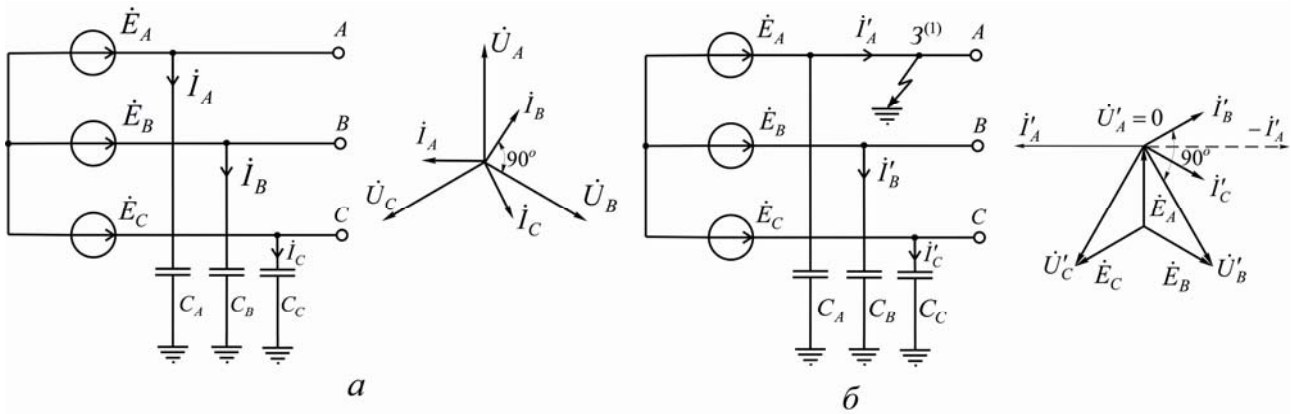


Рис. 9.3. Схеми заміщення і векторні діаграми напруг та ємнісних струмів мережі з ізольованою нейтраллю в режимах: *a* – нормальному; *б* – з однофазним КЗ на землю

- не враховуємо провідності витoku струму, а також активні та індуктивні опори ЛЕП, малі порівняно з ємнісними опорами фаз відносно землі;

- опори навантаження та ЛЕП (фазні) вважаємо симетричними.

Ємнісні струми фаз $\dot{I}_A = j\omega C U_A$; $\dot{I}_B = j\omega C U_B$; $\dot{I}_C = j\omega C U_C$ тожні за модулем, а за фазою випереджають відповідні напруги на кут 90° . У нормальному режимі сума струмів дорівнює нулю (рис. 9.3,*a*). Напруга нейтралі \dot{U}_0 (між нульовою точкою мережі та землею) визначається за виразом

$$\dot{U}_0 = (\dot{E}_A \cdot Y_A + \dot{E}_B \cdot Y_B + \dot{E}_C \cdot Y_C) / (Y_A + Y_B + Y_C) = 0, \quad (9.5)$$

де $Y_A = Y_B = Y_C = Y = j\omega C$ – ємнісні провідності окремих фаз у нормальному режимі.

При замиканні на землю без перехідного опору в точці пошкодження аварійна фаза *A* набуває потенціалу землі (рис. 9.3,*б*). Тому $\dot{U}_A = 0$; $Y_A = \infty$. Напруга нейтралі \dot{U}_0 стає рівною \dot{E}_A . Напруги непошкоджених фаз відносно землі зростають в $\sqrt{3}$ рази і складають

$$\dot{U}'_B = \sqrt{3} \cdot E_A \cdot \exp(-j \cdot 150^\circ); \quad \dot{U}'_C = \sqrt{3} \cdot E_A \cdot \exp(j \cdot 150^\circ).$$

Ємнісні струми також збільшуються в $\sqrt{3}$ рази. Випереджаючи напруги \dot{U}'_B та \dot{U}'_C на 90° , ці струми через землю повертаються у пошкоджену фазу, струм якої дорівнює струмові замикання на землю

$$\dot{I}'_A = \dot{I}'_{3A} = 3 \cdot \dot{I}_0 = -(\dot{I}'_B + \dot{I}'_C) = 3 \cdot j\omega C \dot{E}_A, \quad (9.6)$$

де \dot{I}_0 – струм нульової послідовності при замиканні на землю.

Струми $\dot{I}_{3A}^{(1)}$ та \dot{I}_0 випереджають е.р.с. \dot{E}_A на 90° і визначаються ємностями фаз живильної системи заданої напруги, а також значенням \dot{E}_A . Ось чому в розгалужених мережах значної ємності струм замикання на землю більший. Так, при замиканні на землю фази однієї з кількох ЛЕП, увімкнених до загального джерела, сумарний струм $\dot{I}_{3\Sigma}$ в місці замикання за рахунок ємнісних струмів усіх ЛЕП складе

$$\dot{I}_{3\Sigma} = 3\dot{I}_{0\Sigma} = 3j\omega C_\Sigma \dot{U}_\phi. \quad (9.7)$$

Тут C_Σ – сумарна ємність фази всіх ЛЕП, причому $C_\Sigma = C_0 l$, де C_0 – питома ємність фази мережі відносно землі, Ф/км; l – загальна довжина провідника однієї фази мережі. Струм замикання на землю для мережі з КЛ можна також визначити за емпіричною формулою

$$I_{3\Sigma} = \sum_{i=1} (95 + 2,84 \cdot q_i) \cdot U_n \cdot l_i / (2200 + 6 \cdot q_i), \quad (9.8)$$

де U_n – номінальна лінійна напруга мережі, кВ; l_i – довжина КЛ, км; q_i – переріз кабелю, мм².

Оцінка аварійних режимів замикання на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю має принципово важливе значення для підприємств та об'єктів щодо надійності електропостачання, електробезпеки та конструктивного виконання устаткування. Це характерне, передусім, для гірничих підприємств – потужних та важливих споживачів електричної енергії з специфічними особливостями (складні гірничо-геологічні умови, вибухонебезпечність вугільних шахт), сукупність яких якісно відрізняє їх від загальнопромислових об'єктів. За приклад візьмемо аварійні режими шахтних електричних мереж.

Для обмеження умов відкритого іскроутворення в підземних виробках шахт у зв'язку з комутаційними перенапругами, а також попередження неправильних дій захисту від струмів витоку через погіршення стану ізоляції електроустановок зазначені мережі живляться від спеціальних розподільних або триобмоткових трансформаторів (35–110)/6/6 кВ.

У шахтній електричній мережі спостерігається найбільша кількість пошкоджень. Причина – несвоєчасне усунення несправностей в електроустаткуванні, а також помилкові дії обслуговуючого персоналу.

В умовах експлуатації шахтного електроустаткування вугільний пил та волога осідають довкола елементів устаткування, внаслідок чого можуть виникати струми витоку, які за певних обставин сприяють КЗ з небезпечними наслідками. Основна причина КЗ у підземних

шахтних мережах – механічне пошкодження електроустаткування. Найчастіше зазнають ушкоджень шахтні броньовані та особливо гнучкі кабелі. У шахтних виробках КЗ можуть стати причиною підземних пожеж, що насамперед небезпечно для людей. За певних ситуацій КЗ призводять до порушення безпечних умов експлуатації шахтного електроустаткування. Захист від струмів КЗ – один з основних засобів створення вибухо- та пожежобезпеки від електроустаткування.

У шахтних електричних мережах можуть статися однофазні замикання на землю та міжфазні КЗ. З урахуванням особливої небезпеки цих замикань “Правила безпеки в підземних виробках шахт” допускають застосування трансформаторів тільки з незаземленою нейтраллю. Заземлення нульової точки дозволяється лише для мереж напругою 0,4 кВ, та й то на поверхні шахт. Відповідно до зазначених Правил максимально допустима потужність КЗ на шинах центральної підземної підстанції не повинна перевищувати 50 % від потужності вимикання, але і не більше 100 МВ·А.

У підземних шахтних мережах замикання фази на землю або корпус електроприймача (навіть при малих струмах витоків) пов’язане з небезпекою ураження оточуючих електричним струмом. Тому ці замикання, на відміну від мереж загальнопромислових підприємств, негайно вимикають спеціальним захистом від витоків струму. Наявність такого захисту дає змогу практично усувати перехід однофазних замикань у двофазні або двофазні КЗ на землю.

У струмі замикання на землю практично завжди містяться складові з частотами, що перевищують промислову частоту. В момент замикання на землю виникає перехідний процес, в якому можна виділити дві стадії. Початкова стадія характеризується розповсюдженням електромагнітних хвиль в обидві сторони по мережі від місця пошкодження. Тут частота складових перехідного процесу велика (до сотні кілогерц), а тривалість процесу мала. В другій стадії характер перехідного процесу приблизно такий же, як і в контурах із зосередженими параметрами. Орієнтовно перехідний процес можна оцінити за схемою заміщення для нульової послідовності, на яку подається напруга збурення $u_0(t)$. Криві на рис. 9.4 відбивають характер зміни струму замикання та напруги в мережі. Перехідний процес триває не більше 10 мс з частотою сотні герц. Найбільш ефективний перехідний процес спостерігається (рис. 9.4,а), якщо початкове значення напруги $u_0(0)$ в усталеному режимі відповідає максимальному

значенню напруги на результуючій ємності U_C (рис. 9.4,б). Це можливе при замиканні на землю в момент максимального значення фазної напруги пошкоджені фази (досить розповсюджений випадок).

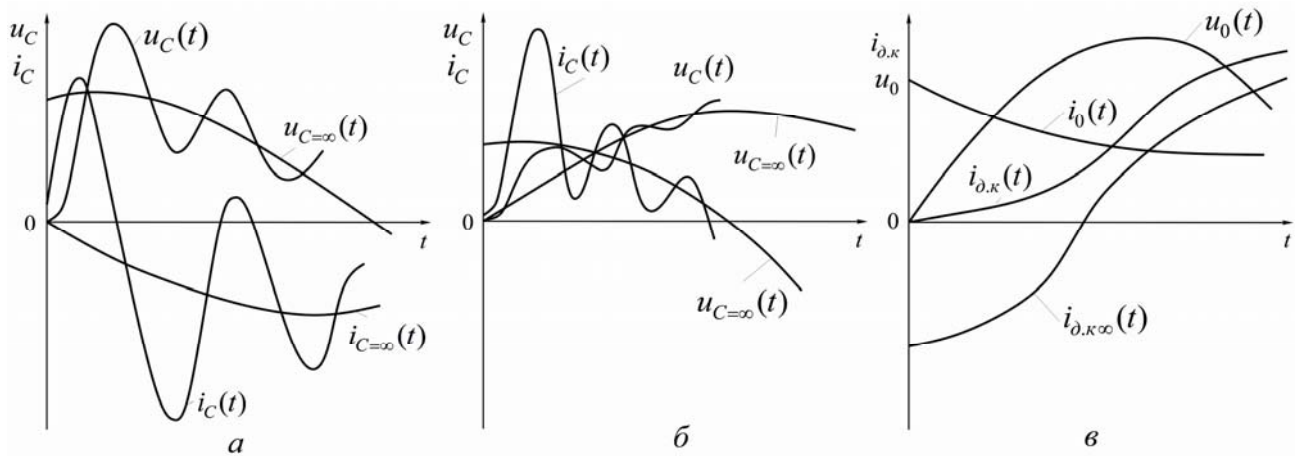


Рис. 9.4. Криві струму та напруги перехідного процесу при напрузі збурення $u_0(t)$

Якщо початкове значення $u_0(0)$ відповідає переходу напруги $u_c(0)$ через нульове значення, то струми перехідного процесу зменшуються (рис. 9.4,б). Амплітуди струмів перехідного процесу можуть в десятки разів перевищувати усталені струми замикання на землю. Відношення амплітуд можна вважати приблизно рівним відношенню частоти перехідного процесу до промислової частоти.

У мережах з компенсацією ємнісних струмів дугогасильна котушка практично не впливає на високочастотні складові перехідного процесу (рис. 9.4,в). Тут частота настроювання близька до 50 Гц при достатньо точній компенсації ємнісного струму. Дугогасильна котушка може викликати появу аперіодичної складової струму замикання на землю (постійна часу контуру залежить від добротності котушки та амплітуди струму, яка не перевищує номінального значення). Тому результуючий струм замикання на землю в цих мережах, окрім високочастотних, містить аперіодичну складову.

Як встановлено та підкріплено дослідями, вищі гармоніки практично завжди присутні в струмі замикання і складають 5...15 % від значення струму основної гармоніки. Гармонічний склад струму замикання залежить від виду мережі, умов замикання і може змінюватися в широких межах.

9.3. Короткі замикання в мережах струму підвищеної частоти

Електромагнітні процеси в мережах струму підвищеної частоти (до 10000 Гц) при аварійних режимах розраховують за тих же умов та формул, що і в мережах промислової частоти (50 Гц). На підвищених частотах помітний прояв поверхневого ефекту та ефекту близькості. Тому струм у перерізі провідника розподіляється нерівномірно. Глибина проникнення струму в провідник з немагнітного матеріалу визначається за виразом

$$\Delta = 5030\sqrt{\rho / f},$$

де ρ – питомий опір провідника, Ом·см; f – частота струму, Гц.

Значення Δ зменшується із зростанням частоти та поперечного перерізу провідника. Активний та індуктивний опори провідника при цьому зростають, що викликає зменшення допустимого тривалого струму навантаження і збільшення втрат напруги. В провідниках з перерізом 10 мм² та менше коефіцієнт поверхневого ефекту незначний і при розрахунках мереж струму підвищеної частоти на нього не зважають.

Ефект близькості визначає перерозподіл змінного струму в провіднику з наближенням до нього другого провідника зі струмом або провідника з наведеним струмом. Перерозподіл існує при будь-якій конфігурації перерізу суцільного провідника.

З підвищенням частоти розміри та маса магнітопроводу електричних машин і трансформаторів зменшуються. Електричні мережі струму підвищеної частоти більш металомісткі, ніж мережі струму промислової частоти в зв'язку з тим, що перерізи провідників більші. У цілому розміри електроустановок струму підвищеної частоти менші за аналогічні установки промислової частоти.

Основне завдання розрахунку та аналізу аварійних режимів у мережах підвищеної частоти – визначення їх параметрів при міжфазних та однофазних КЗ на корпус (землю), перевантаженнях, зниженнях напруги або ж під час її короткочасних вимикань. Електричні мережі струму підвищеної частоти утворюють з використанням шинопроводів та кабелів, а також з ізольованих провідників, прокладених відкрито чи в трубах. Провідники для них звичайно вибирають за припустимих значень нагрівання та втрат напруги, а потім перевіряють за струмом КЗ.

Аварійні режими в мережах струму підвищеної частоти обчислюють з урахуванням відповідної схеми розподілу електричної енергії: радіальної, магістральної або магістрально-радіальної. Радіальна схема застосовується для окремих споживачів достатньо великої потужності (понад 20 кВт), якщо пункт живлення – приблизно в центрі цих навантажень. При магістральній схемі одна лінія-магістраль живить електроенергією підвищеної частоти кілька приймачів порівняно невеликої потужності (менше 20 кВт), приєднаних до неї в різних точках. За радіальної схеми використовують кабелі або провідники у трубах, а за магістральної – струмоводи.

9.4. Перехідні процеси, обумовлені особливостями технології виробництва

Електротехнологічні установки – широкоживані в різних галузях народного господарства зараз та з досить значними перспективами. Як споживачі електричної енергії ці установки мають низку специфічних особливостей, зокрема різноманітні режими роботи та перехідні процеси в СЕП підприємств [37-42, 44]. Це обумовлене різкозмінним, імпульсним, несинусоїдальним чи несиметричним характером навантаження, зміною напруги, появою електромагнітних перешкод у мережах і т.д. Коливання напруги викликані різкозмінними та ударними навантаженнями, характерними, в першу чергу, для електродугових сталеплавильних печей та електрозварювальних установок. Вони також можуть утворюватися такими споживачами, як вентильні перетворювачі для прокатних станів, електротягові установки тощо.

Відомо, що коливання напруги класифікують як зміни модуля напруги, які проходять з швидкістю не менше відсотка від номінальної напруги за секунду. Коливання напруги впливає на роботу світлотехнічних пристроїв, радіотелевізійної апаратури, систем автоматики та управління, обчислювальної техніки. При нелінійному навантаженні генеруються вищі гармоніки струмів, які перевантажують конденсаторні батареї, що викликає додаткові втрати потужності. Коливання напруги погіршує енергетичні показники електроустаткування та електричних мереж, а також змінює механічні характеристики електродвигунів, що небажано.

Нижче мова піде про особливості перебігу перехідних процесів у деяких електротехнологічних установках. Електродугові сталеплавильні печі належать до споживачів з циклічним різкозмінним режи-

мом. Один з періодів графіка їх навантаження – плавлення металу – характеризується найбільшою нерівномірністю (сильні та часткові випадкові коливання струму), що пояснюється експлуатаційними КЗ. Протягом цього періоду витрачається 50...80 % усієї використаної за час плавки енергії, створюється ударний ефект в електромережі. Для дугових печей характерна значна кількість вимикань від мережі під час плавки, пов'язаних з технологічними операціями або аварійними зупинками (до 10 за плавку).

У мережах підприємств з дуговими печами практично будь-які зміни напруги можна розглядати як коливання. Випадкові коливання напруги в живильній мережі часто перевищують допустимі межі і обумовлені коливаннями струму в печі через КЗ чи розрив дуги, періодичний характер регулювання процесу, а також особливості електричної дуги, що викликає коливання струму частотою від 2 до 10 кГц з амплітудою ± 15 %. Коливання напруги складають 2...4 % при напрузі 110 і 35 кВ та 3...12 % при 6 і 10 кВ. Частота таких коливань – 0,5...1 Гц.

Ударний ефект дугових сталеплавильних печей оцінюють за допомогою методів, якими користуються при аналізі електричних кіл. Оцінка має велике значення для побудови СЕП підприємств з урахуванням впливу таких установок. Через випадковий характер змін параметрів навантаження дугових печей і розмахів коливань напруги при їх аналізі та нормуванні слід застосовувати методи теорії випадкових процесів. Аналізуючи коливання напруги в мережах живлення паралельно ввімкнених дугових печей, необхідно зважати на електромагнітний взаємний вплив.

Технологічні вимкнення дугових печей після обриву пічних дуг супроводжуються комутаційними перенапругами на обмотках вимкненого трансформатора. Оскільки кількість таких вимикань велика, а перенапруга значна, їх необхідно брати до уваги при розробці обладнання електропічної установки.

Рівень перенапруг визначається переважно швидкодією вимикача. Комутаційні перенапруги залежать від режиму роботи трансформатора. Найбільший рівень перенапруг (семиразовий) можливий при вимиканнях ненавантажених трансформаторів. Найсприятливіший режим з погляду виникнення значних перенапруг (п'ятиразових) при вимиканнях трансформаторів під навантаженням – у разі вимикання двофазного навантаження з струмами, близькими до значень струмів

ненавантаженого агрегату. Напруги розраховують з використанням методів, поширених в електротехніці.

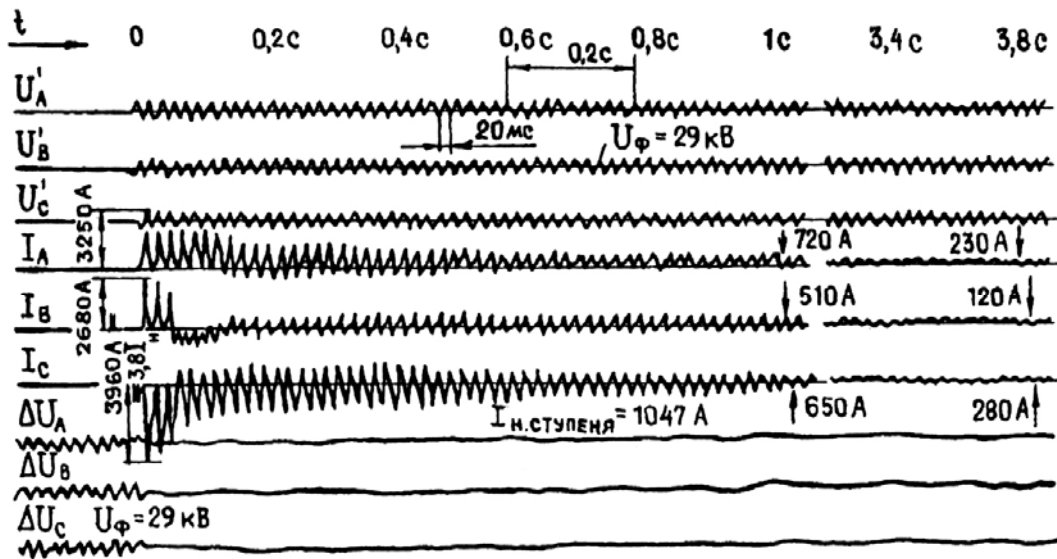


Рис. 9.5. Перехідний процес фазних струмів та напруг у живильній мережі при вмиканні в режимі холостого ходу трансформатора потужністю 45 МВ·А печі ДСП-200

Кратність можливих кидків струму намагнічування при вмиканні трансформаторів досягає $4I_n$ (рис. 9.5). Кидки струмів різко зменшуються з переходом на нижчі ступені напруги, а також з прогріванням печі.

Імпульсний характер графіків навантаження електрозварювальних установок призводить до появи провалів в обвідній кривій напруги, форма яких залежить від форми індивідуальних імпульсів струму зварювання. Зміна струму та напруги на затискачах установки стикового зварювання потужністю 600 кВ·А зображені на рис. 9.6.

Закономірності змін провалів напруги відповідають закономірностям змін індивідуальних графіків і описуються залежностями, що встановлюють за допомогою ймовірних методів. Глибина провалів напруги визначається потужністю електрозварювальної установки та джерела живлення, а також параметрами живильної мережі. Установки точкового та рельєфного зварювання утворюють провали напруги до 7 %. Найглибші провали напруги спостерігаються на затискачах стикових та багатоточкових установок (до 19 %). Середня частота провалів напруги $f_{П ср} = n / t_{П ср}$, де n – кількість імпульсів струму за середній цикл зварювання $t_{П ср}$.

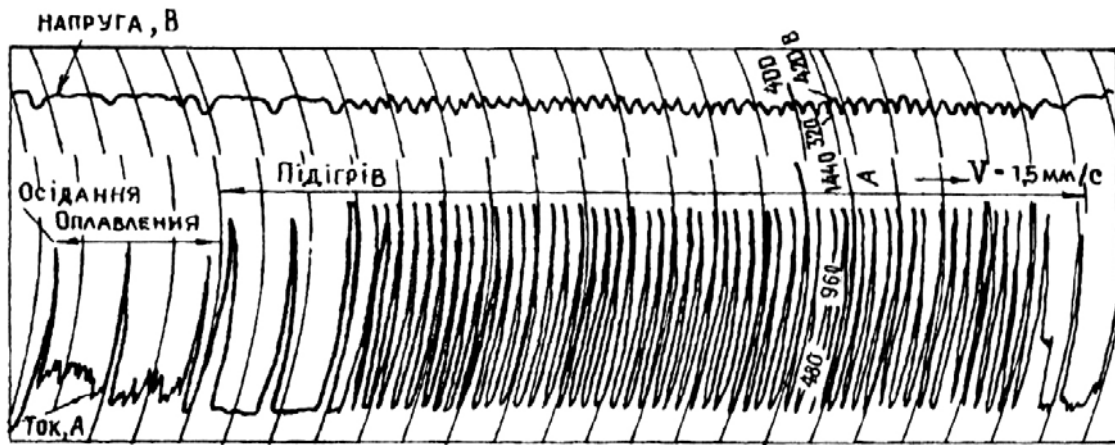


Рис. 9.6. Перехідний процес зварювального струму та напруги установки стикового зварювання потужністю 600 кВ·А

У мережах, що живлять групи зварювальних установок, провали напруги мають випадковий характер. Найбільші провали напруги (до 30 %) у тих мережах, що живлять стикові та багатоточкові установки, а найменші – у мережах, які живлять дугові зварювальні установки (не більше 3%). Максимум частот провалів напруги групових графіків складає 1,8...4 Гц. Електрозварювальні установки також створюють коливання напруг, середня частота яких $f_{П ср} = 2n / t_{П ср}$. Коливання напруг – різноманітні: від періодичних прямокутних до випадкових марковських. Максимальна частота коливань напруги в групових мережах складає 5...12 Гц. Основна енергія спектра коливань зосереджена в інтервалі 2,5...3 Гц. Електрозварювальні установки працюють в імпульсному режимі. Тому необхідно враховувати появу відбиття цього режиму у вигляді перехідного процесу споживаного струму. При асинхронному вмиканні амплітудне значення перехідного струму може досягти триразового значення номінального струму. Тривалість процесу – від трьох до шести періодів. Більші значення перехідних струмів призводять до зростання амплітуди провалів напруги та додаткового спотворення синусоїди напруги за рахунок появи в струмі постійної складової та парних гармонік. Режим роботи електрозварювальних установок регулюється тиристорними перетворювачами.

Утворені ударним навантаженням неперіодичні коливання напруги можна звести до періодичних, еквівалентних щодо енергії або середньої потужності процесу за час T . Еквівалентний розмах періодичного p -го коливання (%) визначається:

$$\delta V_{ек} = \sqrt{\sum_{p=1}^n \delta V_p^2 / n},$$

де n – число коливань за час T .

Вираз для визначення $\delta V_{ек}$ можна записати інакше, використовуючи значення накиду реактивних потужностей δQ_p і потужності КЗ на шинах з увімкненням різкозмінних навантажень:

$$\delta V_{ек} = \frac{\sqrt{\sum_{p=1}^n \delta Q_p / n}}{S_k}.$$

Умова допустимих коливань напруги: $\delta V_{ек} \leq \delta V_{дон}$.

9.5. Процеси при комутаціях конденсаторних батарей

Конденсаторні батареї встановлюють у вузлах навантаження мереж напругою 6–110 кВ в основному як місцеві джерела реактивної потужності та з метою регулювання її потоків. Завдяки цьому досягається істотне підвищення стійкості режимів, обмеження струмів КЗ та регулювання напруги. Процеси комутації конденсаторних батарей – із специфічними особливостями, їх вмикання та вимикання супроводжуються зміною багатьох параметрів режиму.

Протягом перебігу перехідних процесів може виникати значний кидок струму та перенапруг, небезпечних як для мереж і комутаційної апаратури, так і для конденсаторних батарей. Вимикач, встановлений у приєднанні батареї, вмикає та вимикає великі струми, здійснює комутацію значно частіше, аніж вимикач ЛЕП. Окрім того, кидок перехідного струму при вмиканні конденсаторної батареї більший, ніж при вмиканні лінії. Тому до вимикачів високої напруги, передбачених для роботи в колах комутації батарей, ставляться підвищені вимоги.

При вмиканні конденсаторної батареї* на струм промислової частоти накладається високочастотний струм перехідного режиму. У разі несприятливої фази напруги в момент вмикання батареї швидкість нарощування струму відповідає увімкненню на КЗ. Амплітуда струму перехідного режиму набагато менша за амплітуду струму КЗ, однак може набути кількох кілоампер. Амплітуда перехідного струму

* Розглядаються процеси при комутації конденсаторних батарей в мережах, де немає інших батарей.

сягає мінімального значення, якщо струм з'являється при максимальній напрузі. Великі кидки струму можливі під час паралельного вмикання батарей, проте такі струми обмежуються реакторами.

Порівняно часті вмикання та вимикання струму конденсаторної батареї (раз чи двічі за добу) обтяжують дію вимикача. Це, як правило, викликає зростання ймовірності його відмови (зварювання контактів та більше їх спрацювання, неприпустиме підвищення тиску в дугогасильному пристрої тощо). Процеси зміни струму при вмиканні однофазного кола із зосередженою ємністю відомі з курсу електротехніки. При вмиканні трифазної конденсаторної батареї в електричній системі із заземленою нейтраллю (мережі напруги 110 кВ) виниклі процеси аналогічні однофазним.

У трифазній схемі реальної електричної мережі амплітуди струму вмикання можуть різнитися від розрахованих для однофазної схеми внаслідок затухання перехідного струму, наявності кількох складових різних частот та неодноразовної появи струму в різних фазах. На перехідний процес може впливати навіть невелика неодноразовність появи струму через різницю в докладених до контактів миттєвих значень фазної напруги та неусувну неодноразовність замикання чи розмикання контактів. Оскільки періоди змін струму високої частоти малі, то неодноразовність появи струму фаз призводить до того, що при вмиканні другої та третьої фаз струм в раніш увімкнених фазах може досягти великих значень, а їх взаємовплив стає суттєвішим.

Численними випробуваннями встановлено, що незважаючи на велику кількість означених чинників, які можуть позначатися на розбіжності максимальних амплітуд перехідного струму при вмиканні конденсаторної батареї в розрахунковій однофазній та в реальній трифазній схемах, амплітуди струмів практично збігаються. Зміна фазних струмів та напруг при вмиканні конденсаторної батареї зображені на рис. 9.7. Швидкість наростання перехідного струму при наявності високочастотних складових може сягати великих значень

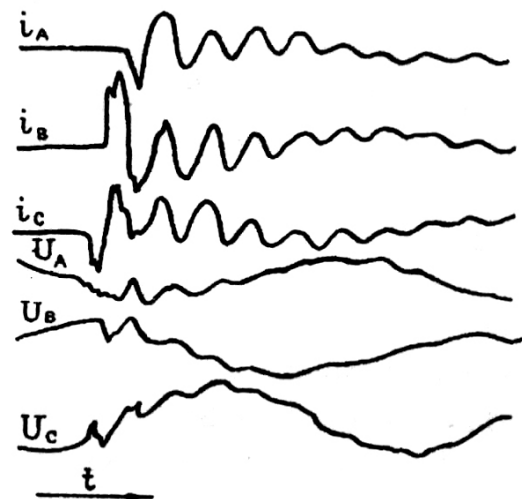


Рис. 9.7. Осцилограми перехідних процесів фазових струмів та напруг при вмиканні конденсаторної батареї

(до 50 А/мкс), небезпечних для вимикача. Для її зниження зменшують паразитну ємність конденсаторної батареї або між вимикачем та батареєю вмикають реактор.

При вмиканні конденсаторних батарей перехідні процеси супроводжуються появою перенапруг. Теоретично максимальний коефіцієнт перенапруги дорівнює 2 (можливий – при замиканні кола на максимум напруги), а практично – не перевищує 1,9.

У разі вимкнення батареї (при дослідженні вимикачів з природним масляним дуттям), що супроводжується повторним виникненням дуги, поштовхи струму та перенапруги звичайно бувають більшими, аніж при її вмиканні. Значення струмів при цьому залежать від потужності батареї та характеристики мережі, а перенапруг – від кількості повторних запалювань дуги під час вмикань. Вмикання опорів для розрядки батарей або використання для цього трансформатора напруги впливає тільки на процес вмикання, якщо заземлювальний пристрій приєднаний постійно. При вимиканнях конденсаторної батареї, приєднаної до підстанції довгим кабелем, виникають додаткові коливання, які спричиняють значні перенапруги в мережі.

При вимкненні конденсаторної батареї за допомогою маломасляних вимикачів перенапруги повторний пробій або запалювання дуги відсутні, час горіння дуги зменшується, чому сприяє наявність постійного тиску в дугогасильних пристроях. Використання таких вимикачів для комутації конденсаторних батарей – досить перспективне.

Застосування заземлювальних опорів у нейтралі конденсаторної батареї може на 15...20 % знизити перенапругу при повторних виникненнях дуги та появи напруги на контактах вимикача.

9.6. Короткі замикання в мережах постійного струму

Постійний струм застосовується для живлення електролізних установок кольорової металургії та хімічної промисловості, дугових вакуумних та графітових електропечей, установок для електрохімічної обробки металів та гальваностегії, електричного транспорту, електроприводу, зарядних пристроїв, цехових мереж. Мережі постійного струму для живлення сигналізації та диспетчеризації звичайно мають малу потужність.

Як перетворювачі змінного струму на постійний використовують напівпровідникові випрямлячі на некерованих та керованих вентилях (діодах або тиристорах).

Для випрямлячів застосовують трифазну мостову схему, шестифазну нульову із зрівняльним реактором, трифазну нульову схему перетворення. Випрямлячі малої потужності – з трифазною нульовою схемою. В трифазній мостовій схемі (рис. 9.8,*а*) первинна і вторинна обмотки живильного трансформатора з'єднані на зірку або трикутник. Кожна фаза вторинної обмотки через вентилі сполучена з позитивним та від'ємним полюсами кола постійного струму. В шестифазній нульовій схемі (рис. 9.8,*б*) первинна обмотка живильного трансформатора поєднується на зірку або трикутник, а вторинна – на дві зворотні зірки, нульові точки яких сполучені через зрівняльний реактор. Середня точка зрівняльного реактора – це від'ємний полюс постійного струму.

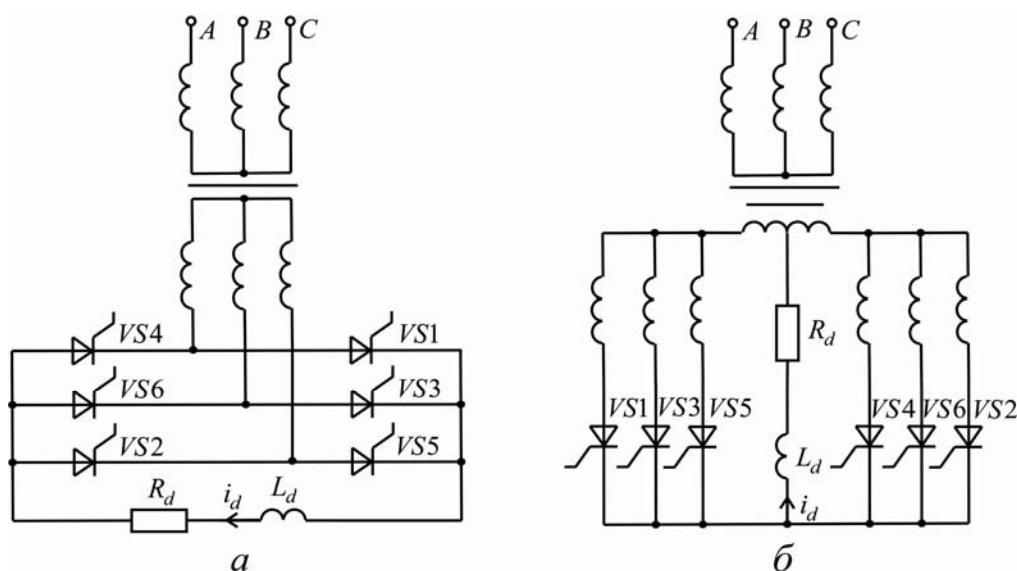


Рис. 9.8. Схеми випрямлення трифазного змінного струму:
а – трифазної мостової; *б* – шестифазної зрівняльним реактором

У трифазній нульовій схемі вторинна обмотка трансформатора поєднана на зірку або зигзаг із виведеною нульовою точкою. В першому випадку первинна обмотка повинна бути з'єднана на трикутник, а в другому – на зірку.

Процеси при КЗ у всіх мережах постійного струму однакові: КЗ виникає в основному з причин, що й у мережах змінного струму. Аварійні режими можливі при неприпустимих перевантаженнях, коли виходять з ладу окремі елементи силової схеми випрямляча або в

системах управління та автоматичного регулювання. Розрахунок цих режимів необхідний для вибору параметрів силової схеми випрямляча та засобів захисту.

Аварії розподіляють на зовнішні та внутрішні (зіпсованість елементів силової схеми, пошкодження одного з вентилів моста). Внаслідок зовнішніх аварій можуть вийти з ладу вентилялі та розвинутися внутрішні аварії.

Розглянемо аварійні режими для двох схем випрямлення: трифазної мостової та шестифазної нульової із зрівняльним реактором. Припущення: параметри силових елементів випрямляча – лінійні; нелінійність зовнішньої характеристики випрямляча внаслідок зміни числа вентилів, що комутуються, в процесі КЗ ураховується лише при великій тривалості перехідного процесу і малій віддаленості КЗ; трифазна система живлення – симетрична та зрівноважена; намагнічувальні струми трансформаторів та відповідні ємності елементів електроустаткування – малі; аварія виникає при усталеному режимі живильної мережі. Ці припущення дають змогу отримати достовірний рівень результатів відповідно до вимог практики.

Струм зовнішнього КЗ випрямляча при навантаженні I_d у перехідному режимі

$$i_k = I_k [1 - \exp(-tR_d / L_d)] + I_d \exp(-tR_d / L_d). \quad (9.9)$$

Тут зовнішня характеристика випрямляча (за характером електромагнітних процесів і можливих умов КЗ) складається з двох частин: прямолінійної та еліптичної.

Сталий струм КЗ залежить від схеми випрямляча, режиму його роботи та параметрів кола. При малих значеннях аварійного струму (віддалені КЗ) та почерговій роботі двох-трьох вентилів схеми, коли зовнішня характеристика випрямляча прямолінійна (кут комутації вентилів $\gamma < 60^\circ$, режим 1), для розглянутих схем випрямлення маємо відповідно:

$$\begin{aligned} I_{k(a)} &= 1,35U_{2Л}(1 \pm \Delta u_C / 100) / [r_{pez(a)} + 0,955(x_C + x_T / n)]; \\ I_{k(b)} &= 0,675U_{2Л}(1 \pm \Delta u_C / 100) / [r_{pez(b)} + 0,239(x_C + x_T / n)], \end{aligned} \quad (9.10)$$

де $U_{2Л}$ – вторинна лінійна напруга трансформатора, що живить випрямляч, В; Δu_C – втрата напруги живильної мережі, %; n – число паралельно працюючих випрямлячів.

Для великих значень аварійного струму (КЗ поблизу випрямляча) і одночасній роботі трьох вентилів схеми, коли зовнішня характеристика випрямляча еліптична (кут $\gamma = 60^\circ$, режим 2), справедливо:

$$I_{\kappa(a)} = 1,17U_{2Л}(1 \pm \Delta u_C / 100) / \sqrt{r_{рез(a)}^2 + [3(x_C + x_T / n) / 2]^2};$$

$$I_{\kappa(b)} = 0,585U_{2Л}(1 \pm \Delta u_C / 100) / \sqrt{r_{рез(b)}^2 + [3(x_C + x_T / n) / 2]^2} \quad (9.11)$$

Активні опори випрямлячів при КЗ визначають за виразами:

$$r_{рез(a)} = 3r_T / (2n) + r_{зш} + r_{\partial};$$

$$r_{рез(b)} = 3r_T / (2n) + r_{зш} + r_{\partial}; \quad (9.12)$$

індуктивності в режимі 1

$$L_{рез(a)} = 0,955(x_C + x_T / n) / \omega + L_{зш};$$

$$L_{рез(b)} = 0,239(x_C + x_T / n) / \omega + L_{зш}, \quad (9.13)$$

а в режимі 2

$$L_{рез(a)} = 3(x_C + x_T / n) / 2\omega + L_{зш};$$

$$L_{рез(b)} = 3(x_C + x_T / n) / (8\omega) + L_{зш}. \quad (9.13,а)$$

Опір дуги $r_{\partial} = 0,01...0,015$ Ом. Струми КЗ на шинах випрямлячів з опором дуги $r_{\partial} = 0$ для розглянутих схем можна розрахувати за формулами:

$$I_{\kappa(a)} = 0,78U_{2Л}(1 \pm \Delta u_C / 100) / \sqrt{r_T^2 + (x_C + x_T)^2};$$

$$I_{\kappa(b)} = 1,56U_{2Л}(1 \pm \Delta u_C / 100) / \sqrt{r_T^2 + (x_C + x_T)^2}, \quad (9.14)$$

де опори x_C , r_{TP} , x_{TP} (Ом) визначаються так:

$$x_C = U_{2Л}^2 \cdot 10^{-6} / S_{\kappa};$$

$$r_T = \Delta P_M U_{2Л}^2 10^{-3} / S_T^2;$$

$$x_T = U_{2Л}^2 10^{-5} \sqrt{u_{\kappa}^2 - (100\Delta P_M / S_T)^2},$$

де S_{κ} – потужність КЗ на шинах змінного струму; ΔP_M – потужність втрат в обмотках трансформатора при КЗ.

Перехід від режиму 1 до режиму 2 відбувається при значеннях аварійного струму випрямлячів:

$$I_{\kappa П(a)} = 0,26U_{2Л}(1 \pm \Delta u_C / 100) / (x_C + x_T);$$

$$I_{\kappa П(b)} = 0,26U_{2Л}(1 \pm \Delta u_C / 100) / (x_C + x_T). \quad (9.15)$$

За менших (більших) значень струмів КЗ, аніж значення $I_{\kappa П}$, для їх визначення необхідно використати відповідно вирази (9.10) та (9.11).

Струм внутрішнього КЗ, викликаного пробоем вентиля трифазного мостового випрямляча, знаходять таким чином (аналогічно здійснюють розрахунок для шестифазної нульової схеми із зрівняльним реактором). За параметрами трансформатора визначають відношення $x_{(a)} / R_{(a)}$, де $x_{(a)} = \omega L_{(a)}$ і $R_{(a)}$ – сумарні індуктивні та активні опори однієї фази, і розраховують максимальний базовий струм схеми:

$$I_{\delta \max} = \frac{\sqrt{2}U_{2\phi}}{\sqrt{x_{(a)}^2 + R_{(a)}^2}}. \quad (9.16)$$

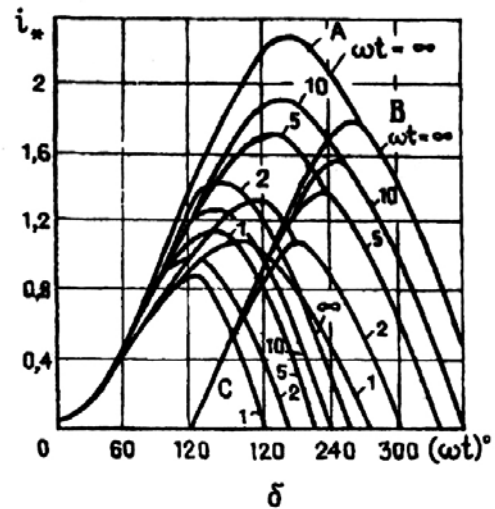
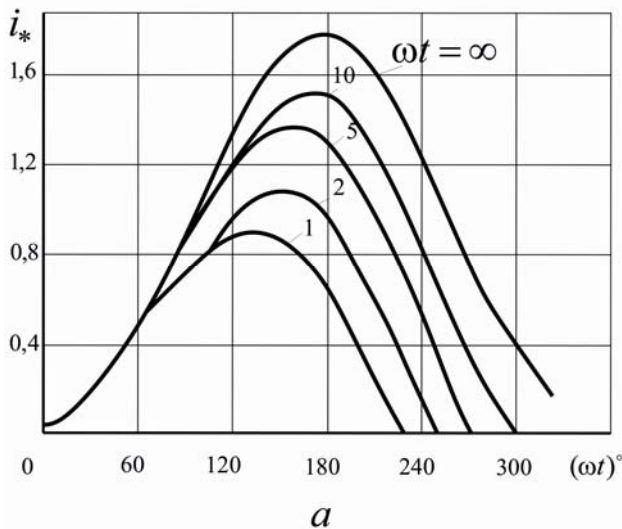


Рис. 9.9. До розрахунку миттєвих значень аварійного струму тиристорів при внутрішньому КЗ під час блокування імпульсів управління: *a* – до чергової комутації; *б* – після першої комутації

Миттєві значення аварійного струму тиристорів та діодів при використанні кривих на рис. 9.9 та 9.10 складають $i_k = i_* I_{\delta \max}$. Розглядають випадки з блокуванням (для засобів захисту випрямляча) і без блокування імпульсів управління. Криві *A* на рисунках характеризують струми пробитого вентиля; криві *B* – струми кола підживлення вентиля перед початком роботи, а криві *C* – струми вентиля перед її закінченням. Як видно, амплітуда та тривалість перебігу аварійного струму через пробитий ventиль більші, ніж через непошкоджені ventилі, що здійснюють підживлення.

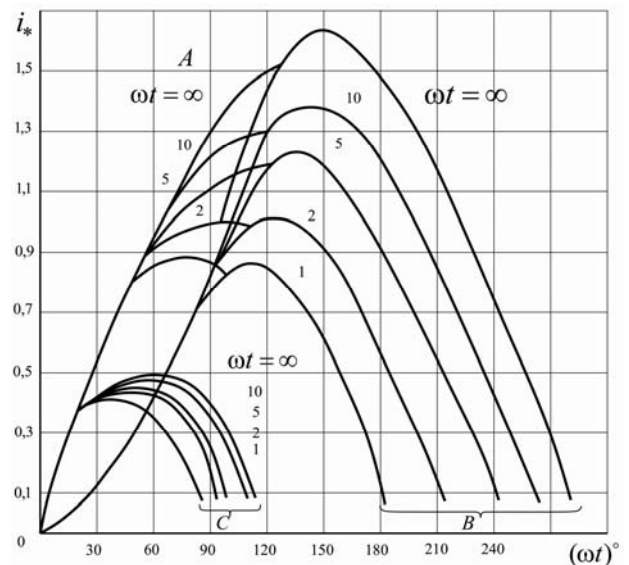


Рис. 9.10. До розрахунку миттєвих значень аварійного струму діодів при внутрішньому КЗ в час прикладання максимальної зворотної напруги

За графічними залежностями, зображеними на рис. 9.11, знаходять відносне значення теплового еквівалента, яке перетворюють згодом на абсолютне за формулою:

$$W = I_{\delta \max}^2 \cdot A_T / \omega.$$

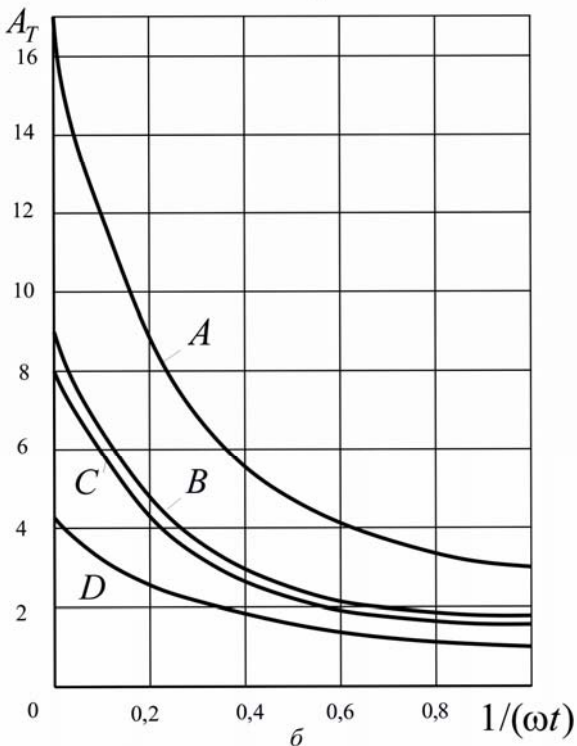
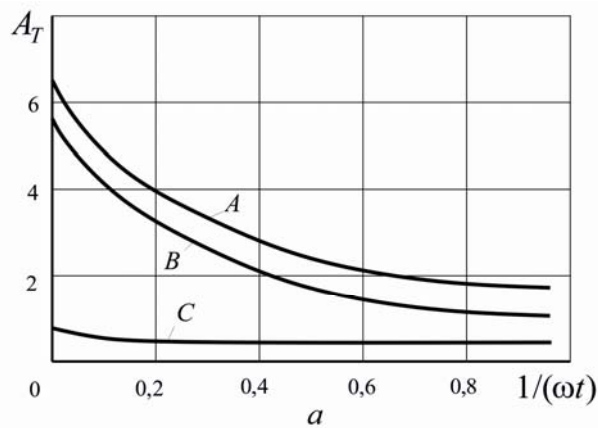


Рис. 9.11. Криві відносного значення теплового еквіваленту у часі при внутрішньому КЗ випрямлювача після першої комутації пробитого тиристора (A) і тиристорів підживлення (C і D): а – некерованого; б – керованого

з'єднанням їхніх обмоток за схемою Y_0 / Δ . Якщо ж точка КЗ у колі змінного струму інвертора, то останній вводять до схеми заміщення прямої послідовності у вигляді шунта. Опір шунта Z_{III} залежить від місця КЗ та розрахункового моменту часу. При КЗ поблизу інвертора (можливе порушення його стійкості – перекидання) для моменту часу 0,02 с значення Z_{III} беруть за попереднім навантаженням. Для насту-

Як бачимо, пробій вентиля в момент закінчення комутації – найважчий порівняно з пробоями в інші моменти часу після початку аварії. Це пояснюється тим, що зворотна напруга діє на пробитий вентиль більшу частину періоду живильної напруги. За інших рівних умов некеровані схеми випрямлення з діодами мають вищі значення струмів та тривалості їх перебігу, ніж схеми випрямлення з тиристорами.

Джерела енергії можуть бути пов'язані з місцем КЗ за допомогою ЛЕП постійного струму. Врахування цих джерел при обчисленні струмів КЗ з метою вибору або ж перевірки апаратів та провідників залежить від місця КЗ і типу перетворювального агрегату. Коли точка КЗ у колі змінного струму випрямляча, останній необхідно вводити до схеми заміщення прямої послідовності у вигляді постійного навантаження (постійного шунта). Параметри шунта визначаються попереднім навантаженням електропередачі. До схеми заміщення зворотної послідовності випрямляч не вводять. Схема заміщення нульової послідовності містить лише трансформатори випрямляча із

пних моментів часу $Z_{III} = jx_T$, де x_T – сумарний опір трансформаторів інверторів.

Якщо при КЗ інвертор не перекидається, то для будь-якого часу

$$Z_{III} = U_{зал} Z_{нв} / U_{зал(0)},$$

де $U_{зал}$ – залишкова напруга на шинах інвертора при КЗ (без урахування електропередачі постійного струму); $Z_{нв}$ – опір шунта, що визначається попереднім навантаженням; $U_{зал(0)}$ – залишкова напруга на шинах інвертора до КЗ (у схему заміщення зворотної послідовності інвертор не вводять). Схема заміщення нульової послідовності містить лише трансформатори інвертора із з'єднанням їх обмоток за схемою Y_0 / Δ .

Коли КЗ супроводжується зняттям імпульсів управління з інвертора, то для будь-яких моментів часу (до нового вмикання електропередачі) $Z_{III} = \infty$.

Приклади розрахунків

Приклад 9.1. Визначити струм КЗ випрямляча, що живить двигун постійного струму при глухому замиканні його обмотки. Випрямляч живиться від трансформатора потужністю 400 кВ·А, напругою 10/0,23 кВ. Потужність КЗ на боці ВН складає 50 МВ·А. Живлення підводиться до двигуна двожилиним алюмінієвим кабелем перерізом 2x120 мм² завдовжки 25 м. Випрямляч зібраний за трифазною мостовою схемою.

Розв'язання. Параметри живильного трансформатора і кабелю за довідковими даними: трансформатор ТМ-400/10 ($\Delta P_M = 5,5$ кВт; $u_k = 4,5$ %); $r_1 = 0,258$ Ом/км ($r_{KL} = r_1 l = 0,258 \cdot 0,025 = 0,0065$ Ом). Опір дуги r_d в місці КЗ беремо рівним 0,01 Ом.

Опір живильного трансформатора, Ом:

$$r_T = \Delta P_M U_{2Л}^2 \cdot 10^{-3} / S_T^2 = 5,5 \cdot 230^2 \cdot 10^{-3} / 400^2 = 0,018;$$

$$x_T = U_{2Л}^2 \cdot 10^{-5} \cdot \sqrt{u_k^2 - (100 \Delta P_M / S_T)^2} / S_T =$$

$$= 230^2 \cdot 10^{-5} \cdot \sqrt{4,5^2 - (100 \cdot 5,5 / 400)^2} / 400 = 0,057.$$

Результуючий активний опір кола КЗ

$$r_{рез} = 3r_T / 2 + r_{KL} + r_d = 3 \cdot 0,018 / 2 + 0,0065 + 0,01 = 0,04535 \text{ Ом.}$$

Опір зв'язку з електричною системою

$$x_C = U_{2Л}^2 \cdot 10^{-6} / S_k = 230^2 \cdot 10^{-6} / 50 = 0,001 \text{ Ом.}$$

Струм КЗ в режимі 1

$$I_k = 1,35 U_{2Л} / [r_{рез} + 0,955(x_C + x_T)] =$$

$$= 1,35 \cdot 230 / [0,0435 + 0,955(0,001 + 0,057)] = 3,14 \text{ кА.}$$

Аварійний струм, при якому відбувається перехід від режиму 1 до режиму 2:

$$I_{кП} = 0,26 \cdot U_{2Л} / (x_C + x_T) = 0,26 \cdot 230 / (0,001 + 0,057) = 1,03 \text{ кА.}$$

Оскільки $I_k > I_{кП}$, тоді має місце режим 2. Струм КЗ у режимі 2:

$$I_k = 1,17U_{2Л} / \sqrt{r_{рез}^2 + \left[\frac{3}{2}(x_C + x_T) \right]^2} =$$

$$= 1,17 \cdot 230 / \sqrt{0,00435^2 + \left[\frac{3}{2}(0,001 + 0,057) \right]^2} = 2,77 \text{ кА.}$$

Приклад 9.2. Індуктивна установка поверхневого загартування споживає потужність $P_V = 500$ кВт при частоті 8000 Гц, живлячись напругою $U_H = 375$ В при $\cos \varphi = 0,9$. Джерело живлення розташоване на відстані 5 м від установки. Напруга підводиться шинопроводом, який складається з п'яти алюмінієвих шин 100×6 мм² (трьох прямих та двох зворотних). Визначити струм КЗ при замиканні виводів індуктора.

Розв'язання. Шини завширшки 100 мм з відстанню між ними 30 мм на частоті 8000 Гц мають опір $r_1 = 0,72$ Ом/км і $x_1 = 14,92$ Ом/км.

Повний опір шинопроводу з урахуванням того, що при п'яти шинах – чотири пари струмопровідних поверхонь:

$$Z_{Ш} = \sqrt{(r_1 l)^2 + (x_1 l)^2} / 4 =$$

$$= \sqrt{(0,72 \cdot 5 \cdot 10^{-3})^2 + (14,92 \cdot 5 \cdot 10^{-3})^2} / 4 = 0,0187 \text{ Ом.}$$

При обліку враховуємо опори живильного трансформатора. Потужність трансформатора – 630 кВ·А ($u_k = 5,5$ %; $\Delta P_M = 8,5$ кВт). Тоді

$$Z_T = u_k \cdot U_{2H} / (100\sqrt{3} \cdot I_2) = 5,5 \cdot 400 / (100\sqrt{3} \cdot 909) = 0,014 \text{ Ом;}$$

$$r_T = \Delta P_M / (3I_2^2) = 8500 / (3 \cdot 909^2) = 0,00343 \text{ Ом;}$$

$$x_T = \sqrt{0,014^2 - 0,00343^2} = 0,0136 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір короткозамкненого кола

$$Z_k = \sqrt{(r_T + r_{Ш})^2 + (x_T + x_{Ш})^2} =$$

$$= 10^{-3} \sqrt{(3,43 + 0,9)^2 + (13,6 + 18,65)^2} = 0,0325 \text{ Ом.}$$

Струм КЗ

$$I_k = U_{2H} / Z_k = (400 / 0,0325) \cdot 10^{-3} = 12,3 \text{ кА.}$$

Приклад 9.3. Розрахувати значення ємнісного струму замикання на землю в розподільній мережі та індуктивність дугогасильного реактора для повної компенсації першої гармоніки ємнісної складової струму замикання, якщо відомо, що мережа напругою 10 кВ має чотири КЛ завдовжки 1,5; 1,8; 2,4 і 2,1 км

відповідно, а питома ємність однієї фази дорівнює $C_0 = 0,037 \cdot 10^{-6} \text{ Ф/км}$ (ємність електроприймачів не враховувати).

Розв'язання. Ємнісний струм замикання на землю

$$I_{3C} = \sqrt{3}U_n \omega C_0 l_\Sigma = \sqrt{3} \cdot 10000 \cdot 314 \times \\ \times 0,37 \cdot 10^{-6} \cdot (1,5 + 1,8 + 2,4 + 2,1) = 15,67 \text{ кА.}$$

Індуктивність дугогасильного реактора за умови $I_L = I_C$:

$$L_{\text{дк}} = U_n / (\sqrt{3}\omega I_{3C}) = 10000 / (\sqrt{3} \cdot 314 \cdot 15,67) = 1,17 \text{ Гн.}$$

Контрольні запитання

1. Особливості КЗ у живильних мережах напругою 330 кВ та вище.
2. Загальні залежності, що використовуються при розрахунках струмів КЗ у живильних мережах.
3. Складові повного струму трифазного КЗ для умов рис. 9.1.
4. Особливості розрахунку КЗ у мережах струму підвищеної частоти.
5. Чим характеризуються замикання на землю в мережах напругою 6–35 кВ?
6. З якою метою застосовують дугогасильні реактори і як вони впливають на перебіг процесів при замиканнях на землю?
7. Значення оцінки режимів замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю.
8. Особливості перехідних процесів в електротехнологічних установках.
9. Характерні особливості перехідних процесів під час експлуатації конденсаторних батарей.
10. Умови виникнення КЗ у мережах постійного струму.
11. Режими роботи випрямлячів при можливих КЗ.
12. Як здійснюється перехід від режиму 1 до режиму 2 при розрахунку КЗ у колі випрямляча?
13. Як розраховують внутрішні КЗ випрямляча, викликані пробоем вентиля?

Теми рефератів

1. Розрахунки аварійних режимів у мережах струму підвищеної частоти.
2. Оцінка аварійних режимів у мережах струму підвищеної частоти.
3. Небезпечні наслідки процесів замикання на землю в електричних мережах.
4. Розрахунок процесів при комутаціях конденсаторних батарей в електричних мережах.
5. Особливості аналізу перехідних процесів при замиканнях в електричних мережах надвисокої напруги (330-750 кВ).
6. Особливості аналізу перехідних процесів при замиканнях в електричних мережах постійного струму.

Розділ 10. РІВНІ СТРУМІВ ТА ПОТУЖНОСТІ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

10.1. Якість електромагнітних перехідних процесів

Основне джерело в електропостачанні промислових підприємств – електроенергетична система (ЕЕС). Тенденції зростання кількості та потужності джерел електричної енергії в ЕЕС, наближення джерел живлення до споживачів, збільшення числа і потужності синхронних та асинхронних двигунів у вузлах навантаження означають одночасно підвищення рівня потужності і струмів КЗ на шинах знижувальних підстанцій та в розподільних електричних мережах СЕП. Це обумовлює підвищені вимоги відносно електродинамічної та термічної стійкості елементів СЕП, а також функціонування комутаційної апаратури, релейного захисту, системної автоматики.

При створенні СЕП слід узгоджувати поставлені вимоги до елементів з можливими перехідними процесами. Аналіз електромагнітних перехідних процесів з оцінкою їх якості необхідний для проектування і правильної експлуатації СЕП.

Перехідні процеси щодо узгодження з вимогами до СЕП з їх елементами характеризуються якісними та кількісними показниками. Останні звичайно є функціоналами залежності параметрів режиму від тривалості або їх граничними значеннями і містять певну інформацію. Показники якості електромагнітних перехідних процесів, що виникають при переході СЕП від нормального режиму роботи до аварійного, оцінюють за такими їх властивостями, характеристиками та наслідками.

Тривалість перехідного процесу. Це – інтервал часу, протягом якого СЕП переходить з одного стійкого стану до іншого. Тривалість процесів, близьких до аперіодичних, можна оцінити інтервалом часу $t_{\text{трив}} \leq 3T_a$, якщо скористатися значенням еквівалентної постійної часу електричної мережі T_a . При перехідних процесах, які виникають внаслідок раптових порушень нормального режиму, звичайно прагнуть скоротити час аварійного режиму. Оцінюючи розрахункову тривалість аварійного режиму (КЗ), цей інтервал часу складають з мінімального часу дії засобів захисту $t_{3\text{min}}$ та власного часу вимикання комутаційної апаратури $t_{3\text{вим}}$:

$$\tau = t_{3\text{min}} + t_{3\text{вим}}.$$

Можливі порушення режиму (вмикання, вимикання, КЗ, пуск тощо) розраховують за тривалістю для кожного виду електроустаткування з метою порівняння з допустимим часом перебігу перехідного режиму, який може обмежуватися технічними чи технологічними умовами, вимогами безпеки, перегріванням і т. ін.

Характер перехідного процесу. Його оцінюють за зміною струму протягом певного часу. Характер електромагнітного перехідного процесу залежить від потужності джерел електричної енергії, параметрів електричних мереж, наявності на генераторах пристроїв АРЗ, встановлення в електричних мережах пристроїв АПВ.

Характер перехідного процесу (зміни параметрів режиму) може бути аперіодичним, коливальним з незмінною або аперіодично мінливою амплітудою чи монотонним. При розрахунку параметрів режиму КЗ використовують якісну оцінку характеру перехідного процесу за амплітудою. Щодо розмагнічувальної дії реакції статора генераторів при перебігу струму КЗ джерела живлення умовно розподіляють на джерела необмеженої та обмеженої потужності (за електричною віддаленістю від місця КЗ, див. розд. 5).

Кількісні оцінки у визначенні характеру перехідного процесу – коефіцієнт затухання періодичної складової струму КЗ

$$\gamma_{\text{пт}} = I_{\text{пт}} / I'' \quad (10.1)$$

і коефіцієнт затухання аперіодичної складової струму КЗ

$$\gamma_{\text{ат}} = i_{\text{ат}} / i_{\text{а0}}. \quad (10.2)$$

Небезпечні наслідки для обладнання СЕП. Останні оцінюють відповідно такими показниками перехідного процесу струму КЗ:

– електродинамічною стійкістю елементів СЕП (перевіряється за ударним струмом при трифазному КЗ);

– термічною стійкістю (оцінюється за найбільшим тепловим імпульсом струму при три- або двофазному КЗ)

$$B_{\text{к}} = \int_0^t i_{\text{к}}(t) dt. \quad (10.3)$$

Вплив параметрів аварійного перехідного процесу на нормальні режими роботи СЕП та її елементів. Для СЕП підприємств оцінку цього впливу відображають залежності показників якості електричної енергії у електроприймачів з складним режимом споживання енергії від рівня потужності КЗ:

– коефіцієнт спотворення кривої синусоїдальності напруги

$$K_{\text{нс}} = S_{\text{на}} / S_{\text{к}} \leq 0,05, \quad (10.4)$$

пропорційний сумарній потужності перетворювальних агрегатів S_{na} та обернено пропорційний потужності КЗ;

– коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю

$$K_{2U} \approx S_{no} / S_k \leq 0,02, \quad (10.5)$$

пропорційний потужності однофазного навантаження S_{no} та обернено пропорційний потужності КЗ;

– коливання напруги

$$\delta V = (\Delta P_{рез} / r_{рез} + \Delta Q) / S_k, \quad (10.6)$$

пропорційні накиду потужності реактивного навантаження та обернено пропорційні потужності КЗ;

– коливання частоти

$$\Delta f \approx (\Delta P / \Delta t) / (2\pi S_k), \quad (10.7)$$

пропорційні швидкості накиду активної потужності у електроприймачів з різкозмінним навантаженням та обернено пропорційні потужності КЗ.

Вартість додаткових заходів для поліпшення необхідних характеристик перехідного процесу в СЕП. Для СЕП великих підприємств струми КЗ досягають на приймальних пунктах електричної енергії таких значень, що без їх обмежень не обійтися. Вирішення цього завдання вимагає додаткових капітальних вкладень.

Як бачимо, показники якості електромагнітних перехідних процесів по-різному характеризують умови функціонування СЕП та електроприймачів. В основі якісної оцінки всіх показників лежать струми та потужності КЗ. Для СЕП характерне протиріччя в оцінці їх рівня. З погляду зниження вартості елементів СЕП та поліпшення умов їх роботи рівні струмів та потужності КЗ бажано зменшувати, а забезпечення якості електричної енергії у електроприймачів, навпаки – підвищувати. Звідси – пошук компромісного вибору показників якості електромагнітних перехідних процесів та рівнів струму і потужності КЗ.

10.2. Способи обмеження струмів короткого замикання

Рівні струмів та потужності КЗ характеризують очікувані умови роботи електрообладнання СЕП в аварійних ситуаціях. Вони визначають вибір перерізу шин, струмоводів, провідників та кабелів, вимикальну і комутаційну властивості апаратів, електродинамічну та термічну стійкість струмоведучих частин і конструкцій

електрообладнання за чинниками аварійного режиму. Це не лише ставить жорсткіші вимоги до його технічних характеристик, а й свідчить про відповідне зростання вартісних показників.

При проектуванні СЕП вирішується техніко-економічне завдання щодо обмеження рівнів струмів та потужності КЗ до значень, допустимих параметрами економічно вигідного електрообладнання.

У процесі експлуатації СЕП має місце додавання нових джерел електричної енергії і постає питання обмеження рівнів струмів та потужності КЗ, якщо вони перевищують технічні параметри встановленого електрообладнання. Для цього використовують різні заходи, пов'язані з обмеженням струмів КЗ і спрямовані на збільшення значень електричного опору кола КЗ, локалізацію в аварійному режимі джерел його живлення та вимикання пошкодженої електричної мережі за час $t < 1 / (4f)$ (для частоти струму $f = 50 \text{ Гц}$ складає $t < 5 \text{ мс}$).

До таких заходів також належать: вибір структури і схеми електричних з'єднань елементів СЕП; стаціонарний чи автоматичний поділ електричної мережі та вибір режиму її експлуатації; вибір схем комутації; застосування обладнання з підвищеним електричним опором; використання швидкодіючих комутаційних апаратів; зміна стану нейтралі елементів мережі та вмикання в мережу ділянок з електромагнітним перетворенням параметрів режиму системи.

Структуру та схеми електричних з'єднань елементів СЕП вибирають на стадії проектування або реконструкції. Під час прийняття рішень за основу слід брати такі принципи:

- поздовжній розподіл мереж однакового рівня напруги з розміщенням об'єкта електропостачання на територіально різних ділянках, де їх зв'язок відбувається через мережу більш високої напруги (рис. 10.1,а);

- поперечний розподіл мереж однакової напруги територіально сполучених, але зв'язаних мережею вищої напруги (рис. 10.1,б);

- роздільне живлення вузлів навантаження від джерел електричної енергії з їх паралельною роботою через зв'язки в електричній мережі з використанням блокових з'єднань "генератор – трансформатор – лінія";

- розукрупнення приймальних підстанцій і поетапний розвиток СЕП шляхом впровадження глибоких вводів високої напруги;

- застосування роздільної роботи основних елементів СЕП (ліній, трансформаторів) на всіх ступенях розподілу електричної енергії;

– використання розімкнених розподільних мереж з широким вживанням струмоводів, шинних і кабельних магістральних ліній, що дає змогу скористатися струмообмежувальною дією самої мережі.

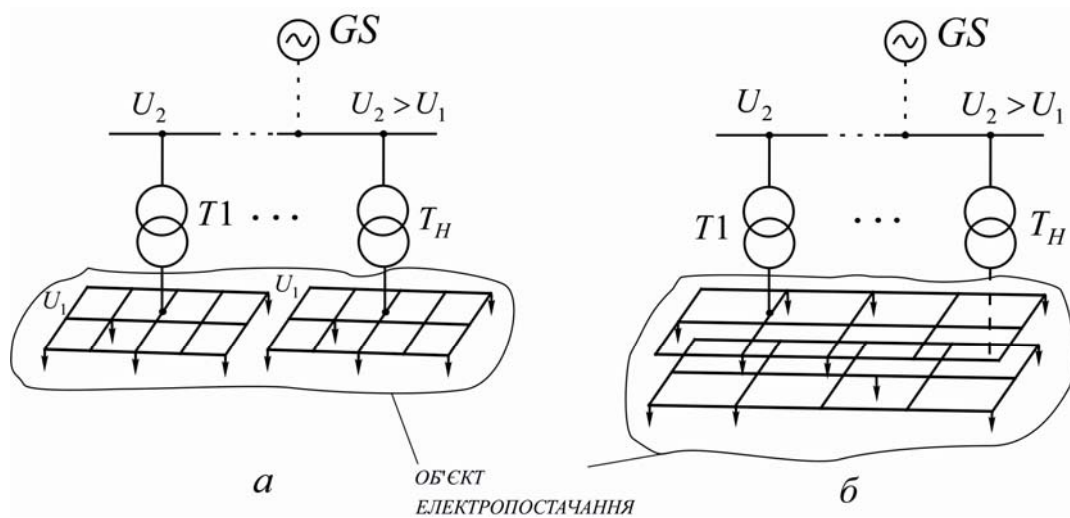


Рис. 10.1. Розподіл електричної мережі: *а* – поздовжній; *б* – поперечний

При складанні схем електропостачання необхідно брати до уваги важливі вимоги, що ставляться до СЕП.

Максимальне наближення джерел живлення до електроприймачів. У тривалих режимах використовується централізоване електропостачання від ЕЕС одним або кількома приймальними пунктами. Для СЕП промислових підприємств характерна наявність кількох джерел живлення місця КЗ: власні джерела електричної енергії у вигляді генераторів ТЕС, через підстанції зв'язку з районною енергетичною системою; синхронні компенсатори; синхронні та асинхронні двигуни, що перейшли на генераторний режим.

Пайова участь кожного джерела в живленні місця КЗ залежить від його потужності та електричної віддаленості. Наближення основного джерела живлення свідчить про зменшення кількості проміжних трансформацій в СЕП, збільшення числа елементів мережі, розрахованих на вищу напругу, а відповідно – і на менші робочі струми та струми КЗ. Усі джерела живлення СЕП підприємства з метою резервування пов'язані між собою струмоводами, КЛ або ПЛ на живильній вторинній напрузі. Поряд з резервуванням елементів у цьому випадку переважають зв'язки на вторинній напрузі, оскільки дають можливість отримувати менший рівень струмів КЗ.

Секціювання всіх ступенів розподілу електричної енергії в СЕП. Ця вимога тісно пов'язана з вибором кількості та потужності

трансформаторів головних понижувальних підстанцій (ГПП) і трансформаторних пунктів (ТП), кількості та пропускної потужності живильних ліній. Така побудова СЕП дозволяє збільшувати електричний опір мережі перебігу струму КЗ, запобігти чи локалізувати місце КЗ.

Побудова і вибір конфігурації електричної мережі (радіальної, магістральної, радіально-магістральної) повинні обґрунтовуватися разом з такими основними чинниками, як надійність, втрати потужності та енергії, витрати кольорового металу, ще й шкалою використання перерізу провідників, вибраних за рівнем струму КЗ.

Використання ступеневого струмообмеження в схемі електропостачання, при якому струмообмежувальні пристрої або елементи мережі з струмообмежувальною дією встановлюють на кількох послідовних ступенях розподілу електричної енергії. Щодо цього найбільш характерні схеми електропостачання вугільних шахт, в яких перший ступінь обмеження потужності КЗ – це її зниження на ГПП шахти, а другий – на лініях, що живлять навантаження підземних споживачів, де потужність КЗ обмежена Правилами безпеки на рівні 50...100 МВ·А.

Стаціонарний або автоматичний розподіл мереж здійснюється звичайно в системах зовнішнього електропостачання в зв'язку із збільшенням кількості та потужності джерел електричної енергії як в енергетичній системі, так і на власних ТЕС. Необхідність розподілу мережі виникає тоді, коли рівень струму КЗ у вузлах навантаження перевищує допустимий за параметрами експлуатованого електрообладнання. Зауважимо, що розподіл мережі суттєво впливає на експлуатаційні режими, стійкість та надійність роботи електричної системи, а також на втрати потужності та енергії в мережах.

Стаціонарного розподілу первинної схеми мережі (рис. 10.2,*а*) досягають за нормального режиму таким чином, щоб максимальний рівень струму КЗ у конкретному вузлі навантаження не перевищував допустимого за параметрами електрообладнання (рис. 10.2,*б,в*).

В аварійних ситуаціях мережу розподіляють автоматично послідовною локалізацією місця КЗ (рис. 10.2,*г*). При КЗ на відгалуженні *А* вимикають частину джерел живлення місця пошкодження вимикачем *QS2* або *QS3*, після чого вимикачем *QS1* вимикають пошкоджене відгалуження. У послідовному вимиканні джерел живлення місця КЗ можна використовувати розміщені раніше комутаційні апарати з меншою вимикальною властивістю порівняно з апаратами, які знадобляться відповідно до дійсного рівня струмів КЗ.

Вибір режиму експлуатації мережі тісно пов'язаний з схемними рішеннями. У СЕП в тривалому режимі рекомендується роздільна робота силових трансформаторів ГПП та ТП. Разом з роздільною роботою джерел електричної енергії розукрупнення підстанцій та секціонування всіх ступенів розподілу енергії дають можливість отримувати найбільший опір у колі перебігу струму КЗ. У нормальному режимі всі секції розподільних пристроїв працюють незалежно, а необхідна міра безперервності електропостачання забезпечується вмиканням в аварійних ситуаціях секційних вимикачів оперативним обслуговуючим персоналом або з використанням пристроїв АВР. Кільцеві схеми мереж електропостачання експлуатують з розімкненим секційним вимикачем на одній з підстанцій.

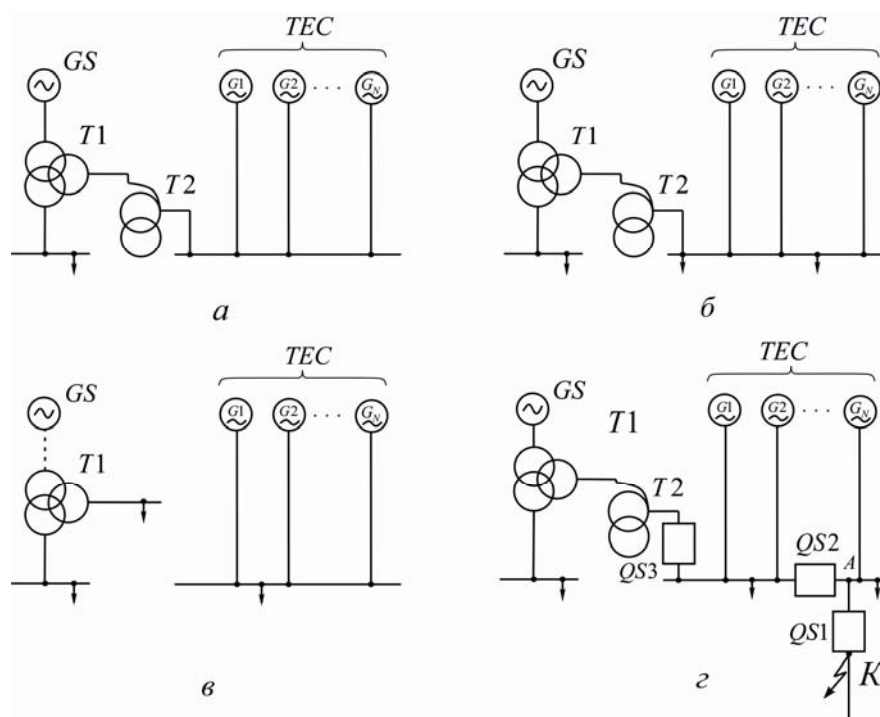


Рис. 10.2. Розподіл мереж системи електропостачання: *а* – первинна схема мережі; *б, в* – стаціонарний розподіл; *г* – автоматичний розподіл

Викладеними рекомендаціями щодо вибору режиму при наявності потужних електроприймачів з різкозмінним ударним навантаженням користуються не завжди. При обмеженій потужності джерела електричної енергії подібні електроприймачі обумовлюють накиди чи скиди активного і реактивного навантаження, що викликає коливання напруги. Для забезпечення допустимого мінімального рівня напруги в живильній мережі таких електроприймачів ефективні такі засоби: підвищення рівня струму КЗ (підрозд. 10.4), застосування вищої напруги, відокремлене електропостачання.

Схеми живлення СЕП при проектуванні зовнішнього електропостачання вибирають на основі фактичної потужності КЗ, що надходить від енергетичної системи, відповідної міри безперервності електропостачання, складу та територіального розміщення електроприймачів. Необхідно оцінювати і струми КЗ, що можуть генеруватися синхронними та асинхронними двигунами, а також можливості подальшого розвитку СЕП. Схеми електричних з'єднань елементів повинні відповідати вимогам надійності, простоти та економічності.

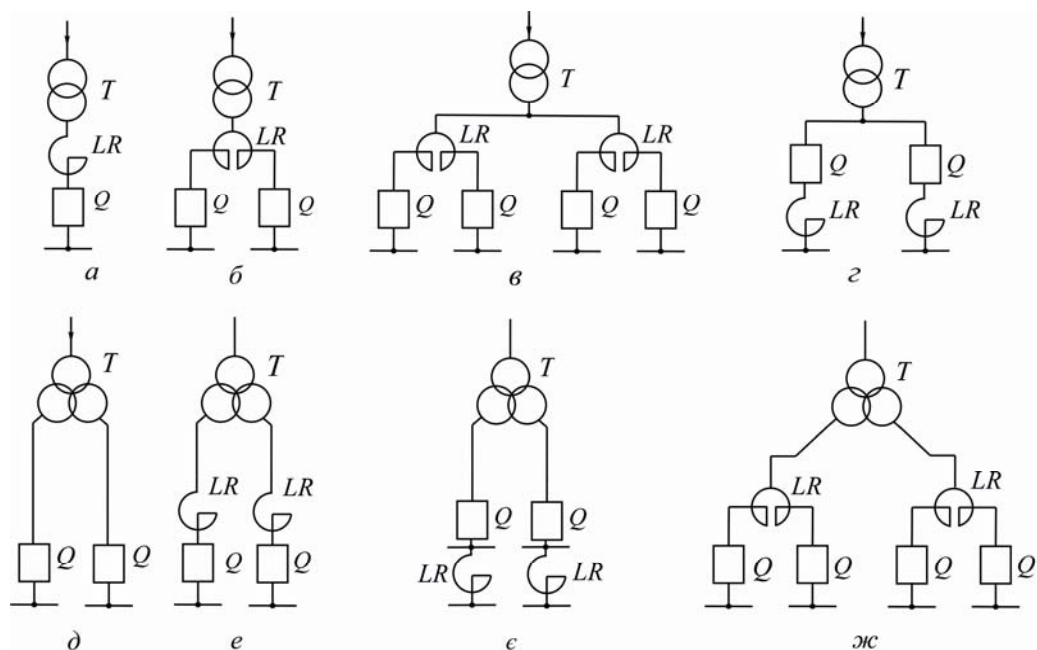


Рис. 10.3. Варіанти схем електричних з'єднань ГПП з обмеженням струмів КЗ на шинах вторинної напруги при різній одиничній потужності трансформаторів:

a – 25–40 МВ·А; *б* – 32–63 МВ·А; *в* – 63–80 МВ·А; *г* – 63–100 МВ·А;
д – 25–80 МВ·А; *е* – 40–80 МВ·А; *є* – 63–80 МВ·А; *ж* – 100 МВ·А

Визначальний для рівнів струму КЗ в СЕП – вибір схеми електричних з'єднань ГПП як вузла зв'язку між ЕЕС та розподільною мережею СЕП. Чим більша потужність знижувального трансформатора, тим більший струм КЗ на шинах ГПП. Для його зменшення слід розукрупнювати потужність трансформаторів цієї підстанції СЕП або застосовувати схеми електричних з'єднань, обмежуючих рівень струму КЗ на шинах вторинної напруги. На рис. 10.3 – варіанти схем електричних з'єднань, які рекомендується використовувати при підвищенні встановленої потужності трансформаторів.

Під час вибирання схем електричних з'єднань варто звертати увагу на побудову мереж, ввімкнених до шин вторинної напруги ГПП. Це місце КЗ живиться від асинхронних та синхронних двигунів через розподільну мережу. Секціонування на всіх ступенях розподілу електричної енергії зменшує значення струму КЗ, що генерується місцевими джерелами. Тут слід ураховувати зміни схеми електричних з'єднань в експлуатаційних режимах (для найбільш важкого режиму), за яких допускається тривала робота з ввімкненими секційними апаратами.

У схемах електропостачання підприємств перспективне застосування блокових з'єднань: лінія живильної напруги – трансформатор ГПП; лінія живильної напруги – трансформатор ГПП – струмовід розподільної напруги; лінія розподільної напруги – трансформатор підстанції – магістральний шинопровід низької напруги та ін.

Застосування електрообладнання з підвищеним електричним опором передбачає встановлення як загальномережних, так і спеціальних елементів. При проектуванні СЕП можна спрямовано вибирати елементи мережі з більшим реактивним чи активним опором, змінюючи кількість та потужність трансформаторів, застосовуючи їх з підвищеною відносною напругою КЗ, ПЛ та струмоводи із збільшеною відстанню між фазами, протяжні шинопроводи і т.п. До спеціального

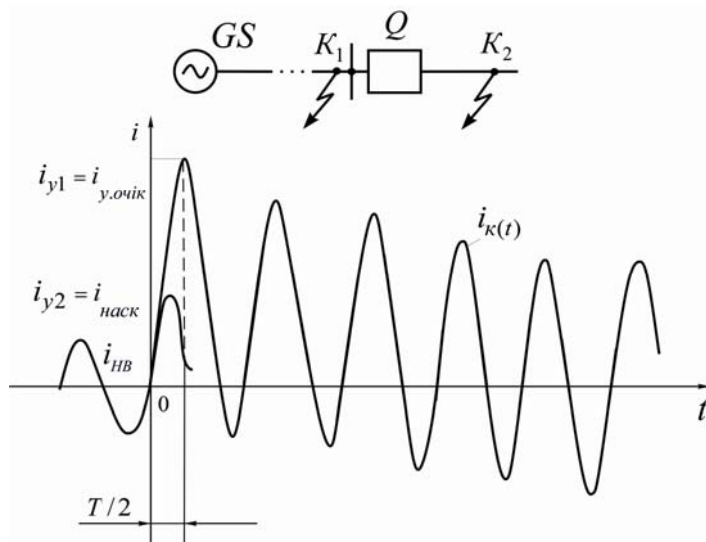


Рис. 10.4. Характер обмеження комутаційним апаратом Q електродинамічного впливу струму КЗ від значення i_{y1} до значення i_{y2}

електрообладнання належать трансформатори та автотрансформатори з розщепленими обмотками, одноланцюгові та здвоєні реактори, струмообмежувальні пристрої резонансного, трансформаторного чи реакторного типів, призначення яких – нарощувати опір струму, який більший за значення струму робочого режиму.

Струмообмежувальна дія комутаційних апаратів, що виконують цю функцію за амплітудою та тривалістю

вимикання струму КЗ, з'являється за час швидкодії, менший періоду зміни струму. Електродинамічний вплив струму КЗ зменшується при

використанні апаратів, час дії яких до 5 мс (рис. 10.4). Як такі апарати можуть застосовуватись безінерційні запобіжники, тиристорні вимикачі з примусовою комутацією, обмежувачі ударного струму вибухової дії, а також деякі типи автоматичних вимикачів напругою до 1 кВ. При тривалості КЗ понад 5 мс виявляється тепловий вплив струму, який може бути зменшений прискореним вимиканням пошкодженого кола.

Досить суттєвий чинник зменшення значень струмів КЗ, що перебігають у контурах "провідники–земля", – зміна стану нейтралі елементів електричної мережі. Заземлення нейтралей через додаткові опори призводить до зростання еквівалентного опору нульової послідовності. Цієї ж мети досягають заміною трансформаторів у вузлових точках мережі трансформаторами такої потужності із з'єднанням фазних обмоток за схемою "зірка–зірка". Заземлення нейтралі полегшує розв'язання інших важливих завдань проектування (рівнів ізоляції, вимог безпеки, рівнів перенапруг, надійності), але підвищує значення струму КЗ на землю. Тому вибір та зміна стану нейтралі мереж або її елементів повинні здійснюватися комплексно, з етапом техніко-економічного обґрунтування.

Електромагнітне перетворення параметрів режиму СЕП (режиму навантаження) означає передачу потужності споживачам з виконанням операцій випрямлення, інвертування та зміни частоти струму, а також перетворень трифазної системи напруг на однофазну, на систему струму тощо. В СЕП такі перетворення параметрів електричної енергії – однобічні й виконуються переважно для живлення спеціальних груп електроприймачів (прокатних станів, зварювальних машин, промислового та міського транспорту). Елементи електрообладнання, що реалізують ці операції, відіграють роль розв'язувальних пристроїв усунення живлення місця КЗ від увімкнених за ними вузлів навантаження та місцевих джерел (в аварійних ситуаціях усунена зворотна передача енергії в живильну мережу).

При перетворенні в мережі системи напруги на систему струму режим КЗ в останній – неаварійний, а нормальний режим роботи (мережі групових зварювальних постів, мережі живлення електродугових печей, вторинні кола релейного захисту). Таке ж перетворення електричних параметрів режиму використовують і для передачі та розподілу енергії в системі рудникового транспорту з безконтактними електровозами.

Таким чином, потужність та струми КЗ у СЕП обмежуються правильним проектуванням схем підстанцій та електричних мереж. Підбір способу обмеження рівня потужності та струмів КЗ – неоднозначний і практично являє собою сукупність заходів, що комплексно вирішують цілу низку питань вибору параметрів електрообладнання та режимів роботи на основі техніко-економічних розрахунків.

10.3. Технічні засоби обмеження струмів короткого замикання

Реалізація різних способів обмеження струмів КЗ, окрім прийняття при проектуванні та експлуатації рішень щодо структури, схем з'єднання елементів та режимів експлуатації СЕП, передбачає спеціальні технічні заходи. Останні являють собою застосування окремого електрообладнання, яке завдяки конструктивному виконанню безпосередньо обмежує значення чи тривалість дії струму КЗ або використовується в схемах з'єднання елементів, що виконують у сукупності саме цю функцію. До засобів належать:

- апарати і пристрої, що реалізують автоматичний розподіл мережі;
- силові трансформатори і автотрансформатори, у тому числі з особливими конструкцією та з'єднанням фазних обмоток;
- струмообмежувальні елементи та пристрої;
- струмообмежувальні комутаційні апарати;
- пристрої зміни стану нейтралі силових елементів.

Автоматичний розподіл мережі можна використовувати в зовнішньому електропостачанні підприємств у мережах напругою 35 кВ та вище. Така операція здійснюється із застосуванням пристроїв протиаварійної автоматики і комутаційних апаратів, встановлених на потужних відгалуженнях, між секціями розподільних пристроїв та на вводах.

До складу засобів протиаварійної автоматики входять захист, що реагує на появу КЗ, пристрої системи автоматичного послідовного вимикання комутаційних апаратів (рис. 10.2,з), пристрої автоматичного частотного розвантаження, пристрої АПВ та АРЗ. Система послідовного вимикання струму КЗ повинна мати високу надійність та швидкодію (при вимиканні струму КЗ і при відновленні початкового режиму), а її комутаційні апарати – витримувати повний наскрізний струм КЗ та вмикання без пошкоджень на КЗ в аварійному приєднанні. Недоліки такої системи:

- зниження запасу статичної стійкості післяаварійного режиму внаслідок дисбалансу потужності джерел живлення та навантаження на ділянках електричної мережі, що розділилася, чи зміни з'єднань у схемі електропостачання;

- тривале відновлення початкового режиму живлення електроприймачів після вимикання відгалуження з КЗ.

Для автоматичного розподілу мережі необхідно:

- зробити аналіз розрахункової схеми для можливих КЗ;
- оцінити баланс потужності в зазначених для розподілу ділянках електричної мережі;
- урахувати можливі зміни конфігурації електричної мережі;
- обчислити час послідовного вимикання струму КЗ та час відновлення схеми з'єднань для нормального режиму;
- оцінити запас статичної стійкості післяаварійного режиму, узгодити рівні струмів КЗ та технічні параметри комутаційних апаратів.

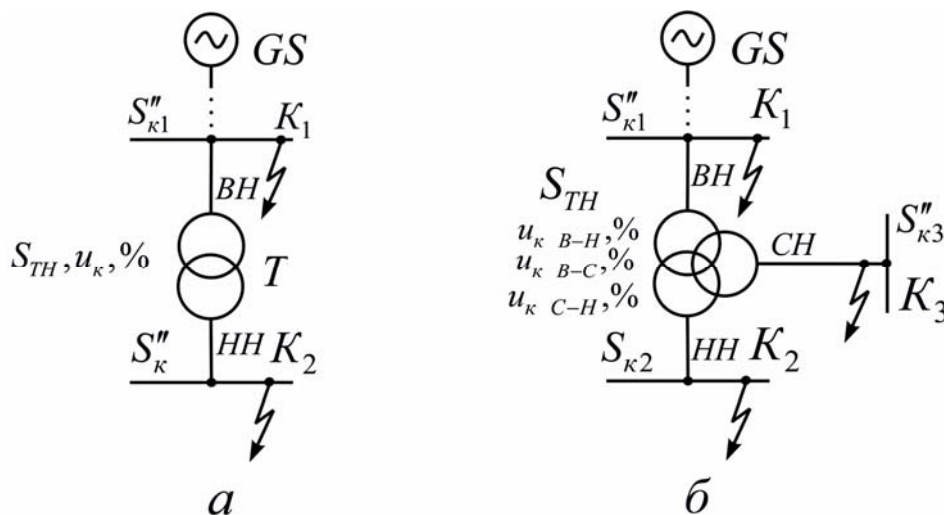


Рис. 10.5. До обмеження рівня потужності КЗ параметрами трансформаторів:
а – двообмотковим; *б* – триобмотковим

Силкові трансформатори і автотрансформатори можуть створюватися з урахуванням необхідності обмеження струмів та потужності КЗ. Для обмеження рівня потужності КЗ на шинах вторинної напруги використана конструктивна особливість трансформаторів. Відомо, що їх конструктивний параметр “напруга короткого замикання” визначається номінальною напругою та прохідною потужністю трансформатора, які обумовлюють геометричні розміри його обмоток. При концентричному розміщенні обмоток у двообмоткових трансформаторів обмотка НН розміщена зсередини, а ВН – зовні; у триобмоткових

трансформаторів обмотка СН – між обмотками НН та ВН. Розташування обмоток, діаметр та розміри каналу між ними впливають на значення “напруги короткого замикання”. Так, канал між обмотками СН та ВН у триобмоткових трансформаторів менший, аніж між обмотками НН і ВН.

Зменшення рівня потужності КЗ знижувальними трансформаторами (рис. 10.5) визначається:

для двообмоткового

$$S''_{к2} / S''_{к2} = 1 / (1 + u_{к} S''_{к1} / (100 S_{Тн})); \quad (10.8)$$

для триобмоткового

$$\left. \begin{aligned} S''_{к2} / S''_{к1} &= 1 / (1 + 2u_{кВ-Н} S''_{к1} / (100 S_{Тн})) \\ S''_{к3} / S''_{к1} &= 1 / (1 + 2u_{кВ-С} S''_{к1} / (100 S_{Тн})) \end{aligned} \right\} \quad (10.9)$$

Як видно з (10.8) і (10.9), зниження потужності КЗ залежить від напруги КЗ між відповідними обмотками трансформаторів, їх одиничної потужності та потужності КЗ, що надходить від ЕЕС. Знижувальні дво- та триобмоткові трансформатори за напругою короткого замикання мають певний діапазон значень: наприклад, для двообмоткових напругою 35/6–10 кВ і потужністю 1–80 МВ·А – в межах 6,5...14,4 %; 110/6–10 кВ і 2,5–400 МВ·А – 10,5...13,5 %; 150/6–10 кВ і 2,5–250 МВ·А – 10,5...14,6 %; 220/6–10 кВ і 31,5–125 МВ·А – 10,6...14 %.

Для обмеження рівня потужності КЗ на шинах вторинної напруги згідно з (10.8) і (10.9) необхідно вибирати трансформатори з підвищеним для відповідних обмоток значенням напруги короткого замикання, розукрупнювати за потужністю знижувальні підстанції на зв'язках з потужною ЕЕС, використовувати роздільну роботу трансформаторів.

Трансформатори і автотрансформатори можна робити з розщепленою обмоткою НН. Частина такої обмотки розміщують симетрично відносно обмотки ВН, мають самостійні виводи і допускають виконання на довільний розподіл навантаження. Для обмеження значень несиметричних струмів КЗ істотну роль відіграє схема з'єднання фазних обмоток трансформаторів (автотрансформаторів). Оскільки в схему заміщення нульової послідовності вмикають лише ті вітки, якими циркулюють струми нульової послідовності, то до неї не потрапляють ділянки електричної мережі за обмотками, з'єднаними на трикутник.

Струмообмежувальні реактори, що вмикають у різних точках електричної мережі напругою 6–220 кВ, становлять додаткові реакти-

вні опори. Їх призначення – знижувати значення струмів КЗ за реактором і зберегти необхідний рівень залишкової напруги у вузлових точках мережі перед реактором.

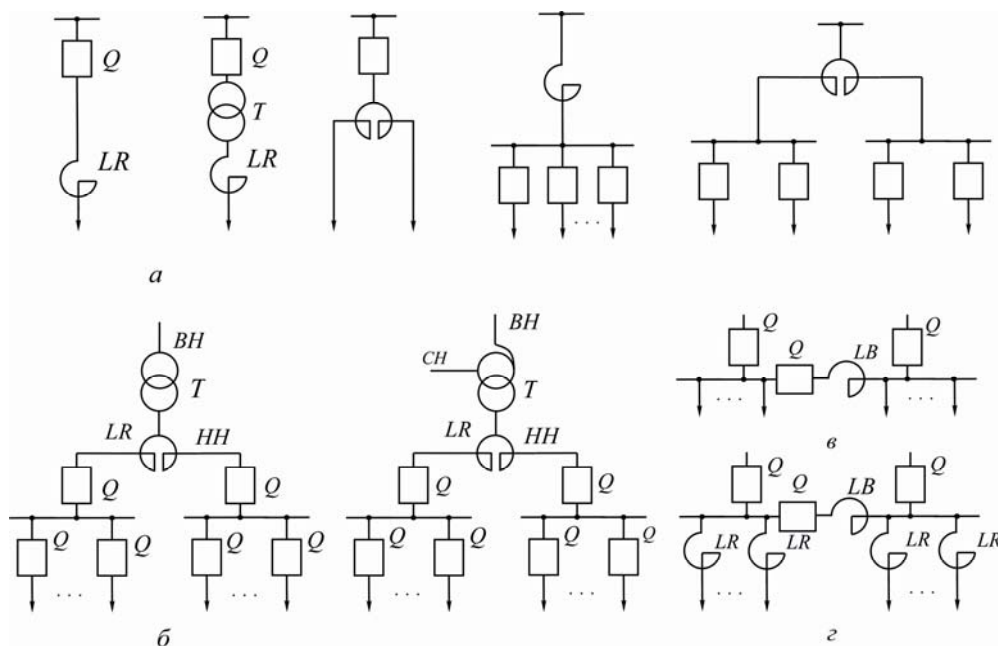


Рис. 10.6. Схеми реактування: *а* – відгалужень; *б* – введів; *в* – секцій; *з* – комбінована

Залежно від місця ввімкнення реактора розрізняють струмообмеження приєднань (рис. 10.6,*а*), введів (рис. 10.3 і 10.6,*б*), секцій (рис. 10.6,*в*) та їх сполучень (рис. 10.6,*з*). За схемою вмикання розрізняють реактори одноланцюгові чи здвоєні (розщеплені). Відмінність здвоєного реактора від одноланцюгового – у наявності середнього виводу обмотки, в зв'язку з чим можливі різні схеми вмикання та використання. Струмообмежувальна дія реактора характеризується індуктивним опором і номінальним струмом.

Для зменшення вартісних витрат необхідно використовувати групові реактори замість індивідуальних в приєднаннях, вводах та схемах комутації ГПП. Разом з тим у схемах, які мають групові реактори на значний номінальний струм і з великим реактивним опором, можливі коливання напруги через зміну їх навантаження. Цей недолік можна ліквідувати використанням здвоєних реакторів з рівномірним навантаженням їх віток. При різкозмінному навантаженні коливання напруги зменшуються частково.

За умови дотримання на виводах однієї вітки реактора нормованого значення коливання напруги на другу вітку можна ввімкнути потужність різко-змінного навантаження, що визначається за виразом

$$S_n = \delta V / (u_k / (100S_{T_n}) - 50x_n / U_n^2). \quad (10.10)$$

Ефективність використання одноланцюгового реактора залежить від параметрів електричної мережі та потужності КЗ, що надходить з джерела живлення до точки вмикання (рис. 10.7,а). Відносне зниження значень потужності та струму КЗ розраховують за формулою

$$\Delta S_{*K} = (S_{K1} - S_{K2}) / S_{K1} \equiv \Delta I_{*K} = (I_{K1} - I_{K2}) / I_{K1},$$

яка після підстановки $I_{K1} = I_{\bar{o}} / x_c$; $I_{K2} = I_{\bar{o}} / (x_c + x_p)$ набуває вигляду

$$\Delta S_{*K} \equiv \Delta I_{*K} = (x_p / x_c) / (1 + x_p / x_c).$$

Відношення x_p / x_c має обмежений діапазон значень і залежить від параметрів, реактивність яких перебуває в межах 3...16 %, а також від параметрів зв'язку вузла мережі з джерелом живлення (%) $x_c = 100S_c / S_K$, де S_c – перепускна потужність елементів мережі районної енергетичної системи.

Струмообмежувальна дія реактора знижується із збільшенням потужності приймальних пунктів електричної енергії і підвищується з їх розукрупненням за кількістю та потужністю трансформаторів (рис. 10.8). Реактор вибирають за номінальними значеннями напруги та струму, індуктивним опором і перевіряють за динамічною та термічною стійкістю до струму КЗ, а при необхідності – за рівнем залишкової напруги в попередньому вузлі мережі.

Найперша дія при виборі реактора – визначення його індуктивного опору. Виходячи з потрібного рівня потужності КЗ за реактором $S_{K2} = S_{K\text{необх}}$, необхідний індуктивний опір розраховують за формулами (у відносних або іменованих одиницях виміру)

$$x_{*p} = (S_{\bar{o}} / S_{K2} - x_{*(\bar{o})c}) I U_{\bar{o}} / (U_c I_{\bar{o}}); \quad (10.11)$$

$$x_p = x_{*p} U_c / (\sqrt{3} I), \quad (10.12)$$

де I , U_c – робочий струм та напруга мережі відповідно до тривалого режиму роботи реактора.

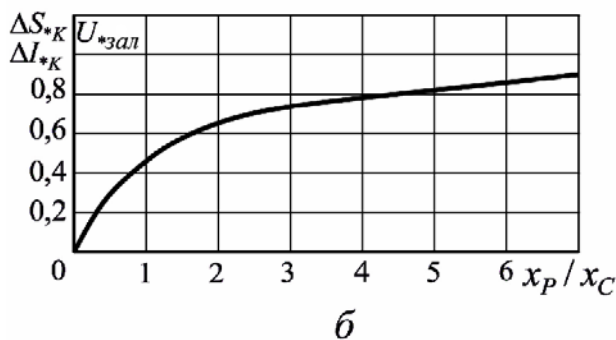
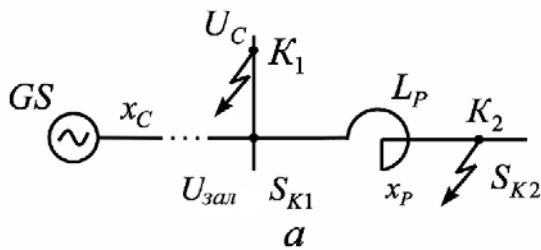


Рис. 10.7. До розгляду ефективності використання одноланцюгового реактора: а – схема вмикання; б – характеристики застосування

За струмом, напругою мережі та індуктивним опором вибирають реактор з ближчим (більшим) стандартним значенням $x_{pн}$, який перевіряють (якщо треба) за значенням залишкової напруги

$$U_{зал} \geq 0,6U_c. \quad (10.13)$$

Рівень залишкової напруги залежить від відношення опорів (рис. 10.7,б):

$$U_{*зал} = U_{зал} / U_c = \sqrt{3}I_{к2}x_{pн} / U_c = 1 / (x_c / x_{pн} + 1) \quad (10.14)$$

або (%)

$$U_{зал} = x_{pн}I_{к2} / I_{pн}, \quad (10.15)$$

де $x_{pн}$ (%), $I_{pн}$ – параметри вибраного реактора; $I_{к2}$ – уточнене значення струму, що відповідає стандартному індуктивному опоріві реактора та його номінальному струму.

Якщо умова (10.13) не виконується, то нове розрахункове значення (%) слід визначити, виходячи з необхідного рівня залишкової напруги $U_{*зал\ необх}$, за формулою

$$x_p = 100U_{*зал\ необх}x_{*бс}IU_{б} / (U_c(1 - U_{*зал\ необх})I_{б}). \quad (10.16)$$

За значенням x_p вибирають реактор з найближчим стандартним значенням опору, перераховують струм КЗ за вибраним реактором і перевіряють відповідність його параметрів умовам електродинамічної та термічної стійкостей.

Секційні реактори обмежують значення струму КЗ на збірних шинах і відгалуженнях. Порівняно з лінійними реакторами секційні мають меншу струмообмежувальну дію, оскільки розраховуються на більші номінальні струми (між секціями при порушенні нормального режиму їх роздільної роботи). Секційні реактори вибирають за номінальною напругою, найбільшим струмом з робочих струмів секцій та індуктивним опором. Спочатку задаються опором реактора і змінюють перевірними розрахунками до отримання значення струму КЗ, допустимого за параметрами встановленого еле-

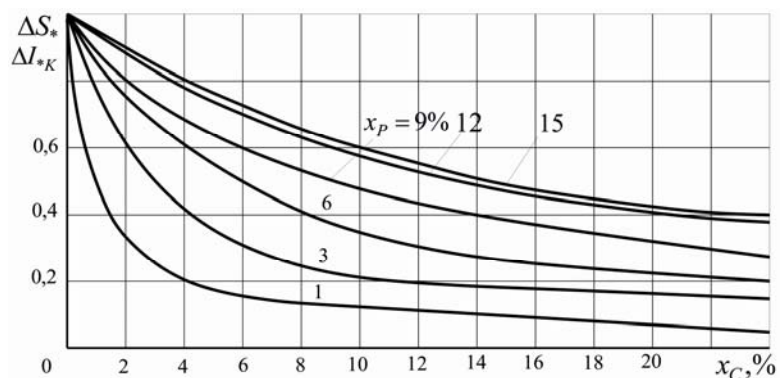


Рис. 10.8. Залежності струмообмежувальної дії одноланцюгового реактора від його реактивності та опору електричної системи

Спочатку задаються опором реактора і змінюють перевірними розрахунками до отримання значення струму КЗ, допустимого за параметрами встановленого еле-

ктрообладнання. За значеннями електродинамічної і термічної стійкостей секційні реактори не перевіряють.

Здвоєні реактори конструктивно характеризують індуктивністю віток $L_1 = L_2 = L_B$ та коефіцієнтом зв'язку частин розщепленої обмотки

$$\kappa_{3\phi} = M / \sqrt{L_1 L_2} = M / L_B = \omega M / x_H, \quad (10.17)$$

де M – взаємна індуктивність частин обмотки реактора.

Схема заміщення здвоєного реактора являє собою трипроменеву зірку (рис. 10.9,а) з опорами променів x_1, x_2, x_3 , однак залежно від схеми ввімкнення такий реактор працює в різних струмообмежувальних режимах та з неоднаковими результуючими опорами:

– в одноланцюговому режимі (рис. 10.9,б)

$$x_p = x_H (1 + \kappa_{3\phi}) - x_H \kappa_{3\phi} = x_H; \quad (10.18)$$

– у поздовжньому режимі (рис. 10.9,в)

$$x_p = x_H (1 + \kappa_{3\phi}) + x_H (1 + \kappa_{3\phi}) = 2x_H (1 + \kappa_{3\phi}); \quad (10.19)$$

– у наскрізному режимі (рис. 10.9,г) при однакових струмах у ві-

тках

$$x_p = x_H - x_H \kappa_{3\phi} = x_H (1 - \kappa_{3\phi}). \quad (10.20)$$

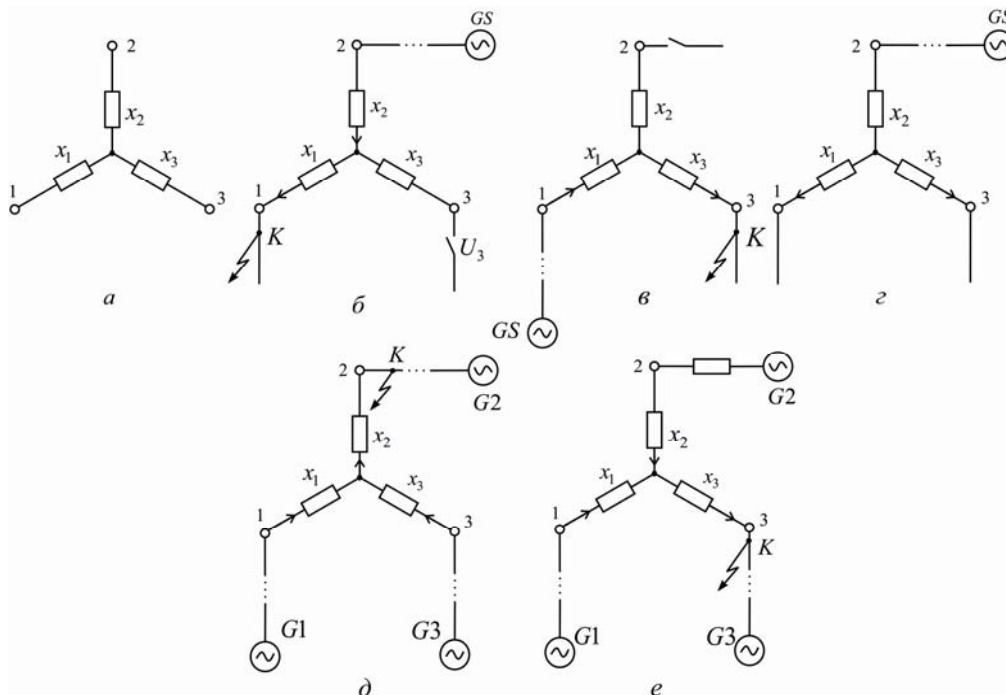


Рис. 10.9. Схеми заміщення здвоєного реактора для різних варіантів ввімкнення: а – загальна первісна; б – в одноланцюговому режимі; в – у поздовжньому режимі; г – у наскрізному режимі; д, е – у комбінованих режимах

У комбінованому режимі джерела живлення розміщені з боку кожної вітки реактора. Якщо КЗ проходить з боку вітки 2 (рис. 10.9,д), то результуючий опір реактора

$$x_p = 0,5x_n(1 - \kappa_{3\phi}), \quad (10.21)$$

якщо ж з боку вітки 1 або 3 (рис. 10.9,е), то при $x_{2\text{рез}} > \kappa_{3\phi}x_n$

$$x_p = x_n(1 + \kappa_{3\phi})(x_{2\text{рез}} - \kappa_{3\phi}x_n) / [x_n(1 + \kappa_{3\phi}) + x_{2\text{рез}} - \kappa_{3\phi}x_n + x_n(1 + \kappa_{3\phi})], \quad (10.22)$$

а при $x_{2\text{рез}} < \kappa_{3\phi}x_n$

$$x_p = x_n(1 + \kappa_{3\phi}). \quad (10.23)$$

Вибір здвоєного реактора аналогічний вибору одноланцюгового реактора при $x_{p_n} \equiv x_n$. Значення струму кожної вітки здвоєного реактора повинно бути не меншим 0,675 номінального струму обмотки трансформатора або сумарного струму навантаження, передбачається рівномірний розподіл навантаження між вітками реактора.

Недолік здвоєних реакторів – у можливості підвищення напруги на слабо навантаженій вітці при роботі в одноланцюговому та наскрізному режимах (рис. 10.9,б,з). Напруга на такій вітці за рахунок магнітного зв'язку частин обмотки реактора містить складову – е.р.с., що індукується струмом КЗ навантаженої вітки. При КЗ на другій вимкненій вітці реактора з'явиться напруга

$$U_3 = \sqrt{3}x_n(1 + \kappa_{3\phi})I_k. \quad (10.24)$$

Ця напруга залежить від реактивності вітки реактора, його номінального струму та коефіцієнта зв'язку, значення якого – у межах 0,4...0,63.

Наявність значного опору у струмообмежувальних реакторів призводить до додаткових втрат напруги, потужності та енергії. Ідеальною вважається нелінійна характеристика опору реактора, при якій в нормальних режимах роботи він найменший (в аварійних – найбільший).

Серед розробок – відомі конструкції керованих і насичуваних реакторів, струмообмежувальних пристроїв трансформаторного та резонансного типів.

У керованих реакторах опір змінюється підмагнічуванням магнітопроводу, магнітним потоком від керуючих обмоток. Результуючим опором реактора можна також керувати, використовуючи тиристорні вимикачі на частинах його обмотки.

У реакторах, які насичуються, опір зростає завдяки змінам ступеня насиченості магнітопроводу при збільшенні струму КЗ, що перебігає через реактор.

У струмообмежувальних пристроях трансформаторного типу застосовується послідовне вмикання опору в контур первинної обмотки трансформатора. Їх результуючий опір змінюється шляхом керування режимом роботи вторинної обмотки трансформатора за допомогою нелінійних опорів або тиристорних вимикачів.

Дія струмообмежувальних пристроїв резонансного типу базується на явищі резонансу напруг. Збільшення їх опору при появі КЗ – наслідок порушення умов резонансу напруги з причини зміни частоти струму в перехідному процесі. Розлад резонансу напруг відбувається з використанням порогових елементів, насичувальних дроселів, тиристорних вимикачів та обмежувачів ударного струму.

Струмообмежувальні комутаційні апарати вміщують функції обмеження найбільших значень струмів КЗ і захисту від дії надструмів на електроустановки їх швидким вимиканням. До них належать швидкодіючі струмообмежувальні запобіжники, обмежувачі ударного струму та спеціальні автоматичні вимикачі напругою до 1 кВ.

Струмообмежувальні запобіжники забезпечують захист електроустановки за умови, що

$$i_{y \text{ наск}} < i_{y \text{ очік}}, \quad (10.25)$$

де $i_{y \text{ очік}}$ – очікуваний струм КЗ, що міг би з'явитися в мережі при відсутності в ній запобіжника (рис. 10.4).

Струмообмежувальні запобіжники застосовують в мережах напругою до 35 кВ. Вони характеризуються показниками: номінальною

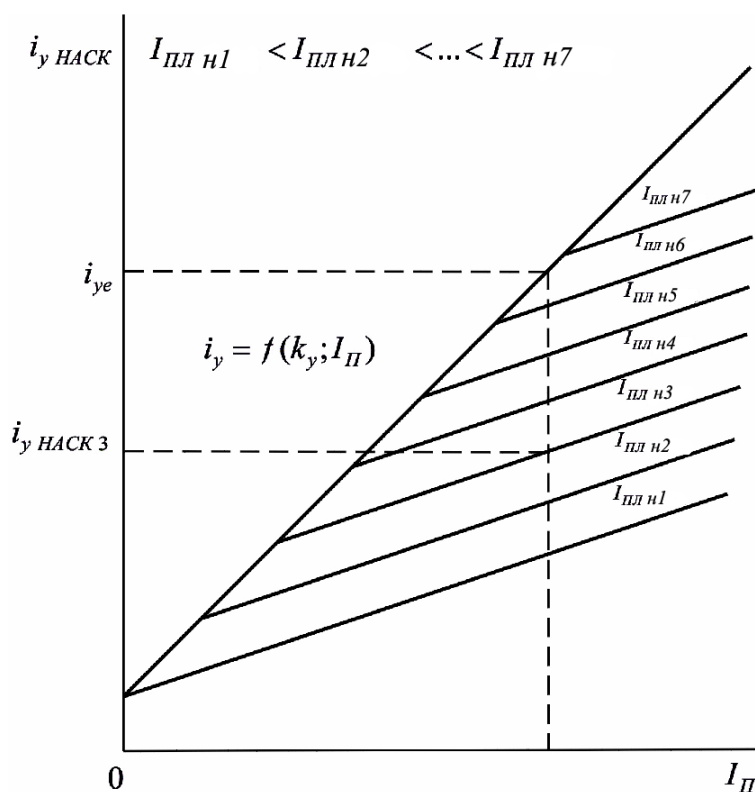


Рис. 10.10. Характеристики струмообмеження запобіжника

напругою, струмом патрона та струмом плавкої вставки (не повинен перевищувати номінальний струм патрона запобіжника), а також найбільшим і найменшим струмами вимикання, залежностями часу плавлення вставки $t_{пл}$, часом вимикання $t_{вим}$, струмом обмеження $i_{у наск}$ від періодичної складової I_{II} очікуваного струму КЗ.

Струмообмежувальна дія запобіжника визначається номінальним струмом плавкої вставки $I_{пл н}$, а також значеннями періодичної складової та ударного струму КЗ при відсутності в мережі запобіжника (рис. 10.10). Якщо ступінь струмообмеження оцінювати за коефіцієнтом обмеження

$$k_{обм} = i_{у наск} / i_{у очік}, \quad (10.26)$$

то значення останнього зменшується із збільшенням номінального струму плавкої вставки і стає найменшим при номінальному струмі патрона запобіжника.

Як засіб струмообмеження – запобіжники порівняно прості та дешеві, але з недоліками: одноразове використання плавкої вставки, обмежений вибір за шкалою плавких вставок та патронів, нестабільність струмочасових характеристик, незадовільна сумісність дії з пристроями захисту і системи автоматики, а також низька експлуатаційна надійність. Тому сфера їх вживання обмежується схемами електропостачання неважливих електроприймачів.

Обмежувачі ударного струму, як і плавкі вставки запобіжників, – це одноразові комутаційні апарати з принципом вимикання струму шляхом руйнування вибухом піропатрона струмоведучої вставки обмежувача. Сигнал на спрацювання обмежувача надходить від зовнішніх пристроїв захисту, контролюючих струм КЗ та його першу похідну. Струм КЗ обмежується близько як за 0,5 мс при повному вимкненні мережі до 5 мс.

Обмежувачі ударного струму застосовують у мережах з великими струмами і напругою 0,66–35 кВ. У СЕП промислових підприємств вони можуть використовуватися з метою:

- шунтування реакторів у нормальних робочих режимах для зменшення втрат напруги та потужності (рис. 10.11,а–в);
- здійснення паралельної роботи в схемах комутації з електрообладнанням, яке недостатньо стійке за параметрами режиму КЗ (рис. 10.11,з);
- побудови схеми живлення важливих електроприймачів, що не допускають перерви в електропостачанні (рис. 10.11,д);

- автоматичного поділу мережі з двостороннім живленням (рис. 10.11,е);
- розземлення нейтралі силового трансформатора при великих струмах КЗ на землю.

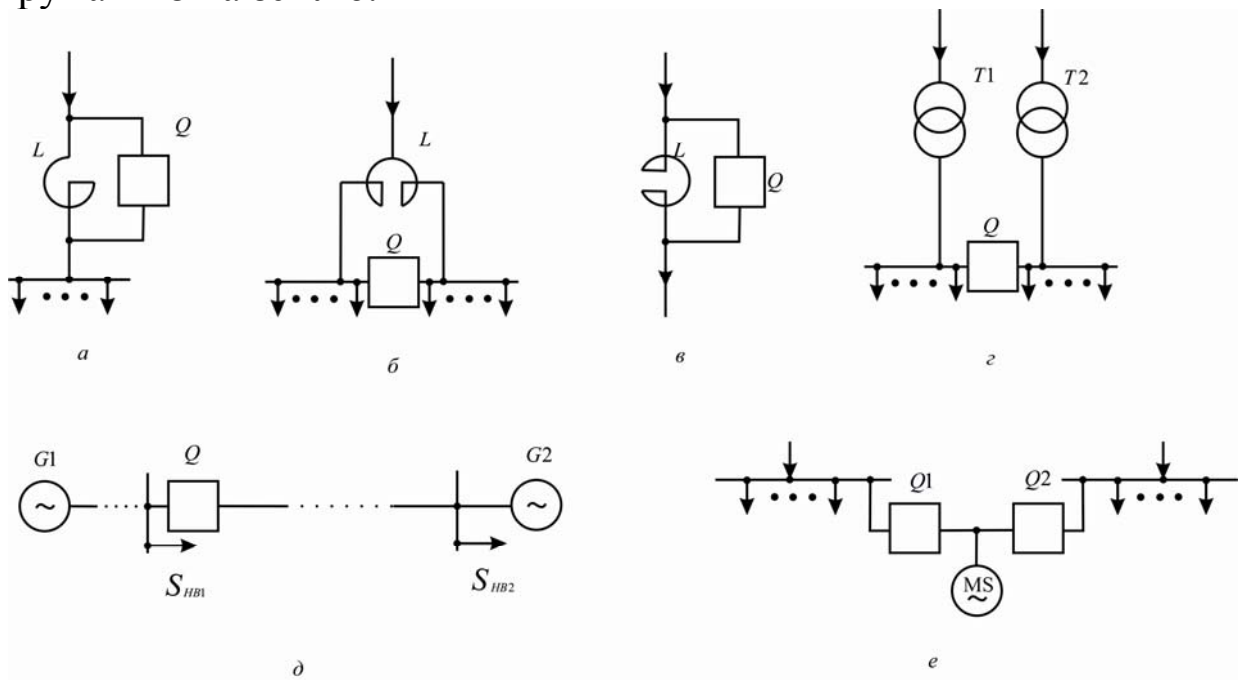


Рис. 10.11. Можливі схеми вмикання обмежувачів ударного струму

Серед недоліків обмежувачів ударного струму – значна вартість та складність керування.

Автоматичні вимикачі в мережах напругою до 1 кВ спрацювують при вмиканні струмів КЗ за 0,2...0,6 с. Цього часу достатньо для захисту електрообладнання від теплового впливу струмів КЗ, завдяки чому електричні мережі, захищені такими вимикачами, на термічну стійкість не перевіряють.

Відомі конструкції спеціальних автоматичних вимикачів (струмообмежувальні вимикачі, вимикачі з обмежувачами) для зниження амплітуди струму КЗ протягом

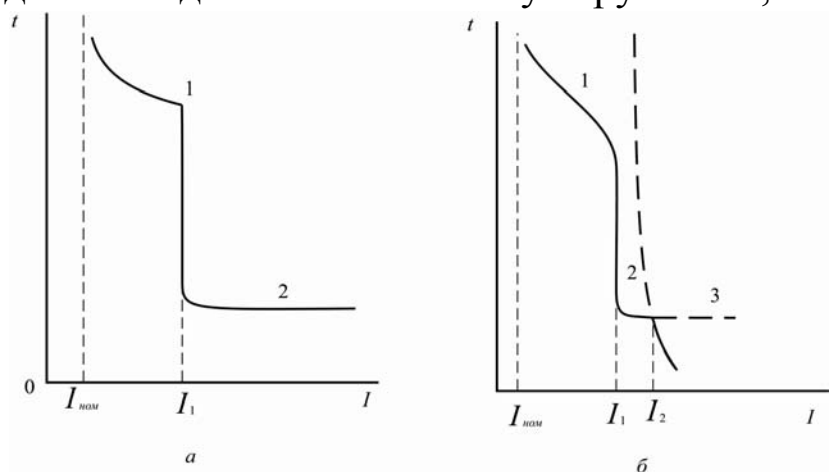


Рис. 10.12. Характеристики спрацювання вимикачів: а – обмежувальний вимикач; б – вимикач з обмежувачем

часу вимкнення. Обмеження їх надструмів досягається швидким введенням до електричного кола великих опорів. Для цього використовують опір електричної дуги, утвореної між розімкненими контактами вимикача або в спеціальних елементах (обмежувачах). Швидке зростання опору електричної дуги реалізується відкиданням контактів вимикача під впливом електродинамічних сил, викликаних струмом КЗ, або в результаті швидкодії електромагнітних елементів. В обмежувачах опором дуги рівень струму КЗ знижується до такого значення, за якого електричне коло може розімкнути вимикач, що спрацює водночас послідовно з обмежувачем.

Властивість вимикачів знижувати рівень струмів КЗ оцінюють характеристиками дії та струмообмеження. *Характеристика дії* являє собою залежність часу дії від значення струму КЗ і визначається конструктивними параметрами вимикачів. Для вимикачів з струмообмеженням крива цієї залежності (рис. 10.12,а) містить ділянки, які відповідають дії теплового 1 та електромагнітного 2 розчіплювачів, а для вимикачів з обмежувачами – додатково і ділянку 3 дії обмежувача (рис. 10.12,б). Межа ділянок, відповідних теплового та електромагнітного розчіплювачам, залежить від вибору уставки I_1 електромагнітного розчіплювача. Струмочасова характеристика обмежувача підбирається таким чином, щоб при струмах, менших за I_2 , вимикач самостійно вимикав струм. При струмах, більших I_2 , першим повинен спрацювати обмежувач, а вимикач вимикатиме струм, зменшений його дією.

Характеристика струмообмеження – це залежність обмеженого ударного струму КЗ від періодичної складової очікуваного струму КЗ. На цю залежність впливають напруга, коефіцієнт потужності, співвідношення складових повного опору кола струму КЗ (рис. 10.13). Слід зазначити, що із зниженням комутаційної напруги струмообмежувальна властивість вимикачів зростає.

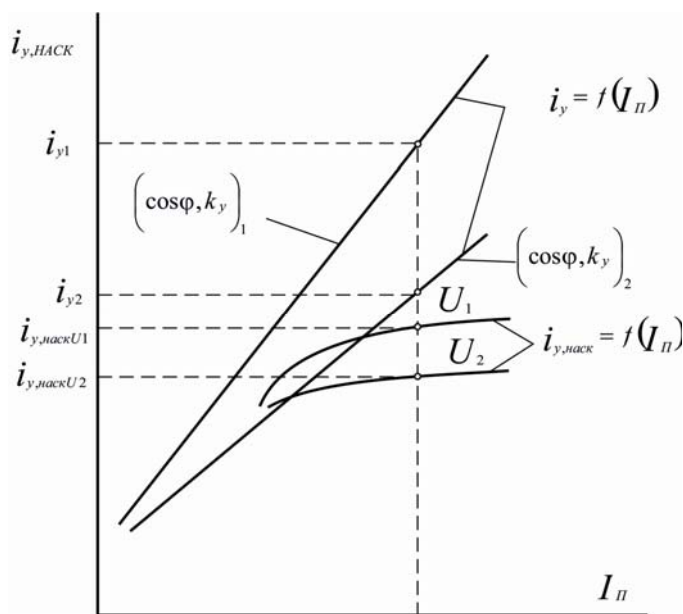


Рис. 10.13. Характеристики струмообмеження вимикача при $U_1 > U_2$, $k_{y1} > k_{y2}$, $\cos \varphi_1 < \cos \varphi_2$

Переваги струмообмежувальних вимикачів порівняно із звичайними автоматичними вимикачами:

- менші масо-габаритні показники;
- менша вартість за таким же номінальним струмом вимикання;
- зниження на 10...30 % електродинамічного та на 5...10 % теплового впливу струму КЗ;
- вищі показники надійності (зносостійкість, безвідмовність, безпечність).

Недоліки зазначених вимикачів – у складності забезпечення їх селективної роботи та одноразове використання обмежувачів струму.

Пристрої, що вмикають до ланцюга заземлення нейтралі силових елементів, мають різне цільове призначення. Стан нейтралі мережі впливає на вирішення багатьох питань електропостачання: поліпшення умов роботи захисту; вибір класу робочої ізоляції провідників; зниження рівня атмосферних та комутаційних перенапруг та ін. До них належать також завдання обмежити струми найбільш розповсюджених однофазних КЗ на землю. За даними досліджень, струм однофазних КЗ може перевищувати струм трифазного КЗ на 25 %, тому його необхідно розраховувати для обмеження впливу від однофазного КЗ.

Стан нейтралей мереж у СЕП визначається залежно від рівня напруги, значення ємнісних струмів КЗ на землю, умов безпеки та робочого середовища підприємств. З глухозаземленою нейтраллю працюють загальнопромислові мережі напругою до 1 кВ. В умовах робочого середовища, де визначальний чинник – вимоги електро- та вибухобезпеки, мережі напругою до 1 кВ виконуються з ізольованою нейтраллю. З ізольованою або заземленою через дугогасильні реактори нейтраллю працюють мережі напругою 6–35 кВ. З ефективно заземленою нейтраллю експлуатують мережі напругою 110 кВ та вище із значними струмами КЗ на землю, коли коефіцієнт замикання на землю

$$K_3 = U_{\phi_3} / U_{\phi_n} \leq 1,4, \quad (10.27)$$

де U_{ϕ_3} – різниця потенціалів між непошкодженою фазою та землею в точці КЗ на землю іншої або двох інших фаз; U_{ϕ_n} – різниця потенціалів між фазою та землею в цій точці до КЗ.

Нерівність (10.27) виконується при співвідношенні параметрів мережі

$$z_{0pez} / z_{1pez} \leq 3...4 \text{ або } x_{0pez} / x_{1pez} \leq 5, \quad (10.28)$$

де $z_{1рез}$, $x_{1рез}$ – результуючі повний та реактивний опори прямої послідовності; $z_{0рез}$, $x_{0рез}$ – те ж нульової послідовності.

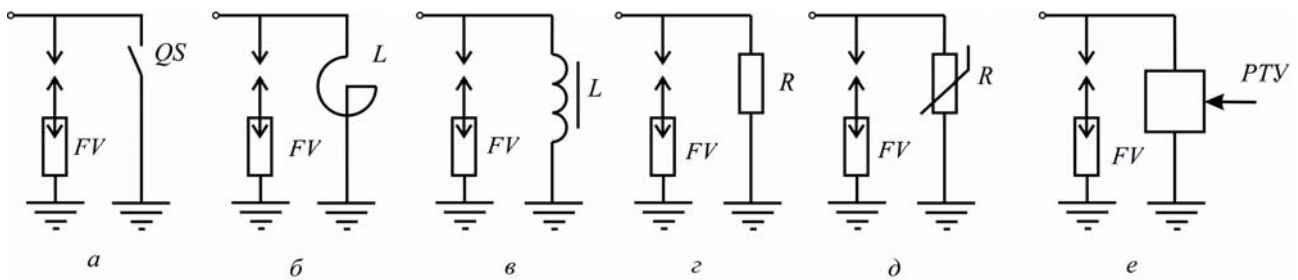


Рис. 10.14. Пояснювальні схеми виконання робочого заземлення нейтралі

Для обмеження струмів КЗ на землю розземлюють нейтралі силових трансформаторів (рис. 10.14,*а*); вмикають в ланцюг нейтралі елементів мережі реактори з лінійною характеристикою (рис. 10.14,*б*), насичувальні реактори (рис. 10.14,*в*), дугогасильні реактори і резистори (рис. 10.14,*г*), нелінійні резистори (рис. 10.14,*д*); гальванічно розділяють мережу встановленням трансформаторів або заміною автотрансформаторів такими трансформаторами, які розширюють можливості зміни стану нейтралі її ділянок (рис. 10.14,*е*).

Пристрої, що вводять у коло нейтралі, можуть: постійно вмикатися в нейтраль, вводитися в ланцюг її робочого заземлення при КЗ на землю за допомогою комутаційних апаратів або змінювати результуючий опір при появі КЗ на землю шляхом спрацювання порогових елементів (насичуваних реакторів; індуктивно-ємнісних контурів, настроєних у резонанс напруг).

Нейтралі заземлюють через дугогасильні реактори для компенсації ємнісної складової струму мережі при замиканні на землю. Дугогасильний реактор відрізняється від мережного одноланцюгового більшим індуктивним опором та нелінійною вольт-амперною характеристикою при напругах, які перевищують номінальну. В контурі, що складається з вітки реактора індуктивної провідності та еквівалентної вітки ємнісної провідності мережі на землю, створюються умови резонансу струмів. Такий стан роботи нейтралі слід передбачати, якщо значення ємнісного струму замикання на землю буде понад:

- 10 А – у мережах ПЛ напругою 6–20 кВ на залізобетонних та металевих опорах і в усіх мережах напругою 35 кВ;
- 30 А – у мережах без зазначених опор напругою 3–6 кВ;
- 20 А – напругою 10 кВ та більше 15 А – при напрузі 15–20 кВ;

■ 5 А – у схемах з'єднань "генератор–трансформатор" (на генераторній напрузі).

При значеннях струму замикання на землю понад 50 А рекомендується встановлювати не менше двох заземлюючих дугогасильних реакторів.

Найбільші струми КЗ на землю спостерігаються в мережах з глухозаземленою нейтраллю. При заземленні нейтралі елементів мережі через резистор або резистор з нелінійним активним опором періодична складова струму однофазного КЗ знижується на 20...30 %. При цьому різко зменшується час затухання його аперіодичної складової. Одночасно полегшуються умови роботи релейного захисту і з'являється можливість запобігти появі переміжних дугових КЗ на землю, хоча потенціали нейтралі та непошкоджених фаз при КЗ зростають.

При атмосферних та комутаційних перенапругах заземлення нейтралі через резистор рівнозначне її глухому заземленню. Заземлення нейтралі через реактори або резонансні струмообмежувальні пристрої мають метою ввести при КЗ в ланцюг заземлення нейтралі індуктивний опір. Останній обмежує струм КЗ більшою мірою, аніж при заземленні через пристрої з активним опором того ж значення, знижує напругу нейтралі, однак при атмосферних перенапругах менш ефективно.

У мережах напругою 110 кВ для обмеження струму КЗ ефективніше використовувати резистори, ніж реактори. Міра зниження струму обмежується допустимим підвищенням напруги на непошкоджених фазах (до $1,4U_{\phi n}$). У мережах напругою 220 кВ (залежно від параметрів мережі) ефективним може стати застосування як резисторів, так і реакторів. Заземлення нейтралі трансформаторів через резистор або реактор дає змогу знизити усталений струм КЗ до 50...80 % значення струму КЗ при глухозаземленій нейтралі без перевищення допустимих рівнів перенапруг на нейтралі та непошкоджених фазах.

У мережах з ізольованою чи заземленою нейтраллю через дугогасильні реактори струм замикання на землю – найменший і обумовлений активною провідністю мережі на землю та мірою компенсації ємнісного струму реактором. Тому найпростіше обмежити струми неповнофазних замикань мережі на землю розземленням нейтралі її силових елементів.

Зниження струму КЗ за допомогою розглянутих засобів обмежується допустимим підвищенням напруги нейтралі та непошкоджених

фаз у процесі КЗ, а також класом застосовуваної ізоляції. Оскільки трансформатори напругою 110 кВ і вище мають низький клас ізоляції нейтралі, то з підвищенням номінальної напруги мережі ступінь струмообмеження зменшується. Розземлення нейтралей трансформаторів напругою 330 кВ і вище не дозволяється.

Вибір схеми та пристроїв робочого заземлення нейтралей силових елементів для зниження струму неповнофазних КЗ на землю залежить від стану нейтралі всієї мережі, її параметрів і обмежень за рівнями перенапруг, які визначаються шкалою номінальних напруг. При цьому вагомими також такі чинники: зручність в експлуатації, вимоги надійності та безперервності електропостачання, прагнення знайти економічно вигідну межу між зниженням струмів КЗ на землю і допустимим підвищенням рівня різних видів перенапруг.

10.4. Оптимізація рівня струму короткого замикання

Система електропостачання – невелика частина ЕЕС, при проектуванні якої визначається рівень потужності КЗ. Якщо СЕП власних джерел електричної енергії не має, то найбільше значення потужності КЗ буде на межі до живильної енергетичної системи. З наявністю власних джерел найбільше значення потужності КЗ визначається їх потужністю та потужністю КЗ, що надходить від ЕЕС, а також електричною віддаленістю джерел електричної енергії і точки КЗ.

Рівень потужності КЗ у вузлах навантаження залежить від структури СЕП, параметрів її мереж та складу електроприймачів. Установлення оптимального рівня потужності КЗ кожного вузла СЕП передбачає аналіз ширшої низки показників, до яких належать: технічні та вартісні показники електрообладнання, провідників і струмообмежувальних пристроїв, категорія безперервності електропостачання та його надійність, стійкість навантаження, працездатність релейного захисту, якість напруги живлення споживачів, пуск і самозапуск потужних електродвигунів, втрати потужності та енергії в мережах чи від перерв в електропостачанні.

Урахування дії чинників, що визначають оптимальний рівень потужності КЗ, – суперечливі. З одного боку, зниження найбільших значень потужності КЗ у вузлах навантаження дозволяє встановлювати простіше та дешевше електрообладнання, зменшувати переріз провідників, застосовувати прості рішення за схемами розподілу електричної енергії з використанням пристроїв системної автоматики

АРЗ, АПВ і зменшувати втрати від аварійного впливу струмів КЗ за рахунок їх локалізації. При цьому, однак, зростають витрати на додатково встановлене спеціальне обладнання та струмообмежувальні пристрої, зниження різних видів перенапруг та втрат від можливих перерв в електропостачанні.

З другого боку, отримання достатнього рівня напруги для пуску та самозапуску електродвигунів, обмеження коливань і відхилень напруги у вузлах електропостачання з різкозмінним ударним навантаженням, обмеження рівня несинусоїдності напруги, зниження впливу несиметрії навантаження, забезпечення надійності роботи релейного захисту вимагають збереження більших значень потужності КЗ.

Під час самозапуску потужних електродвигунів залишкова напруга у вузлах навантаження залежить від потужності КЗ та реактивного опору мережі (рис. 10.15,а). У разі різкозмінного ударного навантаження рівень коливань напруги знижується з підвищенням потужності КЗ у вузлі (вираз (10.6)). Для виконання вимог (10.4) допустима потужність увімкнених вентильних перетворювачів залежить від рівня потужності КЗ у вузлі навантаження (рис. 10.15,б,в).

Таким чином, при проектуванні СЕП може визначитися техніко-економічне завдання зниження рівня потужності КЗ у конкретних вузлах до оптимальних. Її цільова функція – зведені витрати

$$Z(S_k) = \sum_{i=1} (K_i p_i + K_{\Delta i} p_{\Delta i}) + C_{\Sigma} + U_{\Sigma}, \quad (10.29)$$

де K_i – основні капітальні вкладення в електрообладнання СЕП (трансформатори, РП, електричні апарати, ЛЕП); $K_{\Delta i}$ – додаткові вкладення в електрообладнання (надбавки за спеціальне виготовлення трансформаторів та струмообмежувальних комутаційних апаратів); вартість струмообмежувальних і дугогасильних реакторів, різного виду струмообмежувальних пристроїв, а також тих з них, що забезпечують нормовані значення показників якості електричної енергії, пускових пристроїв та засобів АРЗ потужних електродвигунів); $p_i, p_{\Delta i}$ – сумарні коефіцієнти відрахувань від основних та додаткових капітальних вкладень в електрообладнання та будівельні роботи; C_{Σ} – сумарні експлуатаційні витрати з основного і спеціального електрообладнання та вартість втрат електричної енергії; U_{Σ} – сумарні втрати при зниженні рівня потужності КЗ від перерв в електропостачанні, порушень стійкості двигунів вузлів навантаження, зниження надійно-

сті електропостачання та погіршення якості електричної енергії у споживачів.

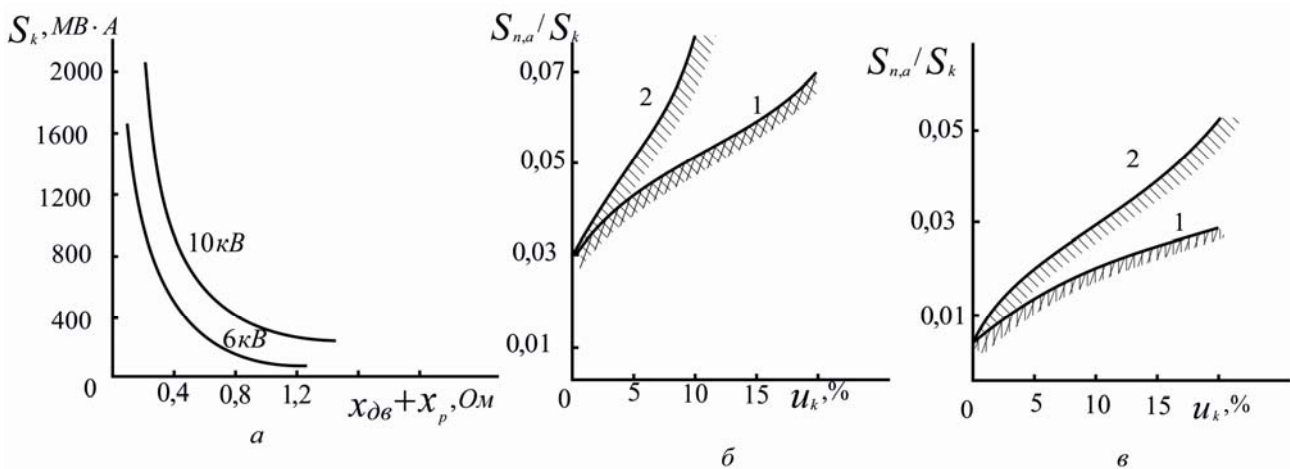


Рис. 10.15. Вплив потужності КЗ на умови забезпечення якості електроенергії: *a* – при збереженні залишкової напруги під час реакторного (x_p) пуску двигуна з опором (x_{dv}); *б* – при вмиканні керованого вентиляного перетворювача (з коефіцієнтом розщеплення обмотки трансформатора, рівним 4 (крива 1) та 0 (крива 2)); *в* – те ж при некерованому вентиляльному перетворювачі

Критерій оптимального рівня потужності КЗ – мінімум зведених витрат (10.29). Для мінімізації цільової функції зведених витрат доцільно використовувати метод дискретної оптимізації. Останній дає змогу перейти від оптимізації функції багатьох дискретно змінюваних (10.29) до досліджень на екстремум функції $z(s_k)$ при врахуванні обмежень за різними параметрами (дискретної шкали потужностей електрообладнання, шкали номінальних напруг, нормованих показників якості електричної енергії, допустимих втрат потужності та енергії, рівнями перенапруг, максимальної потужності КЗ та ін).

Існування великої кількості змінних та обмежень значно звужують можливості пошуку глобального мінімуму функції (10.29). Тому на практиці частіше застосовують числові математичні моделі оптимізації рівнів потужності КЗ, які можуть бути розроблені для конкретних вузлів СЕП з виділенням групи найсуттєвіших змінних, залежних від параметрів режиму КЗ.

Оптимальні значення розрахункового струму КЗ у мережах промислових підприємств повинні здебільшого визначатися з урахуванням двох чинників:

– забезпечення можливості застосування електричних апаратів з більш легкими параметрами і провідників якомога менших перерізів;

– збереження значень показників якості електричної енергії в нормованих межах.

Для врахування інших чинників повинні бути встановлені функціональні залежності між їхніми кількісними показниками та параметрами режиму КЗ.

10.5. Координація рівня струмів короткого замикання

Координація рівня струмів КЗ – це узгодження їх значень у різних вузлах СЕП з параметрами електрообладнання або значеннями окремих параметрів режиму. За своєю постановкою вона являє собою важливе техніко-економічне завдання, від вирішення якого залежать енергетичні та вартісні характеристики СЕП.

При централізованому електропостачанні промислових підприємств, міст та об'єктів сільського господарства це завдання постає при значних значеннях струмів КЗ на межі з живильною енергетичною системою. Його вирішення полягає в поступовому зниженні рівня струму КЗ, створюваного джерелами електричної енергії. Це виконується при проектуванні СЕП, її експлуатації та подальшому розвитку або реконструкції.

Під час проектування СЕП для вирішення проблеми координації струмів КЗ початковими стають дані про джерела живлення та склад електроприймачів. На основі запланованого територіального розміщення споживачів відомими вважаються передбачені джерела електричної енергії з такими характеристиками:

- встановлені потужності генеруючих джерел промислового району з перспективою розвитку на 8...10 років;
- потужності або струми КЗ, генеровані джерелами з урахуванням розвитку не менш як на 5 років з моменту введення в експлуатацію СЕП;
- робоча напруга районної ЕЕС;
- параметри ЛЕП між ЕЕС і СЕП.

Склад електроприймачів обумовлює вимоги до безперервності електропостачання, якості електричної енергії, допустимої тривалості перерв у живленні та ін. За цими початковими даними можна сформулювати необхідні властивості проекрованої СЕП щодо надійності, втрат напруги, потужності та енергії, безпеки, гнучкості, жорсткості та стійкості, а також накреслити варіанти та визначити параметри передбаченого до застосування електрообладнання.

На основі кількісних показників перерахованих властивостей і характеристик електрообладнання для вузлів розподілу електричної енергії можуть бути встановлені оптимальні значення струмів КЗ. З їх урахуванням необхідно обґрунтовувати оптимальну структуру схеми електропостачання, число приймальних пунктів зв'язку з ЕЕС, розміщення підстанцій глибокого вводу (ПГВ), вибір робочих напруг та кількість ступенів розподілу енергії.

На етапі експлуатації СЕП необхідність вирішення питань координації струмів КЗ виникає при зміні схеми електропостачання, підвищенні потужності генеруючих джерел, потужності або перепускної потужності основних елементів, введенні обмежень на режим роботи основного електрообладнання, збільшенні щільності навантаження та завантаження мереж. Зазначимо, що нові значення струмів КЗ повинні узгоджуватися з параметрами встановленого електрообладнання та мереж.

Координація струмів КЗ досягається:

- стаціонарним або автоматичним розподілом мережі;
- застосуванням струмообмежувальних одноланцюгових і здвоєних реакторів чи інших струмообмежувальних пристроїв;
- використанням комутаційних апаратів підвищеної стійкості до впливу струмів КЗ;
- розукрупненням трансформаторних підстанцій за потужністю трансформаторів і секцій шляхом розміщення трансформаторів з розщепленими обмотками або здвоєних реакторів;
- зміною стану нейтралі мережі розземленням частини нейтралей трансформаторів, заземлення нейтралей через резистори, реактори та струмообмежувальні пристрої;
- електричним розподілом мережі встановленням розподільних трансформаторів.

В умовах наступного розширення і розвитку СЕП узгодження рівнів струмів КЗ переслідує таку ж мету, як і при експлуатації СЕП. Додатковий раціональний захід – будівництво нових приймальних пунктів зв'язку з ЕЕС і ПГВ з поперечним та поздовжнім розподілом мереж для покриття підвищення електричних навантажень.

На всіх етапах координації рівня струмів КЗ на різних ступенях розподілу енергії їх аналіз використовують для обґрунтування технічної необхідності створення нового та модернізації існуючого електрообладнання. Контроль струмів КЗ у вузлах навантаження та аналіз динаміки їх зміни – важливий чинник надійності електропостачання в процесі експлуатації.

10.6. Перехідні процеси в системах електропостачання підприємств в комплексі проблем електромагнітної сумісності

10.6.1. Загальні відомості

Будь-які комутації, що відбуваються в електричних системах (ЕС), супроводжуються зміною запасів електричної енергії, зосередженої в індуктивних та ємнісних елементах електроустаткування. Ці зміни супроводжуються виникненням перехідних процесів, які представляються у вигляді змін у часі струмів, напруги й інших параметрів, що характеризують фізичні процеси, які відбуваються. За рідкісним виключенням (електрична дуга, імпульсні процеси) між напругою і струмами в перехідних процесах зберігаються відомі з теоретичної електротехніки співвідношення.

До останніх десятиліть електромагнітні процеси розглядалися в промислових електричних мережах і мережах енергосистем з точки зору виникнення значних порушень: статичної й динамічної стійкості, струмів КЗ і т.п.

Проблема аналізу і розрахунку перехідних процесів у СЕП є часткою загальної проблеми електромагнітної сумісності, сформульованої й оформленої в науковій дисципліні «Електромагнітна сумісність» (ЕМС).

У попередніх розділах підручника розглянуто електромагнітні перехідні процеси в промислових системах електропостачання (частота 50 Гц). Як правило, в цьому випадку немає взаємного впливу окремих видів електроустаткування. Електромагнітне поле характеризує електромагнітні умови, представлені у вигляді різного роду електромагнітних перешкод (ЕМП). Відповідно окремі види електроустаткування є або генераторами перешкод (джерелами емісії перешкод), або об'єктами їх впливу, що характеризує їхню електромагнітну сумісність.

Тривала дія ЕМП на ізоляцію електроустаткування може привести до її ушкодження і, як наслідок, до виникнення КЗ. Проникнення ЕМП до ланцюга систем автоматики, зв'язку і релейного захисту частенько викликає збої в роботі цих систем, тобто порушення електромагнітної сумісності. Це супроводжується помилковою роботою релейного захисту, виникненням автоколивань в основних мережах СЕП, порушенням статичної стійкості й іншими негативними явищами.

Тому поширення електромагнітних перехідних процесів у СЕП підприємств повинне включати не лише розрахунки струмів КЗ і стійкості паралельної роботи електростанцій електричних мереж, але й питання розрахунку і аналізу ЕМП, тобто комплекс питань електромагнітної сумісності.

10.6.2. Електромагнітні перешкоди в СЕП підприємств

СЕП підприємства є джерелом великої кількості електромагнітних перешкод. До них відносяться лінії електропередачі, розподільні пристрої, шинопроводи, кабелі, а також технічні засоби автоматизації, управління й захисту.

Виникнення аварійних (перехідних) електромагнітних процесів обумовлене, в першу чергу, короткими замиканнями в системах електропостачання або комутаційними перемикаваннями. Вони є джерелами коливальних і аперіодичних перешкод, що випадково виникають у часі, та характеризуються, як правило, широким частотним спектром.

Нормальні (сталі) електромагнітні процеси, для яких характерні перешкоди у зоні низьких, середніх і високих частот (від декількох Гц до 100 ГГц), створюються усіма енергетичними установками. На рис. 10.16 приведено частотні спектри імпульсних і періодичних електромагнітних перешкод в електротехнічних установках. Електротехнічні пристрої є не лише генераторами електромагнітних перешкод, а й об'єктом дії інших перешкод як в аварійних, так і нормальних режимах.

Головними причинами таких дій є:

- комутаційні процеси на стороні високої напруги, що виникають в результаті планових перемикань, аварійних процесів (короткі замикання, перекриття ізоляції ліній електропередачі, перемикавання, у тому числі операції з роз'єднувачами);
- комутаційні процеси на стороні низької напруги при включеннях і відключеннях апаратури, що містить індуктивні ланцюги, надточні пристрої, що створюють сильні електричні й магнітні поля промислової частоти;
- наявність потужних високочастотних пристроїв зв'язку, передачі даних і т.п., а також наявність коливань напруги з частотою вищих гармонік, перерв живлення в ланцюгах електропостачання оперативного струму й т.д.;
- розряди статичної електрики, удари блискавки безпосередньо в об'єкти, що підходять до ліній або розташовані поблизу них.

Комутаційні процеси на стороні високої напруги в результаті планових перемикань, аварійних процесів (короткі замикання, перекриття ізоляції ліній електропередачі, перемикання й т.п.) і низької напруги створюють перехідні електромагнітні перешкоди, перш за все, в технічних засобах автоматизації, управління, захисту.

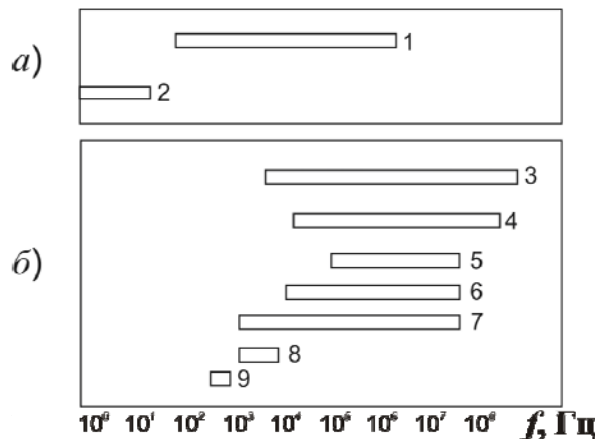


Рис. 10.16. Частотні спектри електромагнітних імпульсних (а) і періодичних (б) процесів, що викликають перешкоди в електротехнічних установках і пристроях: 1 – комутаційні процеси; 2 – кидки навантаження; 3 – радіо і телевізійні приймачі; 4 – комп'ютерні системи; 5 – мережеві комутаційні пристрої; 6 – електротехнічні установки; 7 – електроприймачі; 8 – централізоване управління; 9 – мережа електроживлення

При цьому в мережі високої напруги можуть виникати затухаючі коливання з частотою в сотні кілогерц і перенапруження, що у багато разів перевищують номінальну напругу. До найбільш інтенсивних перешкод, небезпечних для дискретних засобів автоматики в пристроях низької напруги, відносяться електромагнітні перешкоди, що створюються при комутації індуктивних ланцюгів. У несприятливих випадках при комутації індуктивних ланцюгів можливі значні рівні електромагнітних перешкод: перенапруження в місцях їх виникнення в електричних мережах напругою до 10 кВ; при крутизні перенапруг до 100 В/нс; час наростання імпульсу перенапруг – від 1 нс до 1 мс; перешкоди в лініях передачі даних, обумовлених перенапруженнями в електричних мережах.

За певних умов, як правило при перевищенні нормованих рівнів, електромагнітні перешкоди можуть привести до порушення перешкодостійкості технічних засобів електростанцій і підстанцій, зокрема, широко впроваджуваних нині пристроїв мікропроцесорного релейного захисту.

Проведені дослідження приблизно на 100 діючих підстанціях показали: до 15 % випадків ушкодження або неправильного функціо-

нування вторинного устаткування обумовлено невиконанням умов електромагнітної сумісності [46].

У табл. 10.1 вказано види і характеристики деяких електромагнітних перешкод, що впливають на технічні засоби електростанцій і підстанцій.

Таблиця 10.1

Деякі види і характеристики електромагнітних перешкод, що впливають на технічні засоби електростанцій і підстанцій

Тривалі перешкоди	Перешкоди перехідного характеру з високою вірогідністю виникнення	Перешкоди перехідного характеру з низькою вірогідністю виникнення
Повільні зміни напруги : - у системах електропостачання змінного струму; - у системах електропостачання постійного струму	Провали напруги електроживлення (тривалість не більше 0,02 с) : - у системах електропостачання змінного струму; - у системах електропостачання постійного струму	Провали напруги електроживлення (тривалість більше 0,02 с) : - у системах електропостачання змінного струму; - у системах електропостачання постійного струму
Гармонійні складові та інтергармоніки напруги електроживлення	Коливання напруги електроживлення	Переривання напруги електроживлення: - у системах електропостачання змінного струму
Напруга промислової частоти	Затухаюче коливальне магнітне поле	Мікросекундні імпульсні перешкоди великої енергії
Кондуктивні перешкоди в смузі частот від 0 до 150 кГц (включаючи перешкоди на частоті 50 Гц)	Електростатичні розряди	Короткочасна напруга промислової частоти

У системах електропостачання підприємств в нормальному симетричному режимі експлуатації існують фонові перешкоди, рівні яких знаходяться в межах допустимих стандартних значень. Як правило, відхилення діючого значення від номінального коливається в межах $\pm 2\%$; в тих же межах знаходиться і несиметрія трифазних напруг по зворотній послідовності. Фонові рівні несинусоїдальності, обумовлені перш за все несиметрією магнітопроводів трансформаторів, зазвичай не перевершують 2 - 3 %.

На практиці спостерігаються неперіодичні провали напруги, пов'язані з комутацією двигунів, трансформаторів, конденсаторів і т. п. Як правило, глибина провалів не перевищує декількох відсотків номінальної напруги при тривалості від 100 мс до декількох секунд.

Провали напруги, що виникають при короткому замиканні внаслідок ушкодження ізоляції, обумовлюють зниження напруги до 10 % номінального значення при тривалості від 500 мс до декількох секунд. Спостерігаються також періодичні зниження напруги, що визначаються роботою керованих вентильних перетворювачів, а також періодичні та неперіодичні перенапруження тривалістю до декількох десятків мікросекунд. Однією з причин таких перенапружень є грозові розряди.

10.6.3. Джерела штучних електромагнітних перешкод у СЕП підприємств

На сучасних промислових підприємствах більше половини електроенергії використовується в перетвореному вигляді (на металургійних заводах – більше 90 %). Широко вживані вентильні перетворювачі, різного роду перетворювачі частоти, побутові прилади, що працюють як у статичних, так і в перехідних режимах, є потужними генераторами електромагнітних перешкод.

Нелінійні навантаження – дугові сталеплавильні печі й установки електрозварювань, вітроелектростанції, силові трансформатори, двигуни – також генерують значні перешкоди.

Розглянемо джерела штучних електромагнітних перешкод в системах електропостачання підприємств. Робота електроустановок усіх виробництв створює відхилення напруги. Коливання напруги мають місце при роботі електроустановок машинобудівних підприємств (з потужними зварювальними агрегатами), підприємств чорної металургії з дуговими сталеплавильними печами і кольорової металургії з електролізними установками.

Несиметрія напруги виникає при роботі потужних однофазних електроприймачів, тягових підстанцій електрифікованого залізничного транспорту, підприємств з потужними зварювальними установками. Тут спостерігається нерівномірний розподіл однофазних споживачів і неоднчасна зміна навантаження по фазах. Несинусоїдальність напруги викликається роботою дугових сталеплавильних печей, електролізних установок, тягових підстанцій електрифікованого залізничного транспорту.

Вентильні перетворювачі є потужними концентрованими джерелами гармонійних перешкод – вищих гармонік. У найчастіше вживаних 6-пульсних мостових схемах переважаючими є 5, 7, 11 і 13-а гармоніки, звані канонічними, рівні яких (по відношенню до 1-ої гар-

моніки) зворотно-пропорційні номеру, тобто $1/5$, $1/7$, $1/11$, $1/13$. При використанні 12-пульсних схем теоретично відсутні 5-а і 7-а гармоніки, а переважають 11-а і 13-а. Такі перетворювачі застосовуються, наприклад, в схемах головних приводів прокатних станів, електролізному виробництві й т.ін.

При ударних навантаженнях, наприклад у прокатному виробництві, в живлячих електричних мережах відбуваються провали і коливання напруги.

При роботі прокатних станів у разі відсутності спеціальних швидкодіючих компенсуючих пристроїв виникають значні коливання напруги. Так, в мережі напругою 10 кВ стана типу «слябінг» доза флікера (одиниця виміру коливань напруги) складає 10,5; на шинах напругою 10 кВ – 2,2. У мережі стана типу «блюмінг» значення дози флікера становить більше 4.

Наприклад, накиди реактивної потужності при захопленні металу валками на стані холодного прокату сягають 2000 Мвар, що призводить до виникнення провалів напруги (залежно від номінальної напруги і потужності короткого замикання) до 10...12 %.

Вентильний перетворювач, що працює в мережі з несиметрією лінійної напруги, є джерелом струму зворотної послідовності :

$$I_2 = 0,5K_{2U}I_1,$$

де K_{2U} – коефіцієнт несиметрії лінійної напруги при зворотній послідовності; I_1 – 1-а гармоніка мережевого струму вентильного перетворювача в симетричному режимі.

Фаза струму I_2

$$\arg I_2 = \varphi_2 + \alpha,$$

де φ_2 – зсув по фазі між векторами струмів I_2 і I_1 ; α – кут управління вентильним перетворювачем.

Перетворювачі частоти (ПЧ) останніми роками знаходять більш широке застосування для регулювання швидкості обертання двигунів у складі системи управління частотно-регульованого електроприводу в металургії, машинобудуванні, на підприємствах легкої промисловості. Перетворювачі частоти є джерелами гармонійних електромагнітних перешкод не лише вищих гармонік, але й так званих інтергармонік (ІГ) або міжгармонік, частоти яких знаходяться між частотами канонічних вищих гармонік. Джерелами інтергармонік є також споживачі, що постійно або короткочасно працюють в перехідному режимі: дугові сталеплавильні печі, установки електрозварювання, вен-

тильні перетворювачі прокатних станів й інші різкозмінні нелінійні навантаження.

На рис. 10.17 представлено структурну схему перетворювача частоти з ланкою постійного струму, що складається з випрямляча В, інвертора І (як правило, інвертора напруги) та індуктивно-ємнісного фільтру (ланка постійного струму):

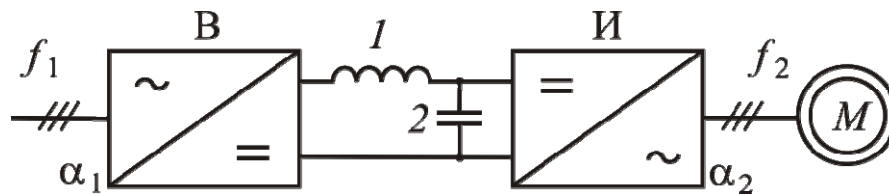


Рис. 10.17. Схема перетворювача частоти з ланкою постійного струму (реактором і конденсатором): f_1, f_2 – відповідно вхідна частота від випрямляча В і вихідна частота інвертора І; α_1, α_2 – кути управління випрямлячем й інвертором; 1 – реактор; 2 – конденсатор; М – двигун змінного струму (мотор)

Випрямляч й інвертор можуть бути керованими або некерованими. Потужні перетворювачі частоти у складі фільтру мають згладжуючий реактор, призначений для зменшення пульсацій випрямленого струму. В малопотужних перетворювачах частоти у ланці постійного струму міститься тільки конденсатор.

У всіх випадках перетворювачі частоти підключаються до мережі безпосередньо (без спеціального трансформатора).

Кожній канонічній вищій гармоніці в мережевому струмі відповідають дві інтергармоніки (4, 6, 8, ...). Спектральний склад вхідного (мережевого) струму $f_{вх}$ має вигляд

$$f_{вх} = (kp_1 \pm 1) f_1 + p_2 f_2 \nu.$$

Як приклад приведемо спектр частот навколо канонічної 7-ої гармоніки (рис. 10.18).

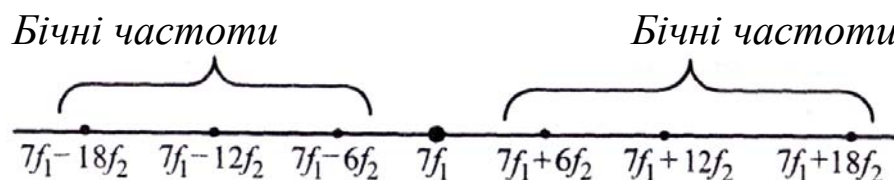


Рис. 10.18. Частотний спектр бічних частот навколо 7-ої вищої гармонійної складової

Як правило, $f_1 \neq f_2$. Навколо кожної канонічної гармоніки (рис. 10.18) з'являється ряд бічних частот – інтергармонік. Значення $(7f_1 - 18f_2) \geq 5f_1$ і $(7f_1 + 18f_2) < 11f_1$.

На рис. 10.18 представлено частотний спектр вищих гармонік та інтергармонік для перетворювача частоти (див. рис. 10.17) при $f_1 = 50$ Гц, $f_2 = 30$ Гц. З рис. 10.19 видно, що амплітуда інтергармоніки 2-го і 4-го порядку сягають 22 % номінального струму 1-ої гармоніки, рівень 5-ої гармоніки – 40 %.

Безпосередні перетворювачі частоти, звані **циклоконверторами**, складаються з двох зустрічно включених випрямлячів (рис. 10.19). Залежно від виду модулюючої функції, що формується системою імпульсно-фазового управління (СІФУ), рівень інтергармонік у мережевому струмі перевищує рівні канонічних вищих гармонійних.

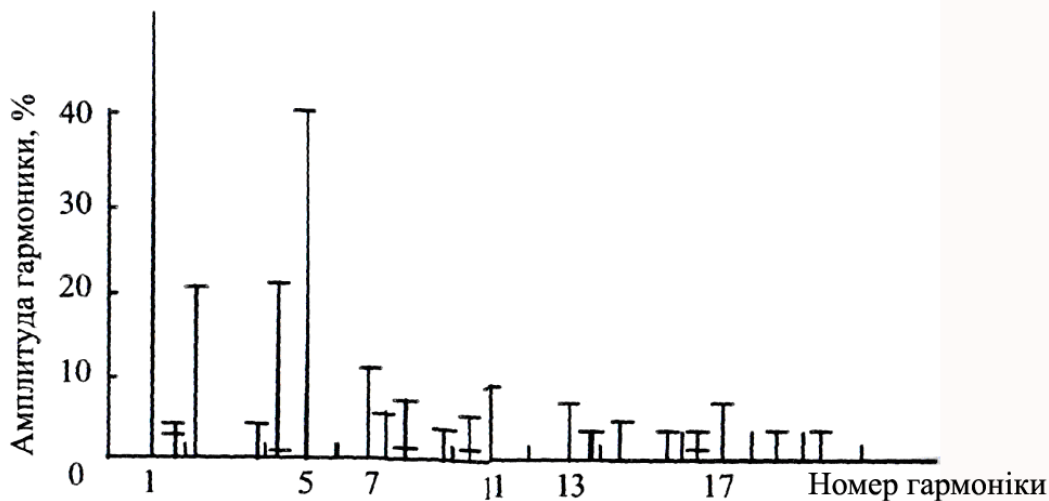


Рис. 10.19. Розрахунковий спектр вищих гармонійних складових струму перетворювача частоти з ланкою постійного струму

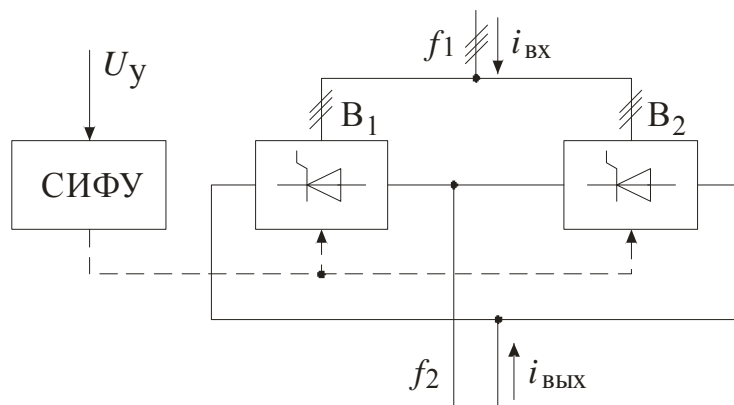


Рис. 10.20. Структурна схема безпосереднього перетворювача частоти з однофазним виходом: B_1, B_2 – зустрічно включені випрямлячі; f_1, f_2 – відповідно вхідна і вихідна частоти струму

У табл. 10.2 зіставлені рівні вищих гармонійних перетворювачів (див. рис. 10.17 і 10.20) при різних законах управління.

Дугова сталеплавильна піч (струм дуги – 25...70 кА) є джерелом значних електромагнітних перешкод: несинусоїдальності, коли-

вань і несиметрії напруги. Найбільшою мірою генерування перешкод проявляється в період розпрямлення металу. Усереднені значення спектру вищих гармонік струму, генерованих дуговою сталеплавильною піччю, складають:

Номер гармоніки	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Значення гармоніки струму, %	100	2,7	2,3	0,65	2,3	1,3	1,5	1,0	0,85

Спектр процесу змін струму дугової сталеплавильної печі в період розплавлення металу є змішаним і складається з дискретної і безперервної складових.

Таблиця 10.2

Рівні вищих гармонік у циклоконверторів і перетворювачів частоти з ланкою постійного струму

Параметр, що визначається	Мостовий 6-пульсний циклоконвертор					3ф-3ф, 6-пульсний перетворювач частоти з ланкою постійного струму, f_2
	3ф-1ф при $f_2 = 10$ Гц і законі управління				3ф-3ф при $f_2 = 20$ Гц і синусоїдальному законі управління	
	лінійний	синусоїдальний	трикутник	прямокутник		
Діюче значення вхідного струму, %	147	208	183	173	128	113
Основна гармоніка вхідного струму, %	100	100	100	100	100	100
Діюче значення вищих гармонік вхідного струму, %	9	23	24	33	56	42
Діюче значення інтергармонік вхідного струму, %	107	181	152	138	56	30
Перевищення діючого значення інтергармонік над діючим значенням вищих гармонік вхідного струму	у 12 разів	у 8 разів	у 6 разів	у 4 рази	-	у 1,3 рази

Енергія інтергармонік для сталеплавильних печей продуктивністю 100 т і 200 т сягає 20 % всієї енергії змішаного спектру.

Несиметрія напруги на шинах печей залежно від напруги живлення дорівнює 5...6 % для мереж напругою 6...35 кВ, 3 % – для мереж напругою 110 кВ. Для цих же випадків значення дози флікера знаходиться, як правило, у межах 1,5...10.

Установки електрозварювань створюють практично всі основні електромагнітні перешкоди, що характеризують якість електроенергії: несинусоїдальність, несиметрію, провали і коливання напруги.

Струми n -ої вищої гармоніки I_n машин контактного зварювання визначаються за виразом

$$I_n = \frac{S_H k_{зс} \sqrt{ПВ_{\phi c}}}{n^2 U_H},$$

де S_H – номінальна (паспортна) потужність установки електрозварювання; $k_{зс}$, $ПВ_{\phi c}$ – середньостатистичні коефіцієнти відповідно завантаження і фактичної тривалості включення; $n = 3, 5, 7$ – номер вищої гармоніки; U_H – номінальна напруга мережі.

Межі зміни значень гармонік струму однофазних установок для $n = 3$ складають 12...30 %, для $n = 5-4$ – 15 %, для $n = 7$ – 2...8 %.

Струми вищих гармонік зварювальних машин постійного струму і зварювальних випрямлячів, комутованих за 6-пульсною схемою, розраховуються за аналогічним виразом

$$I_n = \frac{S_H k_{зс} \sqrt{ПВ_{\phi c}}}{\sqrt{3} n^2 U_H},$$

де $n = 5, 7, 11$.

Коефіцієнт несиметрії в мережах з установками електрозварювань знаходиться в межах 1...5 %.

Дані установки електрозварювань є також джерелами інтергармонік. При точковому зварюванні інтергармоніки з'являються в діапазоні 35...75 Гц з амплітудами, що сягають 20 % основної гармоніки зварювального струму. Для усіх установок електрозварювань енергія дискретного спектру складає 6...20 % загальної енергії змішаного спектру. Параметри провалів напруги приведено в табл. 10.3.

Газорозрядні лампи (люмінесцентні й дугові ртутні) є джерелами вищих гармонік порядку $n = 3, 5, 7$. Генерування несинусоїдальності обумовлене нелінійністю вольтамперної характеристики дуги і наявністю дроселя в комплекті пускорегулюючої апаратури. Відносно

значення струмів 3-ої і 5-ої гармонік складає відповідно до 16...21 % і 0,9...3 % – для люмінесцентних ламп з індуктивно-ємнісним баластним опором; 18 % і 5,8...7,2 % – для дугових ртутних ламп з компенсацією.

Таблиця 10.3

Параметри провалів напруги, що створюються установками електрозварювань деяких типів

Тип машини	Потужність установки, кВ·А	Глибина провалу напруги, %	Тривалість провалу напруг, с
Точкова стаціонарна	75	1,2	0,18
Стикувальна	750	13,0	0,70
Багатоточкова	63	16,3	0,36
Дугова	60	1,0	27,00

При цьому значення гармонік струму знаходяться за виразом

$$I_n = \frac{0,2S_H}{n^2U_H},$$

де S_H – номінальна потужність дугових ртутних ламп.

Вітроенергетичні установки є інтенсивними джерелами електромагнітних перешкод, в основному, вищих гармонік і коливань напруги. На рис. 10.21 представлено типову схему вітроустановки. Інвертор сполучено з електричною мережею напругою 10 кВ безпосередньо або через підвищуючий трансформатор. На секціях шин на напругу 10 кВ робилися виміри тривалої дози флікера і коефіцієнта спотворення кривої синусоїдальності напруги K_U .

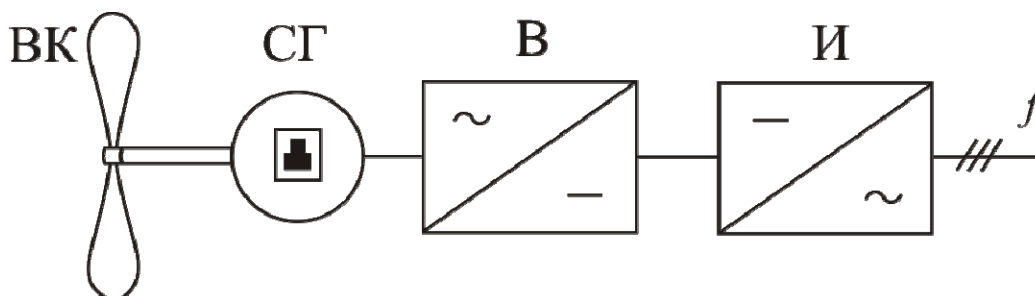


Рис. 10.21. Схема вітроенергетичної установки:
СГ – синхронний генератор; В – випрямляч; И – інвертор;
ВК – вітроколесо

У табл. 10.4 кількісну оцінку рівня електромагнітних перешкод приведено у відносних одиницях в логарифмічному масштабі. Цей підхід дозволяє порівнювати значення, що розрізняються на декілька порядків.

Представлені з позиції ЕМС електроустаткування й електричні пристрої відносяться до нелінійних навантажень. У сучасних СЕП спостерігається все зростаюча питома вага перетворювачів навантаження, заснована на пристроях силової перетворювальної техніки та енергоелектроніки. У схемах цих пристроїв використовуються, як правило, випрямлячі і (чи) інвертори, що комутують за 6- або 12-пульсною мостовою схемою.

Таблиця 10.4

Максимальний рівень електромагнітних перешкод у розподільній мережі підприємства напругою 0,38...35 кВ

Причина електромагнітних перешкод	Рівень перешкод, H_n	Тривалість імпульсу, мкс
Відключення або включення ліній:		
вимикачем	+1,7	5...20
вимикачем при короткому замиканні	–	5...20
роз'єднувачем	+2,5	500...1500
Удар блискавки	+2,5	до 1000
Корона на живлячих лініях напруги 110 кВ і вище	–5,0	постійна

10.6.4. Розрахунки електромагнітних перехідних процесів з урахуванням вимог ЕМС

На електричних станціях і підстанціях промислових підприємств переважаючими видами ЕМП є гармонійні перешкоди – вищі гармоніки струму і напруги, що обумовлено, перш за все, широким застосуванням силової перетворювальної техніки. Постійна наявність вищих гармонік призводить до електромагнітних втрат і додаткового нагріву електроустаткування. При рівнях вищих гармонік, що перевищують фонові значення, спостерігається нагрів електроустаткування і, як наслідок, виникає процес зниження електричної міцності ізоляції, інтенсивніше зростає знос ізоляції, виникає вірогідність ушкодження (пробою). Очевидно, що в цьому випадку надійність і термін служби ізоляції й електроустаткування знижуються.

Відомо, наприклад, що для кабелів термін служби ізоляції I_x (відносне значення) класу А зменшується у 2 рази при збільшенні температури нагріву на кожні 6° , тобто

$$I_x = 2^{\frac{\tau - \tau_{\text{доп}}}{6}},$$

де τ – температура нагріву ізоляції, $^\circ\text{C}$; $\tau_{\text{доп}}$ – допустима температура нагріву жили кабелю, що складає 65°C для кабелів 6 кВ і 60°C – для кабелів 10 кВ.

Оцінка міри термічної дії струму КЗ здійснюється за допомогою інтеграла Джоуля B_k (теплого імпульсу)

$$B_k = \int_0^{t_{\text{вим}}} i_k dt,$$

де i_k – струм КЗ у момент часу t , А; $t_{\text{вим}}$ – розрахункова тривалість КЗ, с.

Можлива оцінка за допомогою термічно еквівалентного струму КЗ $I_{\text{тер.ел}}$

$$I_{\text{тер.ел}} = \sqrt{\frac{B_k}{t_{\text{вим}}}}.$$

У розрахунках інтеграл Джоуля допустимо визначати за формулою

$$B_k = B_{kп} + B_{ка},$$

де $B_{kп}$ і $B_{ка}$ – інтеграл Джоуля відповідно до періодичної й аперіодичної складових струму КЗ.

Для випадку довільної розрахункової схеми при віддалених КЗ і (чи) синхронних компенсуючих інтеграл Джоуля і термічно еквівалентне джерело КЗ визначаються за наближеними формулами:

$$B_k = I_{nc}^2 (t_{\text{вим}} + T_{aек}),$$

$$T_{терек} = I_{nc} \sqrt{1 + \frac{T_{aек}}{t_{\text{вим}}}},$$

де I_{nc} – діюче значення періодичної складової еквівалентного джерела енергії (системи), А; $T_{aек}$ – еквівалентна постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ, с.

Електричні апарати і кабелі задовольняють умовам термічної стійкості, якщо

$$B_k \leq B_{терсп}, \quad I_{терел} \leq I_{тердоп}.$$

Для кабелів 6-10 кВ з паперовою ізоляцією гранично допустима температура нагріву при КЗ складає $\Theta_{\text{доп}} = 200^{\circ}\text{C}$.

Додаткові втрати за рахунок електромагнітних перешкод призводять до додаткового нагріву електроустаткування $\Delta\tau$ і скорочення терміну служби ізоляції (електроустаткування в цілому) на $\Delta T_{\text{сл}} = T_c - T_c^{(не)}$, де T_c і $T_c^{(не)}$ – термін служби елементів СЕП за наявності й відсутності ЕМП. Тривалість дієздатності ізоляції оцінюється за формулою Монтзингера

$$T_c = Ae^{-0,086\tau},$$

де A – коефіцієнт, залежний від виду ізоляції; 0,086 – параметр Монтзингера, заснований на припущенні, що перегрівання на 8° призводить до скорочення терміну служби ізоляції удвічі; τ – температура нагріву ізоляції.

Відносне скорочення терміну служби ізоляції електроустаткування

$$\Delta T = \frac{T_c - T_c^{не}}{T_c} = 1 - e^{0,086\Delta\tau} \approx 0,086\Delta\tau + \frac{(0,086\Delta\tau)^2}{2}.$$

Скорочення терміну служби ізоляції призводить до відповідного зниження надійності функціонування електроустаткування, зростання вірогідності її ушкодження й виникнення міжфазного або трифазного КЗ. Оцінку надійності після часу нормальної експлуатації $t_{не}$ здійснюють, як правило, за допомогою закону (рівняння) Вейбулла. Функція надійності $R(t)$ по Вейбуллу

$$R(t) \approx 1 - \lambda t^{\alpha},$$

де α – параметр форми розподілу; λ – параметр потоку відмов.

На практиці для розрахунку різного виду електроустаткування використовуються табличні значення цих параметрів.

Значення функції надійності $R(t)$ для часу t (з урахуванням скорочення терміну служби ізоляції) відповідає рівню надійності, вірогідності ушкодження ізоляції й виникнення КЗ.

Приклади розрахунків

Приклад 10.1. Порівняти режими паралельної та роздільної роботи трансформаторів ГПП (рис. 10.22,а) за значеннями початкового та ударного струмів трифазного КЗ на шинах НН у точці K .

Розв'язання. За базисні беремо умови: $S_{\sigma} = S_{\kappa} = 2000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $U_{\sigma} = 10,5 \text{ кВ}$. Тоді $I_{\sigma} = 2000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 110 \text{ кА}$.

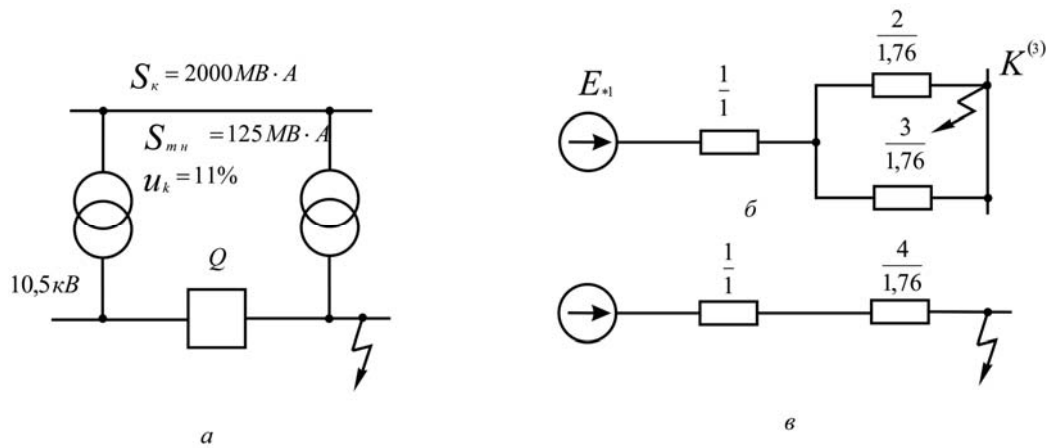


Рис. 10.22 (до прикладу 10.1): а – розрахункова схема; б – схема заміщення

Опори в схемі заміщення (рис. 10.22,б,в) у відносних одиницях виміру
 $x_{*б1} = S_{б} / S_{к} = 2000 / 2000 = 1;$

$$x_{*б2} = x_{*б3} = x_{*б4} = u_{к} S_{б} / (100 S_{Тн}) = 11 \cdot 2000 / (100 \cdot 125) = 1,76.$$

Струми КЗ:

▪ при паралельній роботі трансформаторів (рис. 10.22,б), кА,
 $I''_{np} = E_* I_{б} / (x_{*б1} + x_{*б2} / 2) = 1 \cdot 110 / (1 + 1,76 / 2) = 58,5;$

$$i_{ynp} = 1,8 \sqrt{2} I''_{np} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 58,5 = 149;$$

▪ при роздільній роботі трансформаторів (рис. 10.22,в), кА,
 $I''_{pp} = E_* I_{б} / (x_{*б1} + x_{*б2}) = 1 \cdot 110 / (1 + 1,76 / 2) = 36,2;$

$$i_{ypp} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 36,2 = 92,2.$$

Перехід з роздільної на паралельну роботу трансформаторів ГПП викликає підвищення струмів КЗ на шини НН

$$(I''_{np} / I''_{pp} - 1) 100 = (58,5 / 36,2 - 1) 100 = 62 \% .$$

Приклад 10.2. Розрахувати опір реактора напругою 10 кВ (рис. 10.23,а) для обмеження на шинах потужності КЗ до 200 МВ·А. Потужність КЗ, що надходить від енергетичної системи, становить 3000 МВ·А.

Розв'язання. Базисні умови: $S_{б} = 3000 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{б} = 10,5 \text{ кВ}.$

$$\text{Тоді } I_{б} = 3000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 165 \text{ кА}.$$

Опори в схемі заміщення (рис. 10.23,б), відн. од.:

• зв'язку з енергосистемою

$$x_{*б1} = S_{б} / S_{к} = 3000 / 3000 = 1;$$

трансформатора

$$x_{*б2} = u_{к} S_{б} / (100 S_{Тн}) = 10,4 \cdot 3000 / (100 \cdot 40) = 7,8.$$

При номінальних параметрах мережі в місці вмикання реактора:

$$U_{н} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{н} = 40 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 2,31 \text{ кА};$$

його опір

$$x_p = (S_{\bar{\sigma}} / S_k - (x_{*\bar{\sigma}1} + x_{*\bar{\sigma}2})) I_n U_{\bar{\sigma}} 100 / (U I_{\bar{\sigma}}) =$$

$$= (3000 / 200 - (1 + 7,8)) 2,31 \cdot 10,5 \cdot 100 / (10 \cdot 165) = 9,11\%$$

або

$$x_p = 9,11 \cdot 10 / (\sqrt{3} \cdot 2310) = 0,227 \text{ Ом.}$$

Означеним даним відповідає реактор РБА-10-3000-12 з параметрами $U_{нр} = 10 \text{ кВ}$; $I_{нр} = 3 \text{ кА}$;

$$x_p = 12\% (x_p = 0,23 \text{ Ом}).$$

Фактична потужність КЗ за реактором з опором, зведеним до базисних умов,

$$x_{*\bar{\sigma}p} = x_p I_{\bar{\sigma}} U_c / (100 I_{нр} U_{\bar{\sigma}}) =$$

$$= 12 \cdot 165 \cdot 10 / (100 \cdot 3 \cdot 10,5) = 6,29$$

складає:

$$S_k = S_{\bar{\sigma}} / x_{*\bar{\sigma}рез} =$$

$$= 3000 / (1 + 7,8 + 6,29) = 199 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

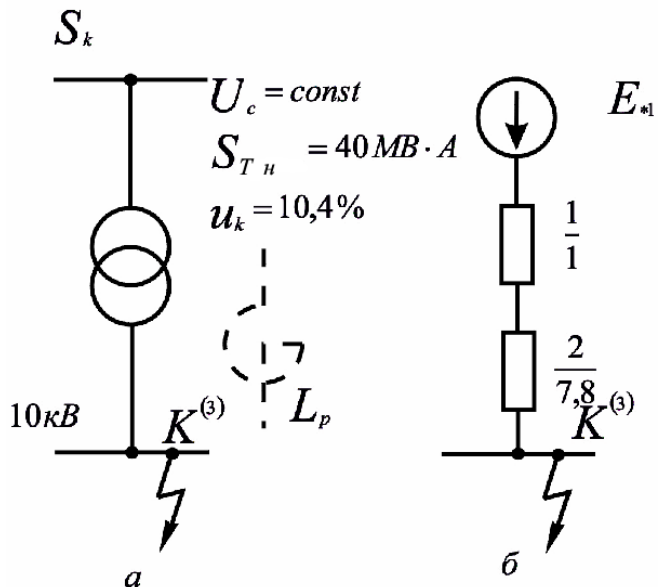


Рис. 10.23 (до прикладу 10.2):

a – розрахункова схема;
б – схема заміщення

Приклад 10.3. При реконструкції ПГВ (рис. 10.24,*а*) пропонується знизити потужність КЗ на шинах напругою 10 кВ. Установити міру зниження потужності КЗ для варіантів її обмеження, зображених на рис. 10.24,*б,в*. Потужність КЗ на стороні ВН дорівнює 3000 МВ·А.

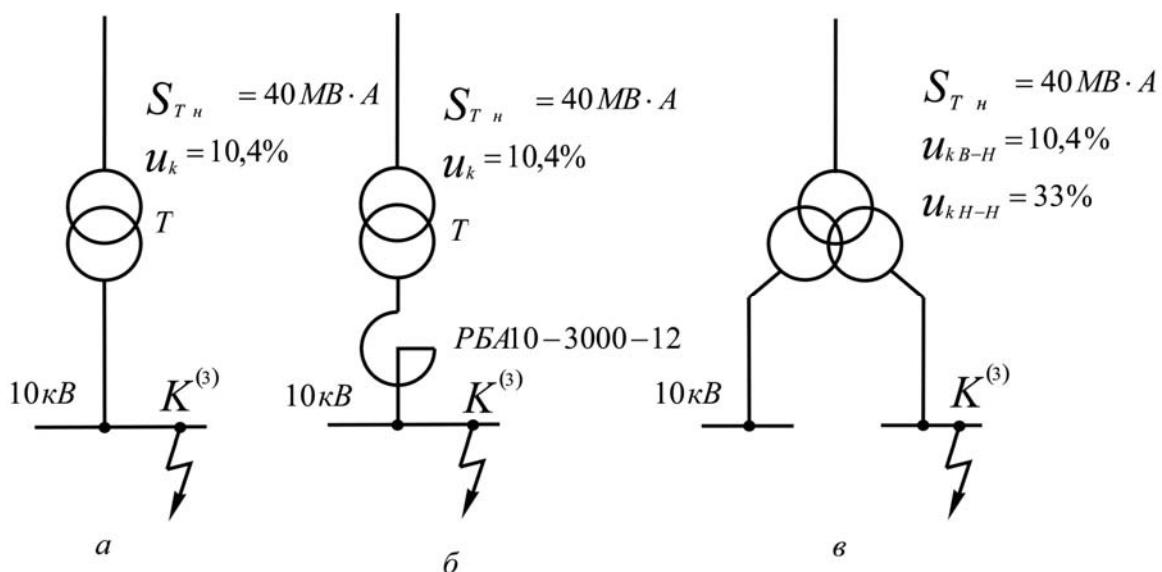


Рис. 10.24 (до прикладу 10.3)

Розв'язання. За базисні беремо умови: $S_{\bar{\sigma}} = 3000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $U_{\bar{\sigma}} = 10,5 \text{ кВ}$.

Тоді $I_{\bar{\sigma}} = 3000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 165 \text{ кА}$.

Використовуючи отримані в попередньому прикладі результати обчислень, знаходимо:

для базового варіанта (рис. 10.24,а)

$$S_{\kappa a} = S_{\bar{\sigma}} / x_{*\bar{\sigma}}^{\text{рез}} = 3000 / (1 + 7,8) = 341 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

для варіанта на рис. 10.24,б

$$S_{\kappa \bar{\sigma}} = 3000 / (1 + 7,8 + 6,29) = 199 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Опори обмоток трансформатора для варіанта на рис. 10.24,в при

$$\kappa_{\text{розщ}} = u_{\kappa H-H} / u_{\kappa B-H} = 30 / 10,4 = 2,88$$

обчислюємо

$$\begin{aligned} x_{*B} &= u_{\kappa B-H} (1 - \kappa_{\text{розщ}} / (2n)) S_{\bar{\sigma}} / (100 S_{T H}) = \\ &= 10,4 (1 - 2,88 / (2 \cdot 2)) 3000 / (100 \cdot 40) = 2,18; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{*H1} &= x_{*H2} = u_{\kappa B-H} \kappa_{\text{розщ}} S_{\bar{\sigma}} / (2 \cdot 100 S_{T H}) = \\ &= 10,4 \cdot 2,88 \cdot 3000 / (200 \cdot 40) = 11,23. \end{aligned}$$

Потужність КЗ на одній з секцій шин напругою 10 кВ

$$S_{\kappa B} = 3000 / (1 + 2,18 + 11,23) = 208,2 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Обмеження значення потужності КЗ в обох варіантах реконструкції ПГВ практично однакове; при використанні реактора вона зменшується на 41,6 %, а при встановленні трансформатора з розщепленою обмоткою – на 39 %.

Приклад 10.4. Порівняти початкові значення струмів трифазного КЗ у різнозначних за перепускну потужністю схемах електропостачання при номінальному режимі їх роботи (рис. 10.25,а,б). Початкові дані для розрахунків зазначені на схемах.

Розв'язання. Розрахунок здійснюємо у відносних одиницях виміру. За базисні умови беремо: $S_{\bar{\sigma}} = 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $U_{\bar{\sigma}} = 6,3 \text{ кВ}$. Тоді

$$I_{\bar{\sigma}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,6 \text{ кА}.$$

Обчислюємо опори схем заміщення (рис. 10.25,в,г):

$$x_{*\bar{\sigma}1} = S_{\bar{\sigma}} / S_{\kappa} = 1000 / 2000 = 0,5;$$

$$x_{*\bar{\sigma}2} = u_{\kappa} S_{\bar{\sigma}} / (100 S_{T}) = 10 \cdot 1000 / (100 \cdot 32) = 3,13;$$

$$\begin{aligned} x_{*\bar{\sigma}3} &= -\kappa_{3\bar{\sigma}} x_H I_{\bar{\sigma}} U / (100 I U_{\bar{\sigma}}) = \\ &= -0,55 \cdot 12 \cdot 91,6 \cdot 10 / (100 \cdot 2 \cdot 10,5) = -2,88; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{*\bar{\sigma}4} &= x_{*\bar{\sigma}5} = (1 + \kappa_{3\bar{\sigma}}) x_H I_{\bar{\sigma}} U / (100 I U_{\bar{\sigma}}) = \\ &= (1 + 0,55) \cdot 12 \cdot 91,6 \cdot 10 / (100 \cdot 2 \cdot 10,5) = 8,11; \end{aligned}$$

$$x_{*\bar{\sigma}6} = x_{*H d}'' S_{\bar{\sigma}} / S_{\Sigma H} = 0,21 \cdot 1000 / 150 = 1,4;$$

$$x_{*67} = u_{KB-H} (1 - u_{KH-H} / (u_{KB-H} \cdot 2n)) S_{\delta} / (100 S_T) =$$

$$= 10(1 - 33 / (10 - 2 \cdot 2)) 1000 / (100 \cdot 32) = 0,55;$$

$$x_{*68} = x_{*69} = u_{KH-H} S_{\delta} / (200 S_T) = 33 \cdot 1000 / (200 \cdot 32) = 5,2.$$

Опори спрощеної схеми заміщення:

$$x_{*610} = (0,5 + 3,13 - 2,88) + 8,11 + (0,5 + 3,13 - 2,88) \times 8,11 / (8,11 + 1,4) = 9,5;$$

$$x_{*611} = (8,11 + 1,4) + (8,11 + 1,4) \cdot 8,11 / (0,5 + 3,13 - 2,88) = 120,5;$$

$$x_{*612} = (0,5 + 0,55) + 5,2 + (0,5 + 0,55) 5,2 / (5,2 + 1,4) = 7,1;$$

$$x_{*613} = (5,2 + 1,4) + 5,2 + (5,2 + 1,4) 5,2 / (0,5 + 0,55) = 45,1.$$

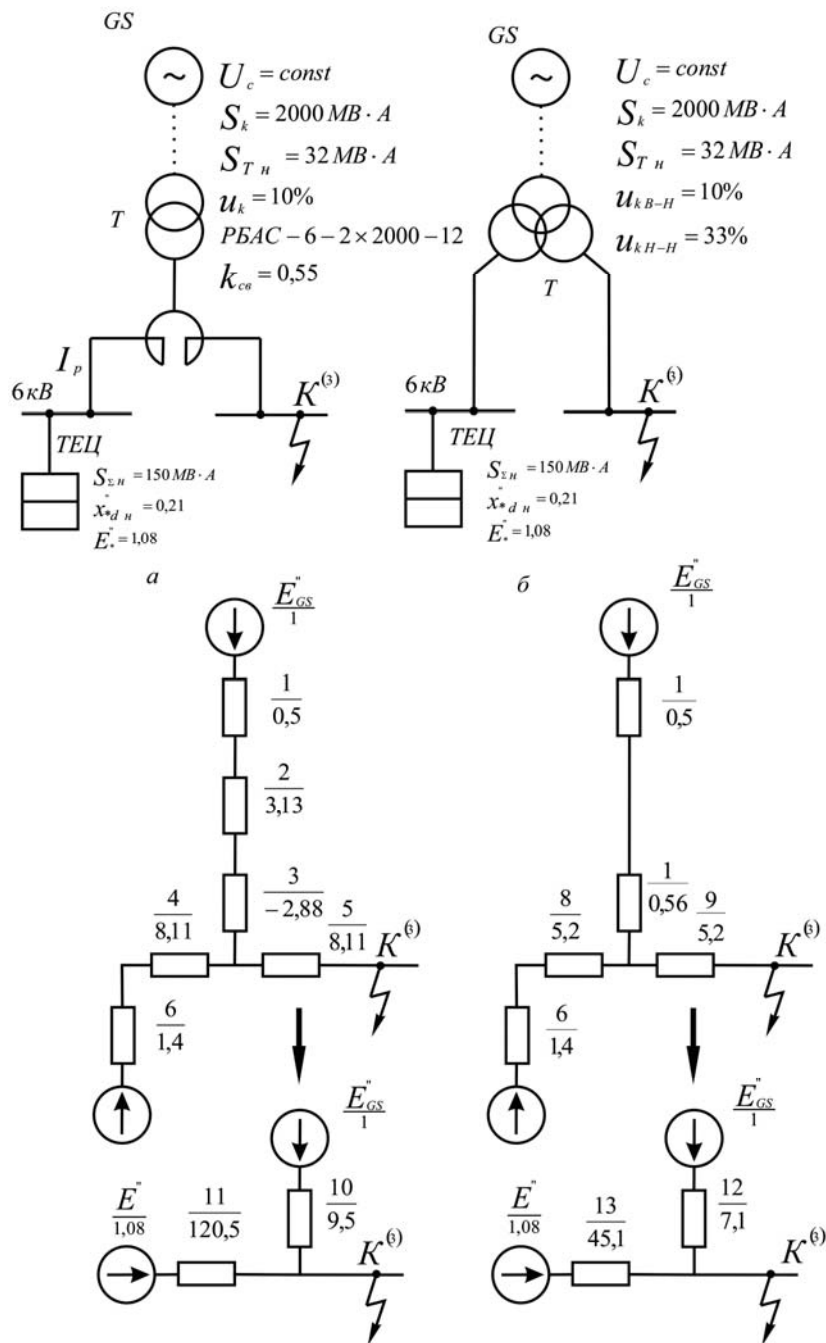


Рис. 10.25 (до прикладу 10.4)

Початкові значення струмів трифазного КЗ:

- для схем із здвоєним реактором

$$I''_{(p)} = (1 / 9,5 + 1,08 / 120,5)91,6 = 10,5 \text{ кА};$$

- для схем з трансформатором із розщепленою обмоткою

$$I''_{(T)} = (1 / 7,1 + 1,08 / 45,1)91,6 = 15,1 \text{ кА}.$$

Струмообмеження в аварійному режимі при трифазному КЗ у схемі із здвоєним реактором ефективніше, оскільки надперехідний струм менший на

$$(I''_{(T)} / I''_{(p)} - 1)100 = (15,1 / 10,5 - 1)100 = 43,8 \text{ \%}.$$

Приклад 10.5. Дослідити ефективність обмеження струму на землю при КЗ в одноланцюговій ПЛ напругою 110 кВ без тросів у системі електропостачання з двостороннім живленням (рис. 10.26,а) залежно від виду (активний або індуктивний) і значення опору резистора, що вмикають в нейтраль силового трансформатора Т2. Параметри елементів мережі – на рисунку.

Розв'язання. Обчислюємо у відносних одиницях виміру: $S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $U_{\bar{o}} = 115 \text{ кВ}$; $I_{\bar{o}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 5,02 \text{ кА}$ з використанням методу симетричних складових. Як розрахункове розглядаємо однофазне КЗ у точці К.

Визначаємо опори схем заміщення прямої, зворотної і нульової послідовностей (рис. 10.26,б,в):

- зв'язку з енергосистемою 1

$$x_{*\bar{o}11} = x_{*21} = S_{\bar{o}} / S_{\kappa 1} = 1000 / 8000 = 0,125;$$

- трансформатора Т1

$$x_{*\bar{o}12} = x_{*\bar{o}22} = x_{*\bar{o}02} = u_{\kappa} S_{\bar{o}} / (100 S_{T H}) = 10,4 \cdot 1000 / (100 \cdot 40) = 2,6;$$

- повітряні лінії

$$x_{*\bar{o}13} = x_{*\bar{o}23} = x_{01} l S_{\bar{o}} / U_{\bar{o}}^2 = 0,4 \cdot 60 \cdot 1000 / 115^2 = 1,81;$$

$$x_{*\bar{o}03} = 3,5 x_{*13} = 3,5 \cdot 1,81 = 6,35;$$

- трансформатора Т2

$$x_{*\bar{o}14} = x_{*\bar{o}24} = x_{*\bar{o}04} = 10 \cdot 1000 / (1000 \cdot 63) = 1,59;$$

- зв'язку з енергосистемою 2

$$x_{*\bar{o}15} = x_{*\bar{o}25} = 1000 / 1200 = 0,83.$$

Результуючі опори відносно точки КЗ для схем заміщення:

- прямої послідовності

$$z_{*\bar{o}1рез} = j x_{*\bar{o}1рез} = j(0,125 + 2,6)(1,8 + 1,59 + 0,83) / (0,125 + 2,6 + 1,8 + 1,59 + 0,83) = j1,66;$$

- зворотної послідовності

$$x_{*\bar{o}2рез} = x_{*\bar{o}1рез} = 1,66;$$

▪ нульової послідовності для варіанта з індуктивним опором в нейтралі трансформатора Т2

$$x_{*60рез} = 2,6(3x + 6,35 + 1,59) / (2,6 + 3x + 6,35 + 1,59) =$$

$$= (7,8x + 20,5) / (3x + 10,5)$$

та для варіанта з активним опором у нейтралі того ж трансформатора

$$z_{*60рез} = j2,6(3R + j7,9) / (j2,6 + j6,35 + 1,59 + 3R) =$$

$$= (j7,8R - 20,5) / (3R + j10,5).$$

Додаткові опори обумовлені несиметрією при різних типах опорів у нейтралі трансформатора $T2$

$$z_{*6\Delta x}^{(1)} = j1,66 + j(7,8x + 20,5) / (3x + 10,5) =$$

$$= (12,8x + 37,9) / (3R + 10,5);$$

$$z_{*6\Delta R}^{(1)} = j1,66 + (j7,8R - 20,5) / (3R + j10,5) =$$

$$= (j12,8R - 37,9) / (3R + j10,5).$$

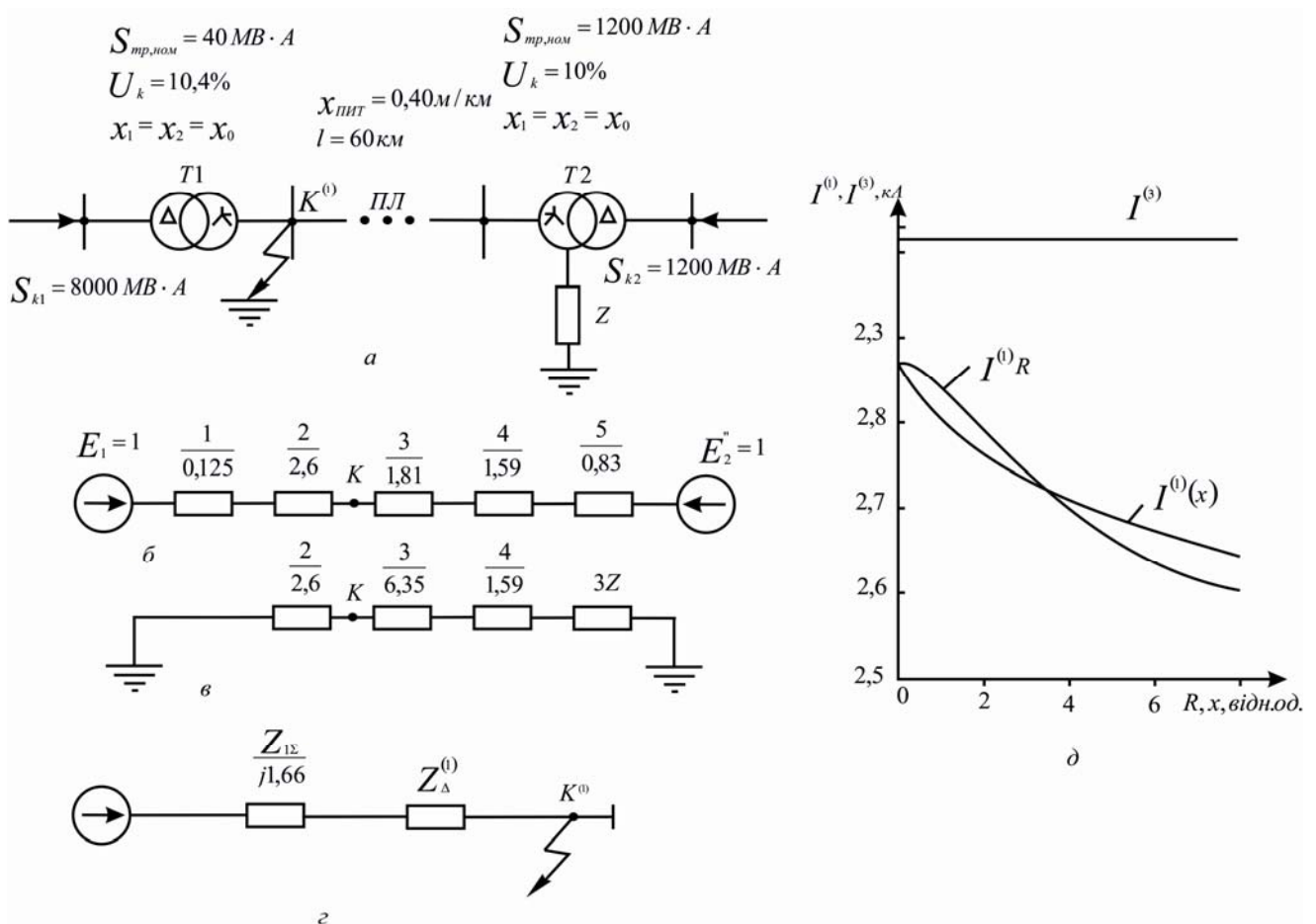


Рис. 10.26 (до прикладу 10.5): *a* – розрахункова схема; *б* – схема заміщення прямої послідовності; *в* – схема заміщення зворотної послідовності; *г* – схема заміщення нульової послідовності; *д* – залежність струму замикання на землю від опору резистора в нейтралі

Перетворимо комплексну схему заміщення однофазного КЗ (рис. 10.26,з) до найпростішого виду і знайдемо струм однофазного КЗ:

- при індуктивному опорі в нейтралі трансформатора $T2$

$$x_{*0}^{(1)} = 1,66 + (12,8x + 37,9) / (3x + 10,5) = (17,8x + 55,3) / (3x + 10,5);$$

$$I_x^{(1)} = m^{(1)} I_{\bar{0}} / x_*^{(1)} = 3 \cdot 5,02(3x + 10,5) / (12,8x + 37,9) = (2,54x + 8,88) / (z + 3,11) \text{ кА};$$

- при активному опорі в нейтралі того ж трансформатора

$$z_{*0}^{(1)} = j1,66 + (j12,8R - 37,9) / (3R + j10,5) = (j17,8R - 55,3) / (3R + j10,5);$$

$$|z_{*0}^{(1)}| = \sqrt{441R^2 + (53,4R^2 + 581)^2} / (9R^2 + 110,3);$$

$$I_{(R)}^{(1)} = 3 \cdot 5,02(9R^2 + 110,3) / \sqrt{441R^2 + (53,4R^2 + 581)^2} = (2,54R^2 + 31,1) / \sqrt{0,155R^2 + (R^2 + 10,9)^2} \text{ кА}.$$

На рис. 10.26,д зображено графіки залежності струму однофазного КЗ від типу і значення опору, ввімкненого в нейтраль трансформатора $T2$. Видно, що ефективність струмообмеження змінюється залежно від значення, виду опору та параметрів мережі.

Приклади розрахунків з урахуванням вимог ЕМС

Приклад 10.6. Оцінити термічну стійкість при видаленому вимикачі типу ВВТЭ-10-630-20У3, встановленому в ланцюзі кабельної лінії на підстанції 10 кВ. Розрахункова тривалість струму КЗ $t_{\text{вим}} = 0,5$ с, $I_{\text{ПС}} = 15$ кА. Еквівалентна постійна часу загасання аперіодичної складової $t_{\text{а.ек}} = 0,05$ с. Нормоване значення струму термічної стійкості $I_{\text{тер.норм}} = 20$ кА.

Час протікання струму термічної стійкості $t_{\text{тер.норм}} = 3$ с.

Розв'язання. Знаходимо значення інтеграла Джоуля $B_{\text{к}}$. Згідно з умовою $t_{\text{вим}} > t_{\text{а.ек}}$ ($0,5 > 1,2$). При цьому розрахункова формула

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ПС}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{а.ек}}) = 15000^2 (0,5 + 0,05) = 123,75 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

Допустимі значення інтеграла Джоуля $B_{\text{тер.доп}}$, з урахуванням співвідношення $t_{\text{вим}} \leq t_{\text{тер.норм}}$ ($0,5 < 3$)

$$B_{\text{тер.доп}} = I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{вим}} = 20000^2 \cdot 0,5 = 200 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

Оскільки $B_{\text{к}} < B_{\text{тер.доп}}$ термічна стійкість вимикача забезпечується.

Мінімальний переріз кабелів з алюмінієвими жилами за умовами забезпечення термічної стійкості

$$S_{\text{тер.мін}} = \sqrt{B_{\text{к}}} / c_{\text{T}}.$$

Коефіцієнт $c_{\text{T}} = 90 \text{ с}^{1/2} \text{ мм}^2$ згідно з табл. 8.3.

$$S_{\text{мер min}} = \sqrt{123,75 \cdot 10^6 / 90} = 123,6 \text{ мм}^2.$$

Необхідно використовувати кабель перерізом 150 мм^2 ; тривале допустиме значення струму $I_{T \text{ доп}} = 210 \text{ А}$.

Приклад 10.7. Визначити скорочення терміну служби ізоляції кабелю 10 кВ , навантаженням якого є 6-пульсний випрямляч потужністю $3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Випрямляч завантажений на $K = 95\%$.

Розв'язання. Розраховуємо додатковий нагрів Δt_n кабелів за рахунок струмів вищих гармонік за формулою:

$$\Delta \tau_v = \Theta_{vn} \sum_{v=2}^n K^2 I_{vx}^2 (0,187 + 0,532\sqrt{v}),$$

де Θ_{vn} – перевищення температури кабелю, обумовлене втратами в нормальному режимі: $\Theta_{vn} = 60^\circ$; K – коефіцієнт завантаження кабелю. $K = 0,95$;

$K_2 = 0,9$; $I_{vx} = \frac{1}{v}$, $v = 5, 7, 11, 13$ – відносні значення вищих гармонік.

Рекомендовано

$$\Delta \tau_v = 2,15^\circ.$$

Відносне скорочення терміну служби ізоляції кабелю

$$\Delta t_{iz} = 0,086 \cdot \Delta \tau_v + \frac{(0,086 \cdot \Delta \tau_v)^2}{2} = 0,086 \cdot 2,15 + \frac{(0,086 \cdot 2,15)^2}{2} = 0,2.$$

При тривалості нормальної експлуатації $t_{ne} = 20$ років скорочення терміну служби:

$$\Delta T_{ne} = 20 \cdot 0,2 = 4 \text{ роки.}$$

Приклад 10.8. За даними попереднього прикладу оцінити вірогідність виникнення uszkodження кабелю (чи КЗ). Прийнято $\lambda(t) = 0,15$.

Значення $\lambda(t)$ після 10 років експлуатації кабелю з ізоляцією класу А складає $\lambda(t) = 0,13 - 0,17$.

Розв'язання. Час нормальної експлуатації складає $t_{ne} = 20 - 4 = 16$ років.

Значення функції надійності $R(t)$:

$$R(t) = 1 - \lambda(t) \cdot \sqrt{t_{ne}} = 1 - 0,15 \cdot \sqrt{16} = 0,4,$$

тобто вірогідність uszkodження кабельної лінії (виникнення КЗ) через 16 років експлуатації складає 40% .

Загальний висновок

Представлені в прикладах 10.6-10.8 розрахунки електромагнітних перехідних процесів свідчать про тісний зв'язок питань, що розглядаються при вивченні розрахунків струмів короткого замикання (стійкості паралельної роботи електричних станцій і мереж) та електромагнітної сумісності. Так, коректна

оцінка вірогідності виникнення КЗ, його термічної дії можлива лише при обліку впливу електромагнітних перешкод типу несинусоїдальності, несиметрії й ін. Взаємний вплив різних джерел електроенергії також необхідно враховувати при розрахунку КЗ в електричних мережах складної конфігурації, тобто при розрахунку струмів КЗ слід внести корективи, що визначаються електромагнітною сумісністю.

Наведені приклади дозволяють зробити висновок: електромагнітні перехідні процеси в системах електропостачання підприємств при усій різноманітності їх видів, форм і особливостей протікання (струми КЗ, імпульсні перешкоди, перенапруги та ін.) є одним з елементів теорії і практики електромагнітної сумісності – сучасної науки, присвяченої вивченню перехідних процесів в складних електроенергетичних системах.

Контрольні запитання

1. Чинники та умови визначення рівнів потужності та струмів КЗ у СЕП.
2. Які способи обмеження потужностей та струмів КЗ можна використати при проектуванні СЕП?
3. Які застосовують технічні засоби для обмеження струмів КЗ?
4. Як вмикати струмообмежувальні реактори (одноланцюгові та здвоєні) в СЕП?
5. Суть завдання оптимізації рівня потужності КЗ у СЕП.
6. Суть завдання координації рівня струмів КЗ при проектуванні та експлуатації СЕП.
7. Вплив рівнів потужності і струмів КЗ на техніко-економічні показники елементів СЕП та якість електричної енергії.
8. Як здійснюються розрахунки електромагнітних перехідних процесів з урахуванням вимог ЕМС?

Теми рефератів

1. Зміни рівня потужності КЗ на шинах вторинної напруги ГПП залежно від потужності знижувальних трансформаторів.
2. Розукрупнення підстанцій СЕП, що живляться від ЕЕС.
3. Поступовість обмеження потужності та струмів КЗ у СЕП.
4. Електромагнітні перешкоди в СЕП підприємств.
5. Оцінка перехідних процесів в СЕП з урахуванням електромагнітної сумісності.
6. Вплив електромагнітних перешкод на перехідні процеси в системах електропостачання.
7. Вплив показників електромагнітної сумісності на надійність роботи електрообладнання.

Частина 2.

ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

Розділ 11. ЗАВДАННЯ АНАЛІЗУ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЦЕСІВ

11.1. Загальні відомості

Дотримання необхідного режиму систем електропостачання – обмежити зміни його параметрів з боку ЕЕС та у вузлових точках СЕП в таких обсягах, за яких зберігається стійкість режиму. Остання визначається здатністю системи відновлювати потрібний або близький до нього режим після будь-якого порушення під впливом різних збурень.

Для зміни режиму СЕП заданого напрямку, в тому числі при аварійному стані елементів, треба передбачати характер перехідного процесу, вибрати способи управління та засоби протиаварійної автоматики. Наявність стійкості режиму СЕП визначається аналізом і розрахунком перехідних електромеханічних процесів, беручи до уваги нормальний та післяаварійний усталений режими. При цьому враховують суттєві зміни режиму, характер і дію збурювальних впливів на стійкість режиму СЕП.

При аналізі і розрахунках перехідних процесів нерозривність виробництва, розподілу та споживання електроенергії вимагає зважати на причини та можливі наслідки розвитку аварійних режимів у взаємозв'язку ЕЕС і СЕП. Проблему стійкості режимів СЕП слід вирішувати з урахуванням виникнення перехідних процесів у СЕП, які можуть стати джерелом небезпечних збурень під час нормальної роботи енергосистеми.

До збурювальних впливів на ЕЕС, що виникають у системах електропостачання, належать КЗ у живильних лініях 110–220 кВ, розподільних мережах і електрообладнанні, раптові скиди навантаження при вимиканні потужних споживачів та накид реактивного навантаження після порушення стійкості роботи електродвигунів. У цих випадках з'являються великі та різкі зміни споживаної потужності, що можуть порушувати стійкість роботи енергосистеми.

Збурені дії розподіляють *на малі (слабі)*, за яких відхилення параметрів режиму від їх номінальних значень незначні, і *великі (сильні)*, що суттєво змінюють параметри нормального режиму ЕЕС.

Розрізняють три групи перехідних електромеханічних процесів за ознаками:

- малі відхилення потужності та невеликі зміни частоти обертання;
- великі відхилення потужності та малі зміни частоти обертання;
- значні відхилення потужності та великі зміни частоти обертання.

До першої групи належать нормальні перехідні процеси, які виникають під час експлуатаційних режимів системи, обумовлених незначними змінами навантаження і реакцією регулювальних та компенсуювальних пристроїв, при вмиканні чи вимкненні генераторів, трансформаторів, ліній, навантаження та інших елементів СЕП. Ці впливи розглядаються як малі збурення і не призводять до зростаючих змін параметрів від нормального режиму. Відновлення початкового або близького до нього режиму після дії малих збурень означає статичну стійкість режиму СЕП.

Дослідження і розрахунки перехідних процесів другої групи дають умови збереження режиму при великих збуреннях, що виникають внаслідок різких та істотних змін в СЕП із значними відхиленнями параметрів від нормального режиму:

- КЗ та наступні їх вимикання;
- зміни схеми з'єднання елементів системи в результаті вимикань агрегатів і ЛЕП зі значними навантаженнями;
- нормальні вмикання ЛЕП з великою зарядною потужністю;
- вмикання генераторів під дією самосинхронізації.

Відновлення початкового стану системи після великого збурення або стану, допустимого за параметрами режиму для її експлуатації, означає динамічну стійкість режиму СЕП.

Дослідження перехідних процесів третьої групи визначають можливість поновлення режиму після порушення стану синхронної роботи її окремих елементів або всієї системи через велике збурення. Здатність системи відновлювати початковий режим після порушення синхронної роботи і допустимого (короткочасного) за умовами експлуатації асинхронного ходу розглядають як результуючу стійкість режиму СЕП.

У приблизних розрахунках перехідних електромеханічних процесів використовують низку припущень, якими з допустимою для практики похибкою (до 10 %) спрощують їх аналіз або розрахунок. Вважають:

- перехідні процеси перебігають при невеликих відхиленнях частоти обертання синхронних машин (2...3 % синхронної частоти);
- напруга і струм генератора, а також струм збудження у разі зміни режиму змінюються миттєво;
- зміни режиму СЕП можна відобразити в схемі заміщення шляхом введення нових значень е.р.с. генераторів, потужності, власних і взаємних опорів;
- несиметричні режими за допомогою комплексної системи заміщення можна звести до симетричних, допускаючи, що зміни руху ротора генератора викликані лише моментами, створеними струмами прямої послідовності;
- зміни опорів генераторів і трансформаторів, обумовлені насиченням сталі, можна не враховувати або робити це наближено зменшенням значення опору схеми заміщення до $(0,6...0,8)x'_d$.

11.2. Наслідки від короткочасних порушень електропостачання

При експлуатації СЕП відбуваються короткочасні порушення електропостачання споживачів, що суттєво впливає на технологічні процеси виробництва. Внаслідок цього виникають перехідні електромеханічні процеси, характер і тривалість яких не дають змоги запобігти порушенням безперервності технологічних процесів та економічним збиткам. Неодмінний результат такого перебігу перехідних процесів – значне зниження або тимчасове зникнення напруги у споживачів, що тягне за собою ще й низку негативних явищ у СЕП, а саме:

Самовимикання електроустановок. Причина – у самоповерненні контакторів магнітних пускачів звичайного виконання, які при короткочасному зниженні напруги на 20...40 % не можуть утримуватись у ввімкненому стані.

У деяких випадках електроустановки вимикаються дією захистів мінімальної напруги від короткочасних порушень електропостачання при КЗ, АПВ і АВР. Самовимикання може виникати також під дією технологічних захистів, через недопустимі відхилення будь-якого те-

хнологічного параметра. Зайві вимкнення електроустановок при короткочасних порушеннях електропостачання можуть бути викликані автоматичними системами управління технологічними лініями при відсутності джерел резервного гарантованого живлення.

Неможливість самозапуску асинхронних двигунів. Через глибокі зниження напруги у мережі та струмові перевантаження не можна одночасно здійснити самозапуск двигунів великого підприємства, необхідний з електротехнічних чи технологічних причин. За технологією і можливістю пошкодження основного обладнання (небезпечні для трубопроводів гідравлічні удари, неприпустимі за технологією відхилення частоти обертання та ін.) самозапуску двигунів іноді взагалі не можна допускати.

Порушення стійкості роботи синхронних двигунів. Синхронні двигуни при перехідних процесах, обумовлених короткочасними перервами електропостачання, за умов стійкості роботи більш вразливі асинхронних. Гранично допустима перерва у живленні асинхронних двигунів визначається можливим самозапуском при найбільшому ковзанні. Для синхронних двигунів гранична перерва живлення значно менша і встановлюється за обставинами динамічної стійкості режиму роботи. Оскільки синхронні двигуни переважно працюють з близьким до одиниці коефіцієнтом потужності, їх стійкість помітно зменшується через підвищення критичної напруги і скорочення тривалості порушення електропостачання, коли двигуни залишаються в синхронізмі.

Факт порушення стійкості роботи синхронних двигунів спричиняє для інших електроустановок більш сильне збурення, ніж початкове короткочасне припинення електропостачання. Напруга на затискачах деяких споживачів практично знижується майже до нуля, що взагалі перериває роботу.

Для запобігання негативних наслідків, обумовлених короткочасними перервами електропостачання, необхідно аналізувати перехідні процеси для розрахунку стійкості режиму вузлів навантажень і розробки протиаварійних заходів в ЕЕС та СЕП підприємств.

11.3. Умови збереження експлуатаційних режимів систем електропостачання

У системах електропостачання великих промислових підприємств сильні збурення пов'язані з порушеннями роботи, коли вини-

кають різкі відхилення балансу активної потужності через вимкнення споживачів і балансу реактивної потужності внаслідок загального порушення стійкості роботи двигунів. Для збереження експлуатаційних режимів необхідна випереджувальна оцінка перехідних процесів. При цьому слід виявляти місця появи основних збурень, які найбільш небезпечні для споживачів і максимально впливають на зміни режиму з урахуванням місця та виду КЗ, значення і складу навантажень, обсягу самовимкнення навантаження, особливостей самозапуску двигунів та інших чинників, що позначаються на стійкості режиму СЕП. З цих позицій слід також обґрунтовувати основні протиаварійні заходи в мережах внутрішнього і зовнішнього електропостачання підприємств. На основі аналізу та розрахунку стійкості режиму навантаження підприємств з'являється можливість оцінити техніко-економічну ефективність протиаварійних заходів та збитки від кожного порушення безперервності технологічного процесу. Визначення впливу перерв в електропостачанні на стійкість режиму навантаження підприємств вимагає розрахунку різних видів збурень, при цьому необхідно розглядати КЗ як найбільш сильні збурення на різних ступенях напруги. При КЗ на лініях високої напруги порушення електропостачання досить короткочасні і до повної перерви живлення споживачів практично не доходить, проте збурення позначаються на роботі багатьох підприємств. При КЗ у розподільних мережах середньої напруги збурення розповсюджуються на меншу кількість споживачів, але термін перехідного процесу з урахуванням перерви живлення під час дії АПВ і АВР значно довший.

Для збереження експлуатаційних режимів СЕП важливе значення має забезпечення самозапуску двигунів з урахуванням обмеження його тривалості. Для цього при аналізі стійкості режиму СЕП повинна бути встановлена з деяким запасом межа за обсягом вимкнення навантаження, чим і забезпечується самозапуск двигунів. Необхідність запасу обумовлена можливими похибками врахування навантаження і накладанням на перехідні процеси в навантаженні перехідних процесів від генераторів.

Неодмінний параметр, що визначає перехідні процеси в навантаженні СЕП, – живильна напруга, яка через похибки в розрахунках може виявитися нижчою допустимих значень. Тому при перехідних і усталених режимах необхідно мати запас за рівнем напруги, який щодо перехідних процесів повинен складати 5, а при значних похибках визначення навантаження – не менше 10 %. Запасу за рівнем на-

пруги 5 % відповідає запас за потужністю асинхронних двигунів, задіяних у самозапуску (приблизно 10 %).

Один із способів розрахунку перехідних процесів з введенням запасу за рівнем напруги полягає в тому, що початковий режим задається із зниженими на коефіцієнт запасу значеннями напруги на шинах електростанцій та підстанцій споживачів СЕП, що розглядаються. У перехідному режимі відповідно зменшується і напруга.

11.4. Математичні моделі елементів систем електропостачання

Для розрахунку і аналізу перехідних електромеханічних процесів застосовують математичне описання стану СЕП. Можливість подати умови стійкості роботи системи у вигляді математичних критеріїв залежить від складності диференціальних рівнянь з викладом змін режимів системи та від інтенсивності дії збурень.

Вимоги до опису цих процесів і точність отриманих при розрахунках результатів повинні розглядатися з урахуванням відповідності останніх реальній фізичній природі процесів, що вивчаються. Поняття суворості опису впливає з поставленої в дослідженні мети і лише такою постановкою питання та необхідністю одержання після вирішення потрібних для практики підсумків і визначається. Звідси повинні бути також сформульовані рівні припущень, які визначаються поставленим завданням.

З метою спрощення методів і алгоритмів розрахунку при оцінці стійкості режиму СЕП застосовують лінеаризацію систем диференціальних рівнянь і, як наслідок, зниження їх порядку. Якщо рівняння невисокого порядку статична стійкість режиму систем аналізується методом малих коливань. При великих збуреннях для аналізу стійкості використовують теореми та методи стійкості руху Ляпунова і методи числового інтегрування.

Зниження порядку системи рівнянь можна досягти спрощенням описаних нею перехідних процесів різними способами:

- поділом процесів на повільні та швидкі з відокремленим їх розглядом;
- заміною групи джерел або двигунів одним еквівалентом;
- еквівалентуванням навантаження узагальненими характеристиками;

- виділенням у процесах найбільш істотних чинників та нехтуванням другорядними і незначними параметрами та їх змінами;
- лінеаризацією характеристик елементів СЕП;
- розподілом складної електричної системи на прості підсистеми та їх незалежним розглядом.

Структура рівнянь перехідних процесів у СЕП залежить від моделей основних елементів та їх взаємозв'язку.

Моделі синхронних машин при проектуванні вибирають з урахуванням низки обчислювальних змінних, що входять як до рівняння руху машини, так і до рівняння електричної мережі. Зв'язок цих рівнянь може здійснюватися поданням синхронної машини деякою е.р.с. E , ввімкненою за незмінним опором, наявним у матриці опорів мережі. При моделюванні синхронних машин можна брати модуль е.р.с. $E = const$ або вважати, що $E = var$ і залежить від внутрішніх перехідних електромагнітних процесів у машині (відповідає реальним умовам).

З постійністю е.р.с. $x = x'_d$; $E = E'$, а зміна кута е.р.с. E' відносно синхронної осі визначається під час розв'язку диференціального рівняння руху генератора

$$T_J d^2 \delta / dt^2 = M_T - M, \quad (11.1)$$

де $d^2 \delta / dt^2$ – кутове прискорення; T_J – механічна постійна інерції агрегату; M_T – момент турбіни; M – електромагнітний момент генератора.

Недолік моделі $E' = const$ – у неможливості враховувати регулювання збудження та асинхронного моменту, сприятливого затухання синхронного коливання генератора. Цього недоліку можна позбутися штучним введенням до рівняння (11.1) складової, пропорційної ковзанню, з коефіцієнтом демпфірування p_d

$$T_J d^2 \delta / dt^2 + p_d d\delta / dt = M_T - M. \quad (11.2)$$

Для знаходження значення p_d необхідно знати хід перехідного процесу.

Використання моделі $E' = const$ доцільно у двох випадках.

1. При великому обсязі обчислень з однотипними збуреннями і близькими початковими режимами. Для цього попередньо слід зробити кілька розрахунків із застосуванням по можливості точніших моделей генераторів, а потім, замінивши ці моделі на моделі $E' = const$, підібрати значення p_d , за яких результати спрощених та точних розрахунків збігаються.

2. Для синхронних машин, віддалених від місця збурення, коли заздалегідь відомо, що вони залишаються в синхронізмі з енергосистемою і мають незначний вплив на основні результати.

Моделі синхронної машини із змінною е.р.с. вибирають залежно від мети і, відповідно, потрібної точності розрахунку, характеру завдань, що виконуються, швидкодії та обсягу пам'яті ЕОМ, а також наявності початкової інформації. До того ж приймаються певні припущення:

- рівняння синхронної машини записують у системі координат d, q , яка обертається і жорстко пов'язана з ротором, де поздовжня вісь збігається з віссю магнітного потоку обмотки збудження;

- перехідних процесів у колах статора не враховують, що дає змогу вилучати диференціальну форму запису рівнянь ліній чи трансформаторів, не вносячи суттєвих похибок;

- значення струмів і напруг при несиметричних КЗ та інших режимах ураховують лише складовими прямої послідовності;

- демпферні контури синхронної машини описують наближено або на них узагалі не зважають;

- нелінійність характеристик намагнічування, обумовлену насиченістю сталі, не беруть до уваги;

- активним опором обмотки статора нехтують;

- синхронну машину вводять в рівняння мережі надперехідною е.р.с. E'' , значеннями опору $x_d'' = x_q'' = x''$;

- зміни частоти не враховують або це роблять спрощено.

Моделі системи збудження генераторів і синхронних компенсаторів при розрахунках перехідних процесів повинні відображати обмеження збуджень зверху й донизу, швидкість зміни збудження і вплив АРЗ на демпфірування електромеханічних коливань.

Системи збудження та АРЗ при розрахунках перехідних процесів в енергетичних системах звичайно описують двома диференціальними рівняннями таким чином, щоб урахувати характер регулювання різних існуючих систем збудження, а також запізнення в АРЗ та у збуджувача.

Моделі турбін у розрахунках перехідних процесів передбачені для відображення впливу систем регулювання частоти на потужність турбіни P_T при значних змінах частоти обертання.

Рівняння моменту обертання турбіни можна скласти на основі статичних характеристик $M_T = \psi(\omega, \mu)$, де μ – міра відкриття регулювального клапана енергоносія турбіни. При повільних змінах час-

тоти обертання та відкриття клапана нелінійно спадні характеристики M_T можна наближено уявити сім'єю прямих (рис. 11.1):

$$M_T = \mu[M_{T0} - \eta_T(\omega - \omega_0)], \quad (11.3)$$

де M_{T0} , ω_0 – момент турбіни і частота обертання при нормальному режимі; η_T – коефіцієнт саморегулювання турбіни.

Моделі навантаження при невеликих та повільних змінах напруги у вузлових точках описують натуральними статичними характеристиками, що відбивають реакцію споживачів на відхилення напруги та частоти.

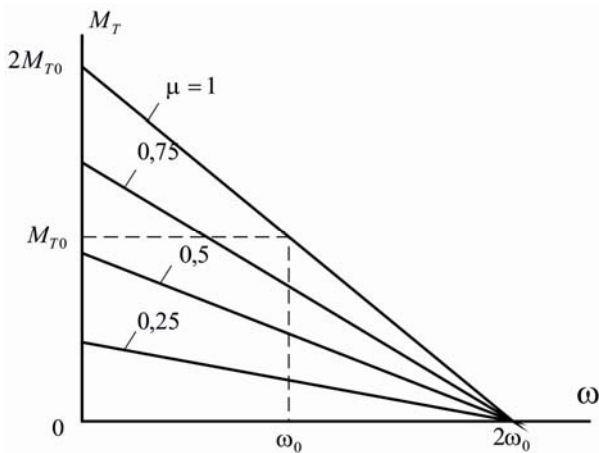


Рис. 11.1. Ідеалізовані характеристики обертового моменту турбіни

Вони визначаються залежностями $P(U, \omega)$ та $Q(U, \omega)$ для найбільш розповсюджених типів електроустановок, асинхронних двигунів та статичних споживачів, в яких залежності $P(U)$ близькі до квадратичних (печі опору, лампи розжарювання, побутові електроустановки).

Статичні характеристики вузла активного навантаження за напругою подаються як сума відповідних характеристик усіх споживачів даного вузла з урахуванням

втрат потужності у розподільній мережі і можуть застосовуватись у вигляді однієї типової характеристики.

Усереднені залежності у вигляді типової характеристики $Q(U)$ навести неможливо, оскільки сумарна статична характеристика для реактивного навантаження визначається в основному асинхронними двигунами і суттєво залежить від компенсуючих пристроїв.

Під час аналізу великих збурень в СЕП необхідно скласти динамічну модель навантаження. До такої моделі вводять асинхронні і синхронні двигуни, а також статичні електроприймачі (побутове навантаження, електропечі та ін.). Статичне навантаження здебільшого подається сталою провідністю.

Модель асинхронного двигуна без урахування перехідних електромагнітних процесів (практично не впливають на точність розрахунків) описується чотирма рівняннями.

– Рівняння руху двигуна

$$T_J ds_R / dt = M_{mx} - P_{AD} / \omega, \quad (11.4)$$

де $s_R = (\omega_H - \omega_R)/\omega_H$ – ковзання ротора двигуна; M_{mx} – момент опору робочого механізму; P_{AD} – активна потужність асинхронного двигуна; ω_R – частота обертання ротора.

– Рівняння для активної потужності

$$P_{AD} = U^2 r_2 s / [(\omega / \omega_H)^2 x_s^2 s^2 + r_2^2], \quad (11.5)$$

де U – напруга на затискачах двигуна; ω, ω_H – дійсна та номінальна частоти напруги; $s = (\omega - \omega_R) / \omega$ – ковзання ротора відносно вектора напруги; x_s – опір розсіювання; r_2 – активний опір ротора.

Опори x_s та r_2 мають складну залежність від частоти струму в роторі. Їх можна брати постійними за $s \leq s_{кр}$, але при більших значеннях $s > s_{кр}$ під час визначення P_{AD} та Q_{AD} можливі значні похибки ($s_{кр}$ – критичне ковзання). Для досягнення точніших результатів розрахунку доцільно користуватися залежностями $x_s(s)$ і $r_2(s)$, наведеними на рис. 11.2,а, а під час приблизних розрахунків – їх кусково-лінійною апроксимацією (рис. 11.2,в). Орієнтовні "опорні" значення ковзання (рис. 11.2,б) при апроксимації $s_1 \approx s_{кр}$; $s_2 = 0,5 \dots 0,9$.

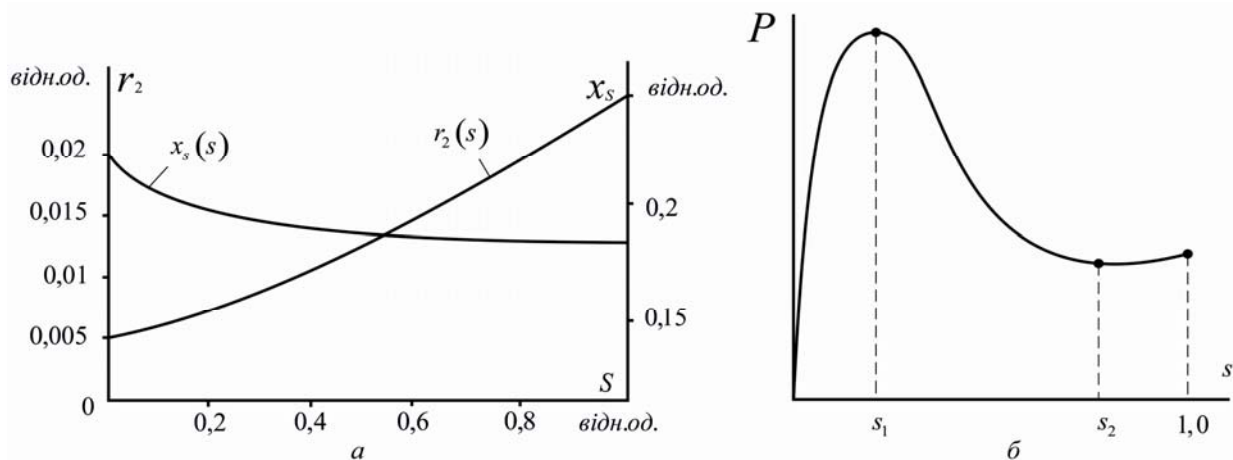
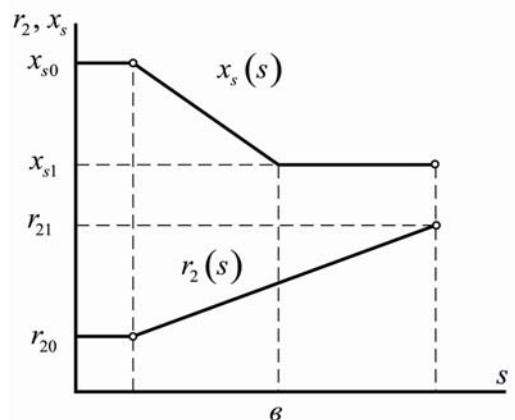


Рис.11.2. Апроксимація залежностей опорів асинхронного двигуна від ковзання: а – залежності опорів r_2 і x_s від ковзання s ; б – вибір "опорних" значень ковзання на залежності активної потужності від ковзання; в – кусково-лінійна апроксимація залежностей опорів r_2 і x_s від ковзання



Активний опір, пропорційний механічному моменту на валу двигуна, визначається (за однаковою кількістю витків обмоток ротора і статора):

$$r_2 = \begin{cases} r_{20}, & s \leq s_1; \\ [r_{20}(1-s) + r_{21}(s-s_1)]/(1-s_1), & s > s_1. \end{cases}$$

Індуктивний опір розсіювання статора та ротора

$$x_2 = \begin{cases} x_{s0}, & s \leq s_1; \\ [x_{s0}(s_2-s_1) + x_{s1}(s-s_1)]/(s_2-s_1), & s_1 < s < s_2; \\ x_{s1}, & s \geq s_2. \end{cases}$$

Координати “опорних” точок кусково-лінійної апроксимації визначаються за каталоговими даними згідно з виразами:

$$\begin{aligned} s_{кр} &= s_H(m_{max} + \sqrt{m_{max}^2 - 1}); \\ x_{s0} &= 1/(2m_{max} \cos \varphi_H); \\ x_{s1} &= x_\mu / (I_{*н\text{у}\text{с}\text{к}} x_\mu - 1); \\ r_{20} &= s_H(1 + \sqrt{1 - 1/m_{max}^2}) / (2 \cos \varphi_H); \\ r_{21} &= (1 - \sqrt{1 - 4x_{s1}^2 m_{н\text{у}\text{с}\text{к}}^2 \cos^2 \varphi_H}) / (2m_{н\text{у}\text{с}\text{к}} \cos \varphi_H), \end{aligned} \quad (11.6)$$

де $I_{н\text{у}\text{с}\text{к}}, m_{н\text{у}\text{с}\text{к}} = M_{н\text{у}\text{с}\text{к}} / M_H$ – кратність пускових струму та моменту відповідно; $x_\mu = 1/[\sin \varphi_H - (1 - \sqrt{1 - 4x_{s0}^2 \cos^2 \varphi_H}) / (2x_{s0})]$ – опір намагнічування при номінальній напрузі.

▪ Рівняння реактивної потужності двигуна

$$Q_{AD} = P_{AD}(\omega/\omega_H) x_s s / r_2 + Q_\mu \omega_H / \omega. \quad (11.7)$$

Тут Q_μ – реактивна потужність намагнічування. Через нелінійність характеристики холостого ходу для Q_μ властива складна залежність від U_δ . Приблизно

$$Q_\mu = (U_\delta^2 / x_\mu) f(U_\delta).$$

Функція $f(U_\delta)$ відображає нелінійність характеристик холостого ходу і може бути подана у вигляді

$$f(U_\delta) = 1 - \alpha - \alpha (U_\delta / U_{\delta H})^4$$

або

$$f(U_\delta) = (U_\delta / U_{\delta H})^{k_\mu - 2}.$$

Без урахування нелінійності ($\alpha = 0, k_\mu = 2$): $f(U_\delta) = 1$.

▪ Рівняння моменту опору на валу двигуна

$$M_{mx} = M_{mxCT} + (M_{mxH} - M_{mxCT}) [(1 - s_R) / (1 - s_{RH})]^p, \quad (11.8)$$

де M_{MXH} – номінальний момент опору механізму; p – показник степені, залежний від типу робочого механізму; M_{MXCT} – статичний момент опору (при $\omega = 0$); s_{RH} – ковзання ротора двигуна у номінальному режимі.

На основі каталогових даних і схеми заміщення асинхронного двигуна задаються параметри: P_H ; U_H ; $\cos \varphi_H$; ковзання s_2 ; k_μ (або α); m_{CT} ; T_J ; $m_{\max} = M_{\max}/M_H$; $m_{\text{пуск}}$; $I_{\text{пуск}}$; номінальне ковзання s_H , а також x_μ , x_{s0} , x_{s1} , r_{20} , r_{21} .

Оскільки асинхронне навантаження характеризується низкою загальних властивостей, при його моделюванні можна користуватися параметрами узагальненого асинхронного двигуна: $\cos \varphi_H = 0,8$; $m_{\text{пуск}} = 0,73$; $I_{*\text{пуск}} = 4,1$; $s_H = 2\%$; $s_2 = 70\%$; $k_\mu = 4$; ($\alpha = 0,5$); $m = 0,7$; $m_{MXCT} = M_{MXCT}/M_{MXH} = 0,5$; $T_J = 0,8$ с – при короткочасних збуреннях і $T_J = 0,6$ с – при глибокому гальмуванні. Зі схеми заміщення двигуна цим даним відповідають такі параметри: $x_\mu = 2,95$; $x_{s0} = 0,368$; $x_{s1} = 0,266$; $r_{20} = 0,0226$; $r_{21} = 0,0424$. Активна потужність узагальненого асинхронного двигуна початкового режиму задається часткою споживаної активної потужності у навантаженні вузла: $P_{AD\text{ норм}} = K_{AD} P_{\text{норм}}$. Ковзання при цьому дорівнює за початкового режиму $s_{\text{норм}} = s_{R\text{ норм}}$ і при відомій напрузі U визначається з рівняння (11.5), а реактивна потужність асинхронного двигуна $Q_{AD\text{ норм}}$ – з (11.7). За знайденими значеннями активної та реактивної складових потужності асинхронного двигуна визначається значення статичного навантаження

$$P_{CT\text{ норм}} = P_{\text{норм}} - P_{AD\text{ норм}}; \quad Q_{CT\text{ норм}} = Q_{\text{норм}} - Q_{AD\text{ норм}};$$

їх використовують при розрахунках перехідного процесу

$$P_{CT} = P_{CT\text{ норм}} F_1(U, \omega); \quad Q_{CT} = Q_{CT\text{ норм}} F_2(U, \omega),$$

де функції $F_1(U, \omega)$; $F_2(U, \omega)$ відповідають характеристикам, заданим для статичного навантаження.

11.5. Моделювання навантаження підприємства

Асинхронне навантаження підприємства моделюється на основі початкових моделей асинхронних двигунів для кожного з вузлів розрахункової схеми електропостачання з використанням їх усереднених параметрів та (у певних випадках) деяких уточнень.

Застосовуючи основні параметри асинхронного двигуна, можна визначити параметри схеми його заміщення у відносних одиницях виміру за допомогою виразів (11.6).

Параметри асинхронного двигуна з усередненими даними $\cos \varphi$, m_{\max} , $m_{\text{пуск}}$, $I^*_{\text{пуск}}$ встановлюються за таблицею; номінальне ковзання $s_H = 0,02$.

Середній коефіцієнт завантаження групи двигунів

$$m = P_{\Sigma} / P_{\Sigma H},$$

де P_{Σ} – сумарна споживана потужність двигунів; $P_{\Sigma H}$ – сумарна номінальна потужність усіх двигунів, увімкнених до мережі.

Таблиця 11.1

Параметри асинхронного двигуна з усередненими даними

Номінальна напруга двигуна, кВ	Номінальна напруга вузла навантаження (у розрахунковій схемі)	$\cos \varphi$	m_{\max}	$m_{\text{пуск}}$	$I^*_{\text{пуск}}$
0,38	0,38	0,85	2	1,7	6
0,38	6–10	0,84	1,9	1,4	5,5
6	6–10	0,84	2,2	1,4	5,4
0,38 і 6 (один двигун)	6–10	0,84	2	1,4	5,5

Статичний момент опору асинхронного навантаження підприємства визначається як середньозважений для трьох найбільш характерних груп споживачів, що різняться залежностями моменту опору на валу від частоти обертання. Для першої групи двигунів потужністю $P_{1\Sigma H}$ з механізмами вентиляторного типу $m_{CT1} \approx 0$; для другої $P_{2\Sigma H}$ з механізмами типу насосів $m_{CT2} \approx 0,5$; для третьої $P_{3\Sigma H}$ з компресорними характеристиками механізмів $m_{CT3} \approx 1$. При цьому

$$P_{\Sigma H} = P_{1\Sigma H} + P_{2\Sigma H} + P_{3\Sigma H};$$

$$m_{CT} = \sum_{i=1}^3 m_{CTi} (P_{i\Sigma H} / P_{\Sigma H}) \approx (0,5P_{2\Sigma H} + P_{3\Sigma H}) / P_{\Sigma H}.$$

Усереднене значення механічної постійної інерції за великої кількості двигунів можна визначити за формулою

$$T_{J0} = 0,12 (P_{\Sigma H} / N)^{0,45}, \quad (11.9)$$

де N – число двигунів, а механічну сталу інерції всього агрегату – з виразу

$$T_J = K_J T_{J0},$$

де K_J – коефіцієнт, що характеризує вид механізму. Для розглянутих груп двигунів $K_{J1} \approx 5$; $K_{J2} \approx 1,2$; $K_{J3} \approx 2$, а усереднене значення для еквівалентного двигуна

$$T_J = \sum_{i=1}^3 K_{Ji} T_{J0i} (P_{in} / P_{\Sigma H}) \approx (5T_{J01} P_{1\Sigma H} + 1,2T_{J02} P_{2\Sigma H} + 2T_{J03} P_{3\Sigma H}) / P_{\Sigma H},$$

де T_{J0i} , $i = 1, 2, 3$ – усереднені значення T_{J0} для кожної з трьох груп двигунів відповідно (11.9).

Для забезпечення точності розрахунку перехідних процесів, особливо при самозапуску великої групи різнотипних двигунів, навантаження слід розбити не на три частини, а на більшу кількість однорідних за складом частин (за ознаками значень m_{CT} і T_J).

Синхронні двигуни підприємства моделюють в усталеному режимі з використанням статичної характеристики реактивної потужності $Q_{CD}(U, \omega)$ за рівнянням

$$Q_{CD} = -[E_q U_\delta \cos \delta / x_d - U_\delta^2 ((x_d + x_q) - (x_d - x_q) \cos 2\delta) / (2x_d x_q)] / \omega. \quad (11.10)$$

Внутрішній кут δ визначається з виразу

$$P_{CD} = [E_q U_\delta \sin \delta / x_d + U_\delta^2 \cdot (x_d - x_q) \sin 2\delta / (2x_d x_q)] / \omega. \quad (11.11)$$

При $x_d = x_q$ маємо:

$$Q_{CD} = U_\delta^2 / (\omega x_d) - \sqrt{(E_q U_\delta / (\omega x_d))^2 - P_{CD}^2}. \quad (11.12)$$

Статичні характеристики активної потужності навантаження практично не залежать від типу двигунів.

У розрахунках перехідних процесів на динамічну стійкість режиму синхронних двигунів необхідно враховувати впливи АРЗ, управління АРЗ при пуску та самозапуску двигунів, а також впливи інших збурень на комплексне навантаження підприємства (за допомогою моделей автоматичних пристроїв систем збудження).

Елементи електричної мережі в СЕП підприємств (вузли, вітки мережі, трансформатори та ін.) у рівняннях руху описуються на основі відомих залежностей з курсу електричних мереж і систем.

Для вузла мережі з n вітками повинен виконуватися баланс активних і реактивних потужностей:

$$\sum_{i=1}^n P_i = 0; \quad \sum_{i=1}^n Q_i = 0. \quad (11.13)$$

Елементи мережі (вітки) в схемах заміщення подаються у вигляді послідовно-паралельно ввімкнених активних та реактивних опорів (рис. 11.3) і описуються рівняннями:

$$\left. \begin{aligned} & - \text{на початку ділянки} \\ & P_1 = U_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + U_1 U_2 y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}), \\ & Q_1 = U_1^2 y_{11} \cos \alpha_{11} - U_1 U_2 y_{12} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}) \end{aligned} \right\} \quad (11.14)$$

$$\left. \begin{aligned} & - \text{у кінці ділянки} \\ & P_2 = -U_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + U_1 U_2 y_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}), \\ & Q_2 = -U_2^2 y_{22} \cos \alpha_{22} + U_1 U_2 y_{12} \cos(\delta_{12} + \alpha_{12}) \end{aligned} \right\} \quad (11.14, a)$$

Власні та взаємні провідності визначаються за виразами

$$Y_{11} = 1/[Z_1 + Z_2 Z_3 / (Z_2 + Z_3)] = y_{11} \exp \varphi_{11};$$

$$Y_{22} = 1/[Z_2 + Z_1 Z_3 / (Z_1 + Z_3)] = y_{22} \exp \varphi_{22};$$

$$Y_{12} = 1/[Z_1 + Z_2 + Z_1 Z_2 / Z_3] = y_{33} \exp \varphi_{12},$$

а кути

$$\alpha_{11} = 90^\circ - \varphi_{11}; \quad \alpha_{22} = 90^\circ - \varphi_{22}; \quad \alpha_{12} = 90^\circ - \varphi_{12}.$$

Розрахункова модель навантаження визначається складом споживачів та його розподільною мережею. У загальних випадках вона багатоелементна з математичним описанням еквівалентних асинхронних і синхронних двигунів, а також статичного навантаження (освітлення, випрямлячі, інвертори, нагрівальні прилади, електродпечі та ін.).

Для відображення в моделях швидких змін режимів навантаження, окрім статичних характеристик навантаження $P(U, \omega)$,

$Q(U, \omega)$ використовують і динамічні характеристики навантаження

$$\left. \begin{aligned} & P(U, \omega, t, dU / dt, d\omega / dt, \dots) \\ & Q(U, \omega, t, dU / dt, d\omega / dt, \dots) \end{aligned} \right\}$$

Вибір виду характеристик навантаження залежить від необхідної точності розрахунків стійкості режиму СЕП. У наближених розрахунках перехідних електромеханічних процесів модель навантаження часто використовують у вигляді комплексного опору.

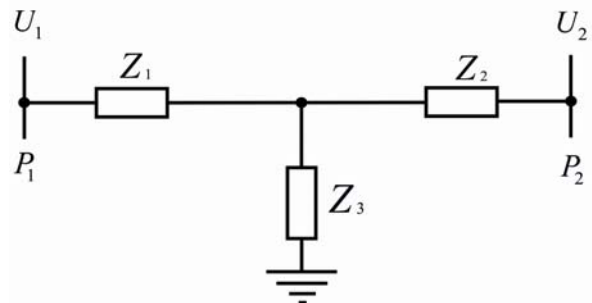


Рис. 11.3. Схема заміщення ділянки електричної мережі

З погляду на спрощення математичних моделей системи підрозділяють на консервативно-позиційні та дисипативні. Опис системи за допомогою *консервативно-позиційної моделі* відповідає припущенням, що передбачають:

відсутність у системі втрат енергії, які залежать від частоти обертання машин (будь-які збурення режиму призводять до незатухаючих коливань);

незалежність усіх діючих моментів від зміни частоти обертання машин, окрім тих, що мають з велику інерційність ротора.

Тому при такій ідеалізації моделі в рівняннях руху моменти у відносних одиницях виміру можна замінити потужностями. Потужності турбін, е.р.с. машин, частоти і опори пасивних елементів електричної мережі беруться постійними, а електромагнітна потужність залежить лише від положення роторів синхронних машин.

У *дисипативній моделі* системи враховують залежність моменту машин від положення роторів і швидкості їх зміни від параметрів регулювальних та компенсуючих пристроїв, а також електромагнітних і електромеханічних процесів в елементах.

Для аналізу стійкості режиму СЕП підприємств доцільний спрощений підхід до розрахунку перехідних електромеханічних процесів на основі консервативної позиційної моделі. Це пояснюється тим, що при централізованому електропостачанні підприємств у СЕП практично завжди наявне джерело необмеженої потужності (умова незмінності напруги та частоти). Завдання забезпечення стійкості тут вирішується на малому інтервалі часу після виникнення збурення (0,2...0,5 с). Окрім того, стійкість в СЕП визначають синхронізуючі моменти, а не інерційні, які залежать від частоти, а прояв синхронізуючих моментів незначний.

Контрольні запитання

1. Мета розрахунку перехідних електромеханічних процесів.
2. Збурення в СЕП, що призводять до перехідних електромеханічних процесів.
3. Припущення для спрощення розрахунків перехідних електромеханічних процесів.
4. Наслідки у СЕП при короткочасних перервах в електропостачанні споживачів.
5. Умови забезпечення стійкості роботи в СЕП.

6. Роль математичних моделей елементів СЕП у розрахунках перехідних процесів.
7. Рівняння, що описують моделі синхронних машин.
8. Призначення моделей турбін у розрахунках перехідних процесів.
9. Рівняння моделі асинхронного двигуна.
10. Як моделювати сумарне асинхронне навантаження підприємства?
11. Моделювання синхронного навантаження промислового підприємства.
12. Урахування елементів електричної мережі при моделюванні СЕП підприємств.

Теми рефератів

1. Вплив перехідних електромеханічних процесів на режим роботи СЕП.
2. Математичне моделювання навантаження промислового підприємства при розрахунках перехідних процесів.
3. Причини та наслідки короткочасних порушень електропостачання.
4. Основні припущення, що приймаються при аналізі електромеханічних перехідних процесів.

Розділ 12. МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ

12.1. Критерії статичної стійкості

З прикладів найпростіших механічних систем (рис. 12.1) видно, що є деякі стани рівноваги системи, в які після дії випадкового збурення частини системи прагнуть повернутися, тобто відновлюється початковий стан. Зустрічаються також такі стани рівноваги, з яких систему остаточно виводить будь-яке збурення. У першому випадку маємо справи з системами стійкого стану рівноваги, а в другому – нестійкого.

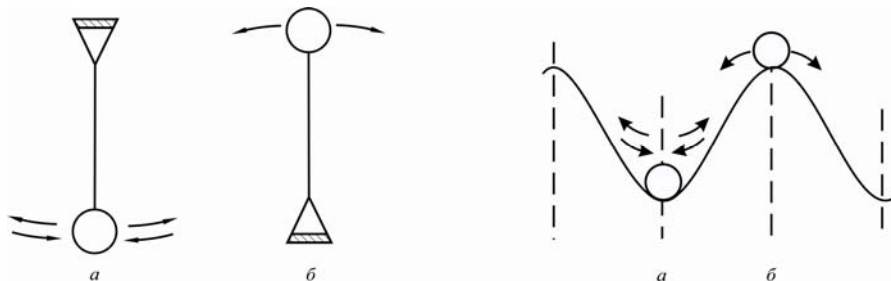


Рис. 12.1. Стан рівноваги механічних систем: *a* – стійкий; *б* – нестійкий

Фізична оцінка механізму порушення стійкості може здійснюватися на основі енергетичного або силового підходу. **При енергетичному підході** умови стійкості визначаються теоремою Діріхле, за якою система буде стійкою, якщо потенціальна енергія консервативної системи у стані рівноваги має мінімум. При **силовому підході** стійкість системи встановлюється за умови: у стані рівноваги сума прикладених до тіла сил повинна дорівнювати нулю. У разі відхилення тіла від стану рівноваги з'являється сила, що прагне повернути його у попереднє положення. Якщо в стані рівноваги тіло має швидкість, то сили, які виникають при цьому, повинні спрямовуватися проти вектора швидкості.

Подамо трактування усталеного режиму СЕП стосовно енергетичного підходу. Між енергією джерела W_G , яка надходить у систему, та енергією W , витраченою на навантаження і покриття втрат, – баланс $W_G = W$. За будь-якого слабого збурення, що виявляється під час зміни параметра режиму Π на $\Delta\Pi$, цей баланс порушується. Оскільки $W_G = f_1(\Pi)$; $W = f_2(\Pi)$ джерело збільшує генерацію ене-

ргії на ΔW_G і спостерігається зміна витрат енергії у системі на ΔW . Коли у системі наявні такі властивості, що енергія після дії збурення витрачається інтенсивніше, ніж надходить від зовнішнього джерела, то новий режим у результаті збурення не буде забезпечений енергією. Тому повинен відновитися попередній усталений або близький до нього режим – система статично стійка.

За такого трактування умовою збереження стійкості системи (критерій стійкості) є співвідношення $\Delta W / \Delta P > \Delta W_G / \Delta P$ (у диференціальній формі $d(W_G - W) / dP < 0$).

Різницю $W_G - W = \Delta W_\Sigma$ називають *надлишковою енергією*. При цьому критерій стійкості знаходимо у вигляді

$$d(\Delta W_\Sigma) / dP < 0, \quad (12.1)$$

тобто режим стійкий, якщо похідна від надлишкової енергії за визначальним параметром P негативна.

Наближені оцінки стійкості режиму в інженерних розрахунках базуються на критерії стійкості (12.1); їх ще називають **практичними критеріями стійкості**.

Розглянемо найпростішу схему СЕП (рис. 12.2,а), в якій генератор працює через трансформатор і лінію електропередачі на шини незмінної напруги, тобто на шини приймальної електричної системи, потужність якої настільки велика, що напругу на її шинах можна вважати незмінною за амплітудою та фазою при будь-якому стані режиму.

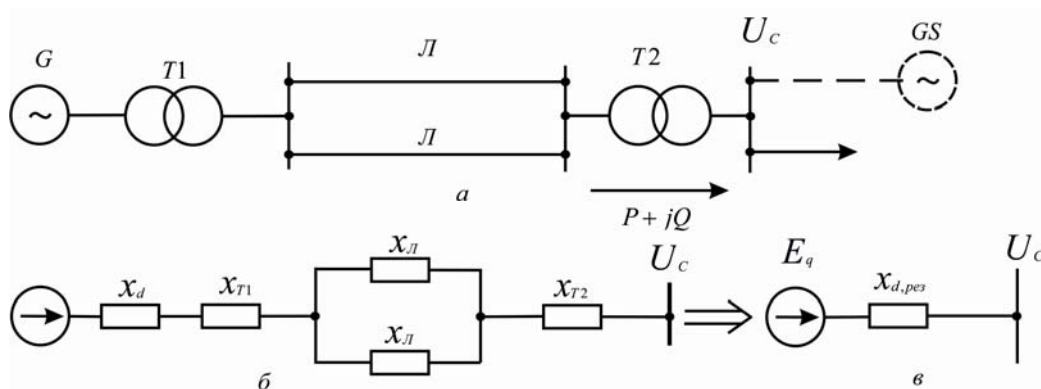


Рис.12.2. Радіальна система електропостачання: а – розрахункова схема; б, в – схема заміщення та її перетворення

При аналізі зручно користуватися кутовою характеристикою $P = f(\delta)$, де P – електромагнітна потужність генератора; δ – кут

зсуву за фазою між синхронною е.р.с. генератора \dot{E}_q і напругою на шинах приймальної системи \dot{U}_c .

Із схем заміщення (рис. 12.2,б) маємо, що результуючий опір при $r=0$

$$x_{d\text{рез}} = x_d + x_{T1} + x_{Л/2} + x_{T2}.$$

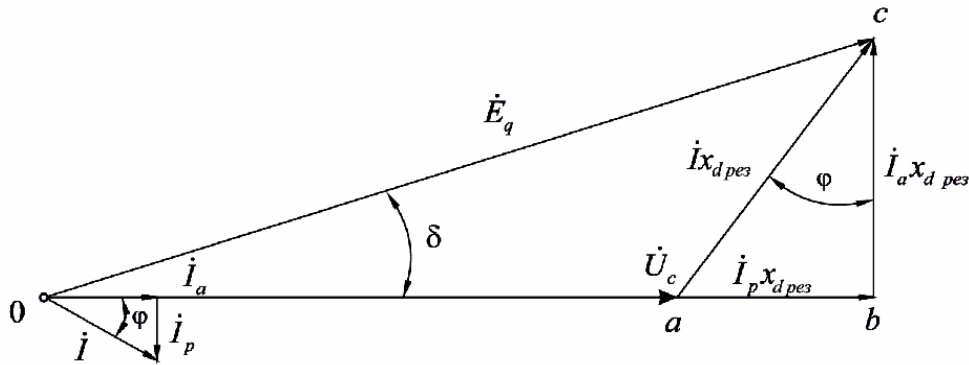


Рис.12.3. Векторна діаграма для нормального режиму роботи

Векторна діаграма для нормального режиму роботи зображена на рис. 12.3, звідки бачимо, що $bc = E_q \sin \delta$ або $bc = I_a x_{d\text{рез}} \cos \varphi = I_a x_{d\text{рез}}$. При цьому $E_q \sin \delta = I_a x_{d\text{рез}}$. Помноживши обидві частини останньої рівності на $U_C / x_{d\text{рез}}$, отримаємо активну потужність, яка передається приймальній системі

$$P = E_q U_C \sin \delta / x_{d\text{рез}}, \quad (12.2)$$

де
$$E_q = \sqrt{(U_C + I_p x_{d\text{рез}})^2 + (I_a x_{d\text{рез}})^2}$$

або

$$E_q = \sqrt{(U_C + Q x_{d\text{рез}} / U_C)^2 + (P x_{d\text{рез}} / U_C)^2}. \quad (12.3)$$

З виразу (12.2) маємо, що при незмінних значеннях е.р.с. генератора E_q і напруги U_C на шинах приймальної системи зміна потужності P , яка передається, залежить лише від зміни кута δ .

Віддана генератором у мережу потужність керується також дією турбіни через регулювальні клапани. В усталеному режимі потужність турбіни зрівноважується потужністю генератора, який працює з незмінною частотою обертання. У міру відкриття регулювальних клапанів потужність турбіни зростає, після чого рівновага оберտального та гальмівного моментів турбіни і генератора порушується, що викликає прискорене обертання ротора генератора. Під час прискорення ротора генератора вектор е.р.с. \dot{E}_q переміщається відносно

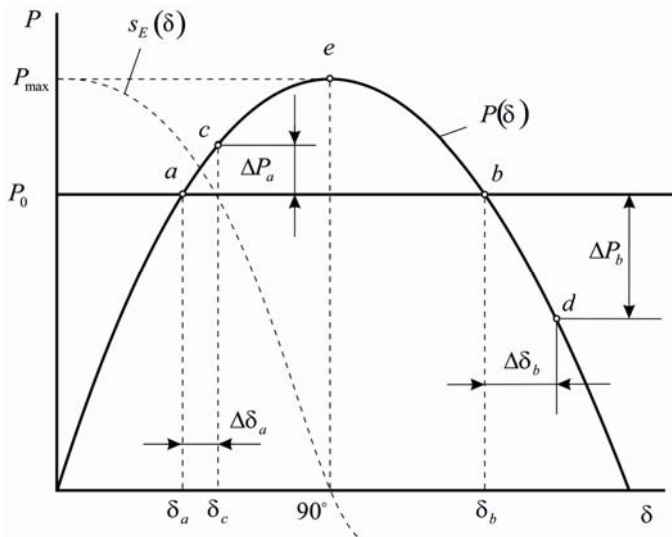


Рис.12.4. Кутові характеристики активної потужності та синхронізувальної потужності генератора

обертового з незмінною швидкістю вектора напруги приймальної системи \dot{U}_C . Пов'язане з цим збільшення кута δ доти підвищує потужність генератора, поки вона знову не зрівноважить збільшену потужність турбіни. Оскільки залежність $P = f(\delta)$ має синусоїдний характер, зі збільшенням кута потужність спочатку зростає, а потім, досягнувши найбільшого значення, починає спадати.

При заданих значеннях е.р.с. генератора \dot{E}_q і напруги

\dot{U}_C найбільше значення потужності, яка передається, називають **ідеальною межею потужності**

$$P_{max} = E_q U_C / x_d \text{pez.} \quad (12.4)$$

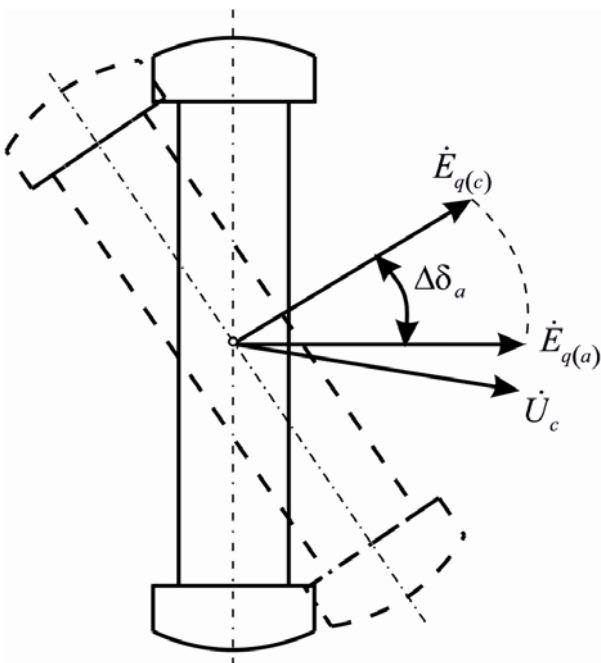


Рис. 12.5. Зміна положення ротора генератора при малому збуренні

В усталеному режимі роботи СЕП потужність, передана турбіною, дорівнює відданій генератором P . При цьому значенню потужності турбіни P_0 відповідають дві точки рівноваги на кутівій характеристиці потужності генератора (рис. 12.4) і, відповідно, два значення кута (δ_a та δ_b). Стійкий режим роботи, проте, можливий лише у точці a , у чому легко переконатися, розглянувши характер руху ротора генератора при невеликому відхиленні від точок рівноваги (рис. 12.5).

Припустимо, що внаслідок малого збурення кут із значенням δ_a збільшився на $+\Delta\delta_a$. Цьому відповідає перехід робочої точки на кутівій характеристиці з a в c і збільшення потужності, відданої ге-

нератором, на $+\Delta P_a$ (для позитивного прирощення кута характерне позитивне прирощення потужності).

Внаслідок збільшення значення потужності генератора при незмінній потужності, переданій турбіною, рівновага обертального і гальмівного моментів турбіни та генератора порушується, і на валу агрегату виникає результуючий гальмівний момент. Під його впливом ротор генератора розпочинає уповільнюватися, що обумовлює переміщення вектора е.р.с. генератора \dot{E}_q у бік зменшення кута δ . Із зменшенням цього кута попередній режим у точці a відновлюється. Такий режим в електричній системі відповідно стійкий. Такого ж висновку можна дійти і при негативному прирощенні кута $-\Delta\delta_a$ у точці a .

У точці b рис. 12.4 позитивному прирощенню кута $+\Delta\delta_b$ відповідає негативне прирощення потужності генератора $-\Delta P_b$. Зменшення потужності генератора викликає результуючий прискорювальний момент, прикладений до ротора і під впливом якого кут δ зростає. Із збільшенням останнього віддана генератором потужність продовжує падати, що обумовлює подальше зростання кута δ і т.д. Процес прогресує і генератор випадає із синхронізму, тобто стан режиму в точці b нестійкий.

Таким чином, стан режиму системи в точці a і будь-якій іншій точці на зростаючій частині кутової характеристики потужності стійкий, а той, що відповідає точкам спадної частини кутової характеристики, – нестійкий. Цим і обумовлюється критерій статичної стійкості на проміжку $\Delta P / \Delta\delta > 0$ або у точці

$$dP / d\delta > 0. \quad (12.5)$$

Із (12.5) маємо: статична стійкість забезпечена, якщо прирощення кута і відданої генератором потужності – з одним і тим же знаком.

Похідну $\Delta P / \Delta\delta = S_E$ називають **синхронізувальною потужністю**. Її знак може слугувати критерієм статичної стійкості. Синхронізувальна потужність визначається за виразом (АРЗ відсутнє)

$$S_E = dP / d\delta|_{E=\text{const}} = E_q U_C \cos \delta / x_{d \text{pez}}. \quad (12.6)$$

При $\delta < 90^\circ$ синхронізувальна потужність позитивна, стійкий стан режиму роботи системи забезпечений. Кількісно статична стійкість характеризується коефіцієнтом запасу $k_{zP} = (P_{\max} - P_0) / P_0$.

12.2. Використання практичних критеріїв статичної стійкості

Аналіз статичної стійкості за зростаючою складністю можна розбити на такі етапи. Спочатку встановлюють факт наявності стійкості (нестійкості) усталеного режиму, а потім, судячи з кривої перехідного процесу або інших ознак, визначають її характер (аперіодична чи коливальна).

Аперіодична нестійкість виникає при порушенні балансу моментів на валу генератора, коли механічний момент турбіни перевищує максимально можливий за цих же умов електромагнітний момент генератора. Аналіз стійкості полягає у визначенні граничних за стійкістю станів режиму на основі "сповзання" або текучості показників нормального усталеного режиму з використанням рівнянь останнього.

На наступному етапі для встановленої зони стійких станів режиму виявляють умови коливальної нестійкості, яка може з'явитися з таких причин:

- через наявність параметричного саморозгойдування або дії зворотного зв'язку у вигляді АРЗ;
- при виникненні самозбудження, коли синхронний генератор навантажений ємністю або лінією з розподіленими параметрами;
- нестійкості навантаження.

Аналіз коливальної стійкості передбачає врахування динаміки елементів системи шляхом використання її моделі, описаної диференціальними рівняннями. При цьому ставиться і вирішується завдання визначення структури та параметрів елементів регулювальних пристроїв для забезпечення статичної стійкості режиму системи.

Наявність стійкості (нестійкості) усталеного режиму при відносно малих поточних змінах його параметрів ("сповзання" показників усталеного режиму) можна визначити з допомогою практичних критеріїв, які ґрунтуються на фізичній уяві про механізм порушення стійкості. Їх використовують, коли відсутні умови саморозгойдування і немає потреби досліджувати характер перехідного процесу та виявляти форму порушення стійкості (аперіодичну або коливальну). Оцінка за практичними критеріями – груба, завищена щодо запасу і встановлює сам факт наявності стійкості даного режиму.

В основі застосування практичних критеріїв лежать оцінки властивостей статичної стійкості режиму СЕП за енергетичним критерієм (12.1), який встановлює співвідношення між інтенсивністю зовніш-

ньої дії на систему та її реакцією на цю дію. Він передбачає визначення присутності надлишкової енергії по всій системі в цілому.

Аналіз статичної стійкості за практичними критеріями дає змогу визначити граничний стан режиму і межу стійкості при обраному способі впливу на СЕП. Останній називають *способом обтяження режиму*. Його обирають лише в конкретних умовах, заданих схемою електропостачання і складом електроприймачів. Розрахункові схеми зводяться до вигляду, який відповідає еквівалентуванню СЕП відносно різних її вузлів розподілу електроенергії:

- еквівалентний генератор – ЛЕП – шини незмінної напруги;
- двостороннє живлення навантаження, заданого постійним опором;
- еквівалентне джерело живлення – вузлова точка мережі;
- живлення асинхронного навантаження від потужної ЕЕС;
- еквівалентне джерело, що живить комплексне навантаження сумірної потужності.

Далі – характерні приклади використання практичних критеріїв для аналізу статичної стійкості режиму СЕП.

Розрахункова схема "еквівалентний генератор – ЛЕП – шини незмінної напруги" (рис. 12.6). В усталеному режимі механічний момент, створюваний турбіною, і електромагнітний момент, що розвивається генератором, зрівноважені, тобто

$$M_T - M = 0, \quad (12.7)$$

де електромагнітний момент

$$M = E'U \sin \delta / [\omega_0 (x'_d + x_{3ш})]. \quad (12.8)$$

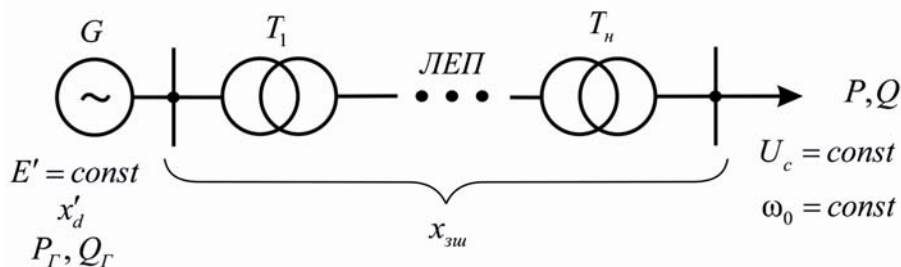


Рис.12.6. Розрахункова схема "еквівалентний генератор – ЛЕП – шини незмінної напруги"

Рівняння (12.8) має лише одну суттєву змінну δ у зв'язку з тим, що інші параметри (E' , U , ω_0) за умовою незмінні, а механічний момент турбіни, як видно з (11.3), не залежить від змінної δ .

Виражаючи параметри системи і режиму у відносних одиницях виміру, можна взяти $M_T \equiv P_T$ й подати рівняння (12.7):

$$P_T - P = 0. \quad (12.9)$$

Залежно від змінної δ (рис. 12.4) існують два стани рівноваги режиму системи. Порушення рівноваги потужності (12.9) – ознака зміни її енергетичного балансу і появи надлишкової енергії в системі. Тоді енергетичний критерій (12.1) записується як:

$$d(P_T - P) / d\delta < 0, \quad (12.10)$$

а через те, що $P_T(\delta) = const$, нерівність (12.10) набере вигляду (12.5).

Розрахункова схема з двостороннім живленням навантаження (рис. 12.7). Для цієї схеми енергетичний критерій можна побічно схарактеризувати змінною режиму P , тобто – активною потужністю. Якщо припустити, що у генераторних вітках однакове навантаження ($P_1 = P_2 = P$), то усталений режим опишемо системою рівнянь:

$$\left. \begin{aligned} P_T - P &= 0 \\ P &= E_{q1}^2 \sin \alpha_{11} / |Z_{11}| + E_{q1} E_{q2} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) / |Z_{12}| \\ P_1 + P_2 - U_{нв}^2 / R_{нв} &= 0 \end{aligned} \right\}, \quad (12.11)$$

де

$$\underline{Z}_{11} = jx_1 + jx_2 \underline{Z}_{нв} / (jx_2 + \underline{Z}_{нв}) = |Z_{11}| \exp(\pi / 2 - \alpha_{11});$$

$$\underline{Z}_{12} = jx_1 + jx_2 + jx_2 jx_1 / \underline{Z}_{нв} = |Z_{12}| \exp(\pi / 2 - \alpha_{12}) = R_{12} + jx_{12}.$$

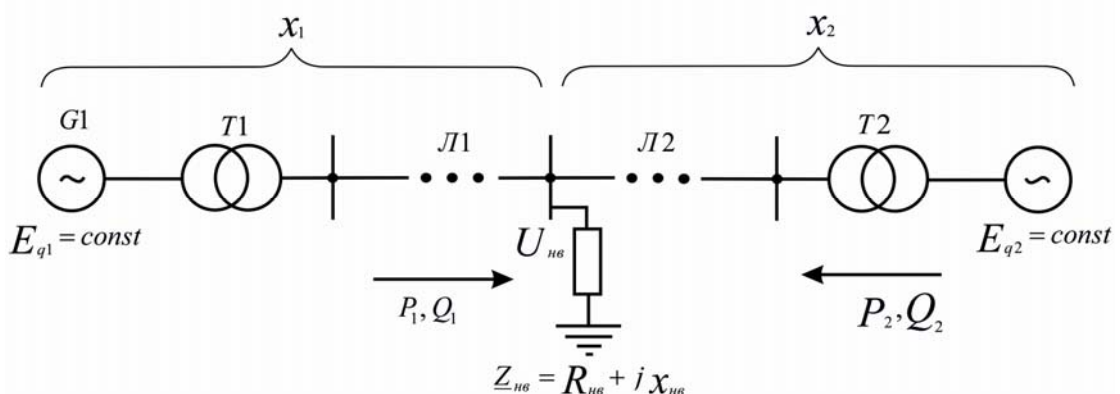


Рис.12.7. Розрахункова схема при двосторонньому живленні навантаження

У рівняннях (12.11) – вільна істотна змінна, від якої залежать змінні параметри режиму $(P, U_{нв})$, – кут δ_{12} . Тому похідну $dP / d\delta_{12}$ можна використати як практичний критерій статичної стійкості аналогічно виразу (12.5):

$$dP / d\delta_{12} > 0. \quad (12.12)$$

Граничний режим стосовно збереження стійкості відповідає умові

$$dP / d\delta_{12} = E_{q1} E_{q1} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}) / |Z_{12}| = 0, \quad (12.13)$$

$$\text{звідки } \delta_{12 \text{ кр}} = \pi/2 + \text{arctg}(x_{12}/R_{12}). \quad (12.14)$$

Підставивши (12.14) у рівняння активної потужності генераторної станції (12.11), отримуємо критичне значення змінної режиму для кутової характеристики активної потужності:

$$P_{\text{max}} = E_{q1}^2 \sin \alpha_{11} / |Z_{11}| + E_{q1} E_{q2} / |Z_{12}|. \quad (12.15)$$

Коефіцієнт запасу статичної стійкості визначається виразом $k_{зР} = (P_{\text{max}} - P_{нв}) / P_{нв}$.

Розрахункова схема "еквівалентне джерело – вузлова точка мережі" (рис. 12.8). Навантаження, ввімкнені до вузлової точки, можуть заміщувати частини складних СЕП і задаватися статичними або динамічними характеристиками. Вузли характеризуються векторами напруги, які відіграють роль еквівалентних е.р.с. неявних джерел і навантажень та відрізняються від явних тим, що не містять інерційності генераторів і навантажень двигунів.

Практичний критерій статичної стійкості режиму вибирається в умовах розглядуваної розрахункової схеми (припущення: незмінна частота, збереження балансу активної потужності у вузлі та незмінна

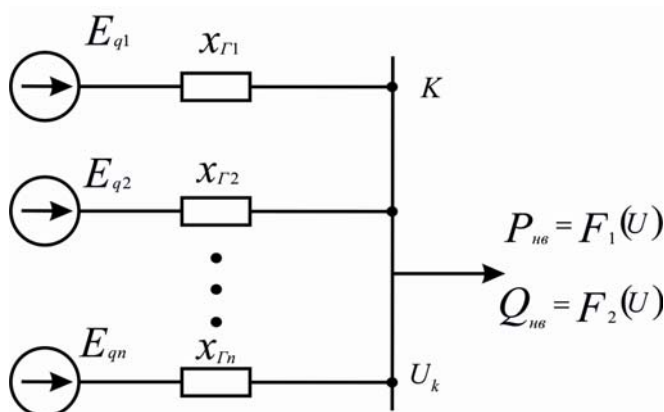


Рис.12.8. Схема заміщення електричної системи відносно вузлової точки

активна потужність, що передається з генераторних віток, тобто $E; P = \text{const}$).

З аналізу сукупності параметрів режиму $\{E, P, Q, U_k, \delta\}$ маємо: суттєва незалежна змінна, яка визначає стан усіх елементів системи, – напруга у вузловій точці $U_k = \text{var}$ (змінна δ не визначає стану навантаження). Надлишкова енергія у системі, що стає на-

слідком виникнення збурювального впливу, – як порушення балансу реактивної потужності (11.13) вузла:

$$\Delta Q = Q_{\Gamma\Sigma} - Q_{нв}, \quad (12.16)$$

де $Q_{\Gamma\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{\Gamma i}$ – сумарна генерована у вузол реактивна потужність.

Взаємозв'язок цих істотних змінних в усталеному режимі ви- значається рівнянням

$$E_{qек} = \sqrt{(U_k^2 + Q_{\Gamma\Sigma} x_{\Gamma през})^2 + (P x_{\Gamma през})^2} / U_k, \quad (12.17)$$

де $x_{\Gamma през} = 1 / \sum_{i=1}^n 1 / x_{\Gamma i}$; $E_{qек} = \sum_{i=1}^n E_{qi} x_{\Gamma i} / x_{\Gamma през}$; $P = \sum_{i=1}^n P_{\Gamma i}$.

Практичний критерій стійкості для такої системи відповідно до (12.1) запишеться:

$$d(Q_{\Gamma\Sigma} - Q_{нв}) / dU_k < 0. \quad (12.18)$$

Він характеризує реакцію системи у вигляді появи небалансу реактивної потужності у вузлі на мале збурення, під впливом якого змінюється напруга.

Аналіз системи за цим критерієм містить дослідження щодо змінної U_k рівнянь усталеного режиму:

$$\left. \begin{aligned} Q_{\Gamma\Sigma} &= \left(-U_k^2 + \sqrt{E_{qек}^2 U_k^2 - P^2 x_{\Gamma през}^2} \right) / x_{\Gamma през} \\ Q_{нв} &= F_2(U_k) \end{aligned} \right\} \quad (12.19)$$

Тут рівняння генерую- чої реактивної потужності отримано перетворенням від- носно цієї змінної рівняння (12.17).

Систему рівнянь (12.19) розв'язують аналіти- чно або графічно залежно від способу подавання ста- тичної характеристики нава- нтаження. Розв'язок відпо- відає таким критичним значенням суттєвих параме- трів режиму: $U_{ккр}$ і $d\Delta Q / dU_k = 0$ (рис. 12.9).

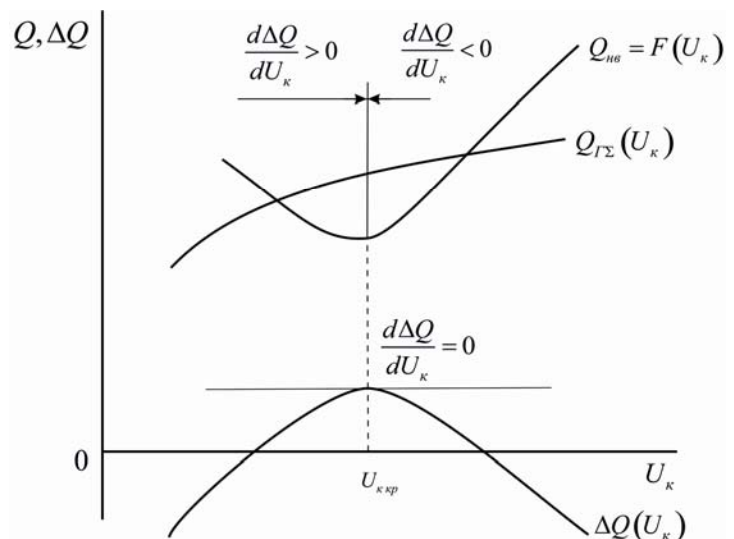


Рис.12.9. Графічне розв'язання рівнянь (12.16) і (12.19)

Знак похідної (12.18) перевіряють, розпочинаючи із заздалегідь стійкого стану, з поступовим покрововим його погіршенням за показником U_k . На основі результатів обчислень за рівняннями (12.16) і (12.19) будують криву небалансу реактивної потужності $\Delta Q(U_k)$, на якій виявляють екстремальну точку, що відповідає критичній напрузі.

Коефіцієнт запасу статичної стійкості визначають через показники усталеного та граничного станів режиму: $k_{3U} = (U_k - U_{k\text{кр}}) / U_k$.

Розрахункова схема живлення асинхронного навантаження від потужної ЕЕС. Передбачається, що ЕЕС – з необмеженою потужністю, вузол з незмінною напругою з незмінною е.р.с. еквівалентного джерела. Схему заміщення СЕП подано на рис. 12.10,а, де навантаження наведено у вигляді еквівалентного асинхронного двигуна. Проаналізуємо статичну стійкість режиму асинхронного навантаження для випадків змінної та постійної споживаної активної потужності.

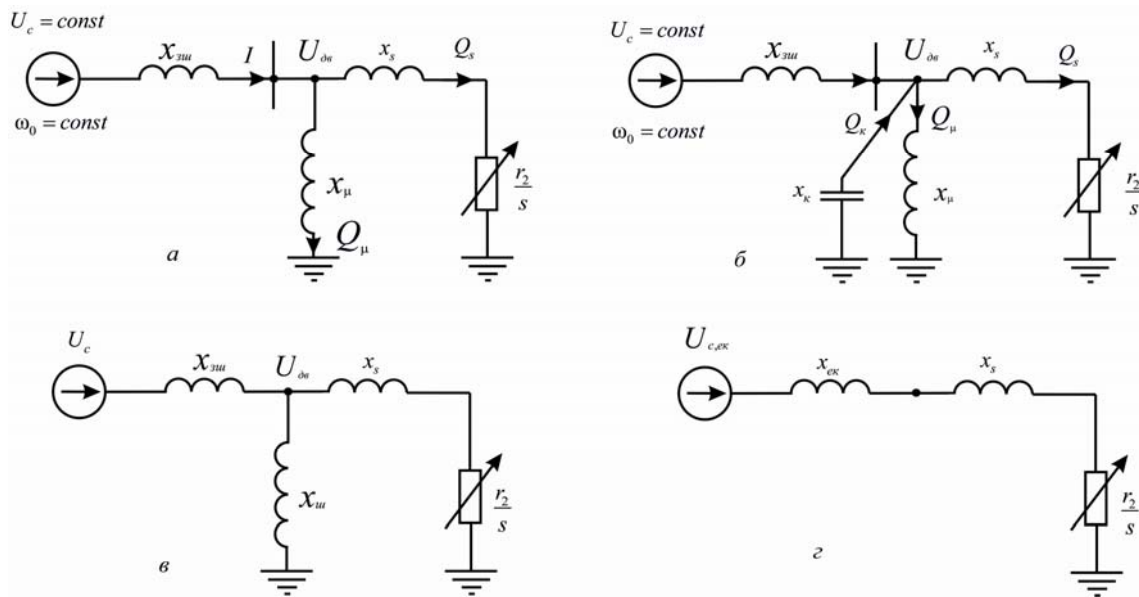


Рис.12.10. Схеми заміщення СЕП з асинхронним навантаженням: а – без компенсації реактивної потужності; б – з компенсацією реактивної потужності; в, г – перетворення схем заміщення

При зміні активної потужності навантаження ($P = \text{var}$) стан рівноваги (початковий режим) у даній розрахунковій схемі описується рівнянням

$$P_{mx} - P = 0 \quad (12.20)$$

або

$$\omega M_{mx} - U_{C_2}^2 rs / [r_2^2 + (x_{ek} + x_s)^2 s^2] = 0. \quad (12.21)$$

Друге складове – це вживана асинхронним двигуном активна потужність (11.5), а перше складове визначається моментом опору робочого механізму (11.8). Рівняння (12.21) містить лише одну суттєву змінну – ковзання s , а решта параметрів та показників усталеного режиму незмінна. Дія збурень впливає лише на баланс активної потужності у вузлі вмикання навантаження. Порушення балансу можна оцінити за критерієм

$$d(P_{mx} - P) / ds < 0, \quad (12.22)$$

звідки при $P_{mx}(s) = const$ отримуємо

$$dP / ds > 0. \quad (12.23)$$

Межа збереження стійкості має місце при $dP / ds = 0$ (рис. 12.11). Фізично похідна dP / ds характеризує реакцію СЕП на збурення, що виявляється у збільшенні значень ковзання асинхронного навантаження. Коли похідна з позитивним знаком, раптовому підвищенню ковзання відповідає електромагнітна потужність, яка надходить з електричної мережі і зростає швидше, аніж гальмівна статична потужність опорів робочого механізму. Надлишок потужності при цьому призводить до прискорення руху роторів двигунів, в результаті чого робоча точка стану режиму повертається до значення ковзання, яке відповідає початковому стану.

З рівняння рівноваги (12.21) при обтяженні за змінною s можна визначити за критерієм (12.23) критичні значення параметрів P, s стосовно стійкості стану (рис. 12.11). При $dP / ds = 0$ маємо

$$s_{кр} = r_2 / (x_s + x_{ек}). \quad (12.24)$$

Підставивши $s_{кр}$ в рівняння (11.5), отримаємо найбільше значення активної потужності навантаження

$$P_{max} = U_C^2 / [2(x_s + x_{ек})], \quad (12.25)$$

яке відповідає моменту “перекидання” еквівалентного асинхронного двигуна. Оскільки момент пропорційний квадрату напруги на затискачах двигуна, із зниженням напруги він зменшується. Напруга, при якій момент “перекидання” стає рівним навантаженню двигуна, називається *критичною* (рис. 12.11) і визначається так:

$$U_{Cкр} = \sqrt{2mP_n(x_s + x_{ек})}, \quad (12.26)$$

де P_n – номінальна потужність еквівалентного двигуна; m – коефіцієнт його завантаження.

При значенні напруги, меншому за критичне, двигуни вузла навантаження гальмуються. Критичне значення напруги разом з $s_{кр}$ і $P_{кр}$ характеризують граничний стан (за стійкістю) режиму асинхронного навантаження. До речі, чим вища критична напруга, тим менший запас стійкості роботи двигунів. Запас стійкості залежить від навантаження двигунів m , їх електричної віддаленості від шин незмінної напруги та міри компенсації реактивної потужності у точці вмикання. Еквівалентний опір $x_{ек}$ визначається умовами зв'язку розглянутої точки системи з шинами незмінної напруги; $x_{ек} = x_{зш}$ при $x_{зш} \leq (0,1 \dots 0,15) x_s$. У разі великих значень зовнішніх опорів необхідно перейти на еквівалентну схему заміщення (рис. 12.10,з), де

$$\begin{aligned} U_{C\text{ ек}} &= U_C x_\mu / (x_{зш} + x_\mu); \\ x_{ек} &= x_\mu x_{зш} / (x_\mu + x_{зш}). \end{aligned} \quad (12.27)$$

При вмиканні у вузол статичних компенсуючих конденсаторів потужністю Q_k і опором $x_k = U^2 / Q_k$ (рис. 12.10,б) спочатку визначають опір еквівалентного шунта (рис. 12.10,в) за формулою

$$x_{ш} = -x_\mu x_k / (x_\mu - x_k),$$

а потім переходять на схему заміщення (рис. 12.10,з) за умови $x_{ш} \equiv x_\mu$.

Напруга у точці вмикання навантаження не є незалежною змінною, тому що визначається режимом роботи вузла навантаження

$$U_D = I \sqrt{x_s^2 + (r_2/s)^2}; \quad I = U_C / \sqrt{(x_{ек} + x_s)^2 + (r_2/s)^2},$$

звідки

$$U_D = U_C \sqrt{(x_s^2 s + r_2^2) / [(x_{ек} + x_s)^2 s^2 + r_2^2]}. \quad (12.28)$$

У даному разі значення показників граничного стану режиму не можна обчислювати з урахуванням напруги, визначеної за (12.28). Вони можуть бути знайдені лише за напругою U_c , що не залежить від зміни режиму (початкова умова).

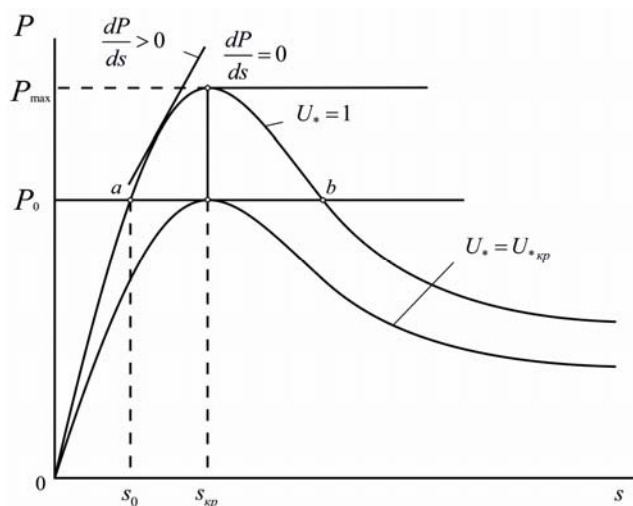


Рис. 12.11. Характеристики еквівалентного асинхронного двигуна

При постійній вживаній активній потужності ($P = const$) надлишкова енергія може бути оцінена за балансом реактивної потужності

$$Q = Q_{\mu} + Q_s. \quad (12.29)$$

Складові (12.29), в яких незалежною змінною режиму слугує напруга системи U_c , описані рівнянням (11.7):

$$Q_{\mu} = U_c^2 / x_{\mu} \text{ при } \alpha = 0; \quad (12.30)$$

$$Q_s = U_c^2 (x_{ек} + x_s) / [(x_{ек} + x_s)^2 + r_2^2 / s^2]. \quad (12.31)$$

Критичні параметри системи визначають на основі аналізу (12.29) у такій послідовності:

- задаються значеннями ко-взання s і знаходять значення струму, що відповідають незмінному навантаженню $P_0 = const$, за формулою $I_i = \sqrt{P_0 / (r_2 / s_i)}$;

- за отриманими значеннями струму обчислюють низку значень напруги

$$U_{Ci} = I_i \cdot \sqrt{(x_{ек} + x_s)^2 + (r_2 / s)^2}$$

- за одержаними значеннями напруги встановлюють складові (12.29).

Графіки залежності $Q(U_c)$ за складовими Q_{μ} і Q_s

(рис. 12.12) свідчать про те, що граничний стан режиму з критичними значеннями параметрів $U_{Cкр}$, $Q_{кр}$ відповідає критерію $dQ / dU_c = -\infty$.

Розрахункова схема з еквівалентним джерелом, що живить комплексне навантаження сумірної потужності. Цю розрахункову схему електропостачання великого вузла навантаження можна подати схемою заміщення (рис. 12.13,а). У точці вмикання навантаження стан рівноваги характеризується значеннями параметрів режиму $U, P_{нв} = F_1(U)$; $Q_{нв} = F_2(U)$. У даній розрахунковій схемі вільна суттєва змінна – напруга у вузлі вмикання навантаження, яка відбиває стан режиму роботи всіх елементів системи. За показниками режиму $E_{ек}$ і $Q_{ек}$ попередньо роблять висновок про надлишкову енергію у системі, яка з'являється внаслідок впливу збурення.

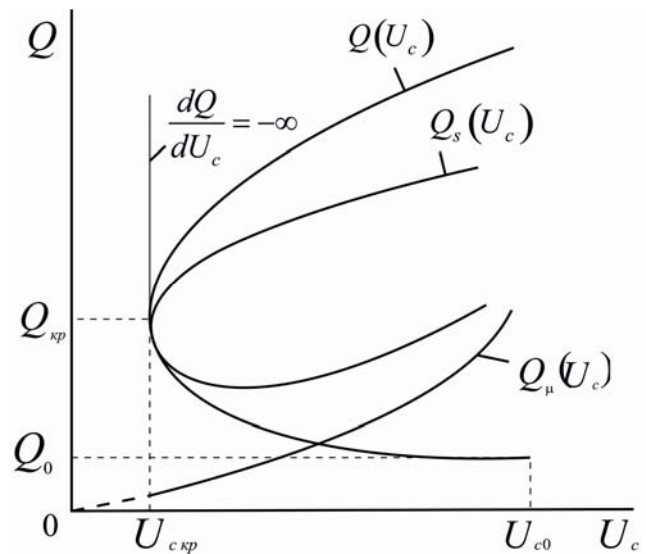


Рис.12.12. Залежність реактивної потужності від напруги системи

Графічний аналіз залежності

$$E_{ек} = \sqrt{(U^2 + P_{нв}r_{ек} + Q_{нв}x_{ек})^2 + (P_{нв}x_{ек} - Q_{нв}r_{ек})^2} / U \quad (12.32)$$

з обтяженням режиму за змінною U виявляє, що вона має мінімум при $dE_{ек} / dU = 0$ з координатами, які збігаються з граничним станом режиму $E_{еккр}$, $U_{кр}$ (рис. 12.13,б).

Проведемо паралель ідентичності фізичної картини процесів збурення стійкості режиму роботи комплексного та асинхронного (рис. 12.11) навантаження. При $E_{ек} = E_{ек0}$ рівновага в усталеному режимі можлива у точках a і b (рис. 12.13,б) аналогічно точкам рівноваги режиму на рис. 12.11. У точці a похідна $dE_{ек} / dU > 0$, що на кутовій характеристиці відповідає станові рівноваги режиму.

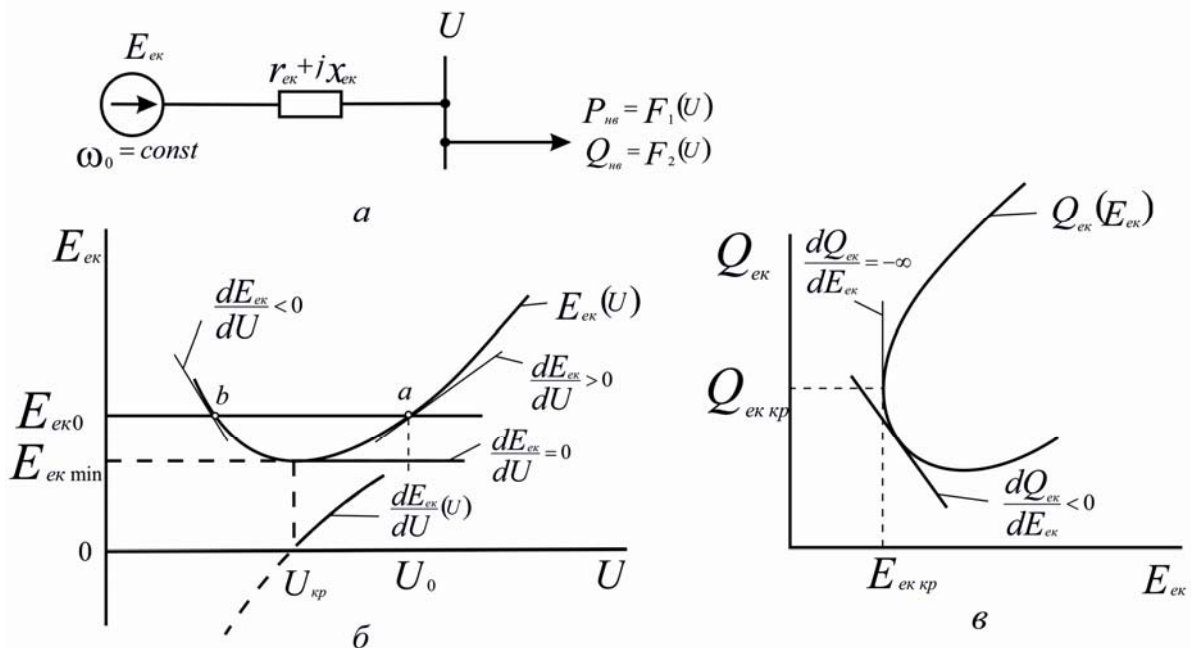


Рис.12.13. До розгляду схеми СЕП з комплексним навантаженням:
 а – розрахункова схема; б, в – залежності вагомих змінних

З обтяженням режиму за змінною U кожна точка кривої $E_{ек}(U)$ співвідноситься із зростаючим значенням ковзання за рис. 12.11. При критичному значенні ковзання має місце критична напруга. Точка b , де похідна $dE_{ек} / dU < 0$, відповідає за кутовою характеристикою потужності нестійкому станові рівноваги усталеного режиму.

Отже, знак похідної $dE_{ек} / dU$ дає можливість зробити висновок про стійкість стану режиму системи. Критерій стійкості

$$dE / dU > 0 \quad (12.33)$$

вперше запропонований П.С. Ждановим і має назву **критерію стійкості Жданова**.

Якщо оцінювати координати граничного стану збереження статичної стійкості режиму за (12.32) та залежністю

$$Q_{ек} = Q_{нв} + (P_{нв}^2 + Q_{нв}^2) x_{ек} / U_{нв}^2, \quad (12.34)$$

то вони відповідають екстремальній точці $(E_{ек\ кр}, Q_{ек})$ (рис. 12.13,в)

$$dQ_{ек} / dE_{ек} = -\infty. \quad (12.35)$$

При перевірці стійкості за (12.35) також виконується обтяження режиму за змінною U ; стану стійкості відповідає ділянка кривої, яка є залежністю $Q_{ек}(E_{ек})$, за критерієм

$$dQ_{ек} / dE_{ек} < 0. \quad (12.36)$$

Коефіцієнти запасу статичної стійкості визначають за виразами:

$$k_{зU} = (U_0 - U_{кр}) / U_0; \quad k_{зE} = (E_{ек0} - E_{ек\ кр}) / E_{ек0}.$$

Таким чином, статична стійкість усталеного режиму СЕП може бути знайдена за практичними критеріями лише для конкретної схеми і прийнятими припущеннями. При цьому аналіз здійснюють етапами:

- складають схему заміщення СЕП, визначають масив змінних параметрів режиму і приймають основні припущення;
- у масиві змінних виділяють суттєву незалежну змінну, яка визначає стан усіх елементів СЕП;
- установлюють змінні, за якими побічно можна оцінити наявність надлишкової енергії у системі від впливу збурення;
- зумовлюють взаємозв'язок суттєвих змінних для усталеного режиму;
- за практичними критеріями знаходять координати граничного стану збереження стійкості режиму; вибір вагомих змінних визначає напрямок обтяження режиму;
- обчислюють запас статичної стійкості, який порівнюють з нормованим.

12.3. Дослідження статичної стійкості методом малих коливань

В усталеному режимі СЕП значення параметрів режиму під впливом різних чинників, передусім навантаження, змінюються навколо стану рівноваги. Коли параметри режиму отримують приро-

щення, незмірно малі порівняно з їх усталеними значеннями, такі впливи на стан рівноваги вважають слабкими збуреннями.

Якщо режим СЕП описується рівняннями невисокого порядку, то для оцінки статичної стійкості можна використовувати метод малих коливань. На відміну від оцінки статичної стійкості за практичними критеріями, суть цього методу полягає у дослідженні рівнянь руху у вигляді рівнянь малих відхилень.

Нехай стан режиму СЕП у будь-який момент часу поданий диференціальним нелінійним рівнянням збуреного руху

$$Y\left(t, y_i, \frac{d^k y_i}{dt^k}\right) = F\left(f_i, \frac{d^l f_i}{dt^l}\right); \quad i = \overline{1, J}; \quad k = \overline{1, K}; \quad l = \overline{1, L}, \quad (12.37)$$

де y_i – сукупність показників режиму СЕП, тобто функцій часу; f_i – зовнішні впливи, зміна яких може бути довільною.

У стані рівноваги режим СЕП характеризується усталеними значеннями ($y_{i,0}$) зазначених показників:

$$Y_0(t, y_{i0}, 0) = F_0(f_{i0}, 0). \quad (12.38)$$

При $F_0(f_{i0}, 0) = 0$ збурювальні впливи – тимчасові (передбачаємо, що вони минають за $t = t_0$). Тоді рівняння (12.38) – для незбуреного руху. Ліву частину рівняння (12.37) можна виразити через малі відхилення $x_i = y_i - y_{i0}$ показників режиму y_i від усталених значень $y_{i,0}$, записавши

$$Y\left(t, y_{i0} + x_i, \frac{d^k (y_i + x_i)}{dt^k}\right) = F\left(f_i, \frac{d^l f_i}{dt^l}\right); \quad (12.39)$$

$$i = \overline{1, J}; \quad k = \overline{1, K}; \quad l = \overline{1, L}.$$

Тут складові, які містять x_i , характеризують перехідний процес $X(t)$, викликаний збуреннями. Початкові умови для перехідного процесу при $t = t_0$

$$x_i(t_0) = x_{i0} = y_i(t_0) - y_{i0}(t_0). \quad (12.40)$$

У разі незбуреного руху $x_i \equiv 0$. Оцінка стійкості на основі системи рівнянь (12.39) обґрунтована теоремами Ляпунова. Незбурений рух буде стійким щодо показників $y_i(t)$, коли при всякому заданому позитивному числі ε , яким би малим воно не було, можна вибрати таке позитивне число $\eta(\varepsilon)$, за якого для будь-яких початкових умов від збурення $x_i(t_0)$, що відповідають нерівностям $|x_i(t_0)| \leq \eta$, для $t > t_0$ виконуються нерівності $|x_i(t)| < \varepsilon$.

Якщо незбурений рух стійкий і додатково задовольняється умова $\lim_{t \rightarrow 0} |x_i(t)| = 0$, то його називають **асимптотично стійким**.

Під час вирішення інженерних завдань достатньо керуватися фізичним трактуванням наведених визначень стійкості стосовно характеру перехідного процесу $X(t)$ за амплітудою. Аперіодично стійкий перехідний процес за амплітудою затухаючий. При коливальному процесі спостерігається збереження стійкості за умови незмінної амплітуди коливань, а порушення стійкості – у разі збільшення їх амплітуди.

Характер перехідного процесу можна встановити також з аналізу системи нелінійних диференціальних рівнянь (12.39). Вона лінеаризується методом першого наближення Ляпунова, після чого аналізується вид коренів характеристичного рівняння системи лінеаризованих рівнянь. В основі лінеаризації лежить передбачення про таку видозміну змінних у перехідному процесі, коли їх відхилення від ustalених значень весь час залишаються достатньо малими.

Систему рівнянь (12.39) лінеаризують розкладанням лівої частини рівнянь у степеневий ряд (Тейлора або Маклорена) за степенями малих відхилень x_i (всі похідні від x_i розглядають як самостійні змінні):

$$Y_0(t, y_{i0}) + (\partial Y / \partial y_i)_{y_{i0}} x_i + \sum_{s=1}^{s=n} \left[\partial Y / \partial (d^s y_i / dt^s) \right]_{y_{i0}} \times \quad (12.41) \\ \times (d^s x_i / dt^s) + s_{x_i} = F(f_i, d^l f_i / dt^l).$$

Тут

$$s_{x_i} = \sum_{k=2}^{k=K} \sum_{s=1}^{s=n} \left[\partial Y / \partial (d^s y_i / dt^s) \right]_{y_{i0}} \times (d^s y_i / dt^s) + \sum_{k=2}^{k=K} (\partial^k Y / \partial y_i^k)_{y_{i0}} \quad (12.42)$$

є сумою членів, що складаються з добутків часткових похідних (другого та вищого порядків) від функції Y і малих відхилень, а також їх похідних

$$(\partial Y / \partial y_i)_{y_{i0}} = a_{in};$$

$$\left[\partial Y / \partial (d^s y_i / dt^s) \right]_{y_{i0}} = a_{is} \quad - \text{коефіцієнти при змінних } x_i \text{ і}$$

$d^s y_i / dt^s$ (їх значення обчислюють за виразами часткових похідних функції Y від y_i в точках y_{i0}).

Якщо з рівнянь (12.41) вилучити рівняння стану рівноваги (12.38) і не враховувати суму членів степеневих рядів s_{x_i} , то отримаємо лінеаризовані рівняння збуреного руху (першого наближення)

$$\sum_{s=1}^{s=n} \left[\frac{\partial Y}{\partial (d^s y_i / dt^s)} \right]_{y_{i0}} \cdot (d^s x_i / dt^s) + (\partial Y / \partial y_i)_{y_{i0}} x_i = \\ = F(f_i, d^l f_i / dt^l) - F_0(f_i, 0).$$

Запишемо їх компактніше, ввівши позначення коефіцієнтів $a_{i,s}$ і оператора диференціювання $p = d / dt$:

$$\sum_{s=0}^{s=n} a_{i,s} p^{n-s} x_i(t) = F(f_i, d^l f_i / dt^l) - F_0(f_i, 0). \quad (12.43)$$

Про стійкість режиму з нелінійної системи (12.41) судять із затухання перехідного процесу, наявність якого встановлюється за видом коренів характеристичного рівняння системи (12.43):

$$D(p) = a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + \dots + a_{n-1} p + a_n = 0. \quad (12.44)$$

Для ознаки стійкості необхідно і достатньо, щоб корені характеристичного рівняння мали від'ємні дійсні частини. При нульовій дійсній частині коренів слід додатково дослідити члени, вилучені з рівняння (12.42). Зміна знака дійсної частини кореня або нульовий корінь чи пара суто уявних коренів, нескінченний корінь при інших коренях з негативною дійсною частиною і визначає межу стійкості.

Присутність у коренів негативної дійсної частини можна встановити прямим розв'язком рівняння (12.44), якщо воно не вище четвертого порядку. При аналізі рівнянь більш високих порядків використовують математичні критерії стійкості, для яких не потрібно знаходити значення коренів характеристичного рівняння.

Критерії стійкості поділяють на алгебраїчні (Гурвіца, Лъснара-Шипара, Рауса) та частотні (Михайлова, Найквіста, логарифмічний). Використовують також метод D -розбиття. При застосуванні критеріїв робиться аналіз взаємозв'язків негативного знака дійсної частини коренів характеристичного рівняння з його коефіцієнтами ($a_s, s = 0, n$). Необхідна, але недостатня ознака стійкості незбуреного руху – факт існування однакового знака у коефіцієнтів характеристичного рівняння (звичайно обумовлюють їх позитивний знак, оскільки у разі негативного знака його легко замінити шляхом множення на мінус одиницю). Ця ознака стійкості достатня для рівняння першого та другого порядків. Якщо ж не всі коефіцієнти характеристичного

рівняння з однаковим знаком, то незбурений рух нестійкий і стійкість можна додатково не досліджувати.

Критерій Гурвіца визначає умови стійкості системи за характеристичним рівнянням (12.44), для чого визначник складають з n рядків та n стовпців – вираз (12.45), в якому по головній діагоналі записують коефіцієнти від a_1 до a_n за зростаючою нумерацією індексів і рядки так доповнюють коефіцієнтами, щоб вони чергувалися лише з парними (включаючи a_0) та непарними номерами індексів, а номери індексів у рядку зростали зліва направо. Відсутні коефіцієнти з номерами індексів, меншими нуля і більшими n , замінюють нулями.

$$\Delta_n = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & \dots & 0 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & a_0 & a_2 & \dots & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & a_{n-1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dots & a_{n-2} & a_n \end{vmatrix}, \quad (12.45)$$

Для стійкого початкового стану рівноваги за Гурвіцем повинні виконуватися умови:

$$a_0 > 0; \quad \Delta_s > 0, \quad s = \overline{1, n}. \quad (12.46)$$

Тут діагональні мінори виділяють з головного визначника Гурвіца:

$$\left. \begin{array}{l} \Delta_1 = a_1 > 0 \quad \Delta_2 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 \\ a_0 & a_2 \end{vmatrix} > 0 \\ \Delta_3 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 \\ a_0 & a_2 & a_4 \\ 0 & a_1 & a_3 \end{vmatrix} > 0 \quad \dots \end{array} \right\}. \quad (12.47)$$

Межу стійкості системи знаходять з рівняння

$$\Delta_n = 0 \quad \text{при} \quad \Delta_s > 0, \quad s = 1, 2, \dots, n-1. \quad (12.48)$$

У зв'язку з тим, що останній стовпчик визначника (12.45) містить лише один коефіцієнт, нерівний нулю, то

$$\Delta_n = a_n \Delta_{n-1}. \quad (12.49)$$

При цьому рівняння (12.49) розпадається на дві рівності: $a_n = 0$ та $\Delta_{n-1} = 0$. Перша визначає межу стійкості першого типу – аперіодичну, а друга дає змогу встановити коливальну межу стійкості.

Умови стійкості (12.47) в аналітичній формі для рівнянь вище четвертого порядку громіздкі. Це пояснює практичну складність їх використання в аналізі, адже за ними непросто простежити вагомість окремих параметрів системи в обтяженні режиму і формуванні межі стійкості.

Критерій Льєнара-Шипара для стійкості системи передбачає виконання двох умов:

1) коефіцієнти характеристичного рівняння (12.44) повинні бути позитивними, тобто $a_s > 0$, де $s = 1, 2, \dots, n - 1$;

2) діагональні мінори $(n - 1)$ та $(n - 3)$ визначника (12.45) мають бути позитивними:

$$\Delta_{n-1} > 0; \Delta_{n-3} > 0. \quad (12.50)$$

Критерій Рауса для стійкості системи вимагає виконання своїх умов:

– коефіцієнти характеристичного рівняння (12.44) повинні бути позитивними;

– коефіцієнти першого стовпчика таблиці Рауса (табл.12.1), що містить $(n + 1)$ рядок, – з позитивними значеннями.

Таблиця 12.1

Таблиця Рауса

Номер і-рядка	Номери к-го стовпця					Коефіцієнт λ_{i-2}
	1	2	3	4	...	
1	$c_{11} = a_0$	$c_{21} = a_2$	$c_{31} = a_3$	$c_{41} = a_6$
2	$c_{12} = a_1$	$c_{22} = a_3$	$c_{32} = a_5$	$c_{42} = a_7$
3	$c_{13} = a_2 - \lambda_1 a_3$	$c_{23} = a_4 - \lambda_1 a_5$	$c_{33} = a_6 - \lambda_1 a_7$	$c_{43} = a_8 - \lambda_1 a_9$...	$\lambda_1 = a_0/a_0$
4	$c_{14} = a_3 - \lambda_2 c_{23}$	$c_{24} = a_5 - \lambda_2 c_{33}$	$c_{34} = a_7 - \lambda_2 c_{43}$	$c_{44} = a_9 - \lambda_2 c_{53}$...	$\lambda_2 = a_1/c_{13}$
...

До першого рядка табл.12.1 у порядку зростання вписують коефіцієнти характеристичного рівняння з парними номерами індексів (включаючи a_0), до другого – коефіцієнти характеристичного рівняння з непарними номерами індексів, а коефіцієнти наступних рядків розраховують за формулою

$$c_{k,i} = c_{k+1,i-2} - \lambda_{i-2} \cdot c_{k+1,i-1}, \quad i \geq 3, \quad (12.51)$$

де $\lambda_{i-2} = c_{1,i-2}/c_{1,i-1}$.

Коефіцієнти, записані до табл.12.1, отримані шляхом перетворення визначника Гурвіца (12.45) з використанням властивості, за-

вдяки якій значення визначника не зміниться, якщо до коефіцієнтів будь-якого його рядка додати коефіцієнти іншого рядка, помножені на одне й те ж число. Алгоритмічна форма запису критерію Рауса зручна для аналізу стійкості системи з допомогою ЕОМ.

Критерій Михайлова при аналізі умов стійкості системи дає можливість одержати їх наочну геометричну інтерпретацію. Використовуючи корені p_1, p_2, \dots, p_n характеристичного рівняння (12.44), останнє буде:

$$D(p) = a_0(p - p_1)(p - p_2) \dots (p - p_n). \quad (12.52)$$

Після заміни оператора p кутовою швидкістю коливань $j\omega$ рівняння (12.52) можна записати у вигляді добутку комплексних множників

$$D(p) = a_0(j\omega - p_1)(j\omega - p_2) \dots (j\omega - p_n), \quad (12.53)$$

де виділяється дійсна та уявна частини – модуль і аргумент вектора

$$D(j\omega) = |\operatorname{Re} D(j\omega) + j \operatorname{Im} D(j\omega)| \cdot \exp(j\varphi(\omega)). \quad (12.54)$$

Вираз (12.54) при фіксованій кутовій швидкості описує характеристичний радіус-вектор у комплексній площині за його полярними координатами з модулем $|D(j\omega)|$ та аргументом $\varphi(\omega)$ або координатами кінця радіуса-вектора віссю дійсних чисел

$$\operatorname{Re} D(j\omega) = a_n - a_{n-2}\omega^2 + a_{n-4}\omega^4 - \dots \quad (12.55)$$

та віссю уявних чисел

$$\operatorname{Im} D(j\omega) = a_{n-1}\omega - a_{n-3}\omega^3 + a_{n-5}\omega^5 - \dots \quad (12.56)$$

Якщо задаватися низкою зростаючих значень кутової швидкості, то точки переміщення радіуса-вектора (12.54) опишуть криву, названу **кривою Михайлова**.

Графічний аналіз рівняння (12.54) у комплексній площині за незалежною змінною ω і залежними змінними $|D(j\omega)|$ і $\varphi(\omega)$ свідчить, що характеристичний радіус-вектор зі зміною кутової швидкості у межах від 0 до $+\infty$ варіює за модулем та напрямком. Зміна напрямку радіуса-вектора пов'язана зі знаком дійсних частин коренів p_1, p_2, \dots, p_n , що впливає з подання характеристичного рівняння у вигляді добутку комплексних множників (12.53), аргументи яких (кути повороту $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_n$) складають алгебраїчно. Кожен з цих множників має корінь характеристичного рівняння і при зміні кутової швидкості від нуля до плюс нескінченність відповідає при негативній дійсній частині кореня повороту радіуса-вектора на кут $+\pi/2$, а при його позитивній дійсній частині – на кут $-\pi/2$.

Тоді для характеристичного рівняння n -го порядку його m кореням з позитивною дійсною частиною відповідає кут повороту $-m\pi / 2$, $n - m$ кореням з негативною дійсною частиною – кут повороту $(n - m)\pi / 2$, а результуюче спрямування радіуса-вектора буде

$$-m\pi / 2 + (n - m)\pi / 2 = n\pi / 2 - m\pi. \quad (12.57)$$

Вираз (12.57) ілюструє сформульований Михайловим критерій стійкості для лінійної системи рівнянь n -го порядку: якщо характеристичний радіус-вектор у точці кривої Михайлова при послідовній зміні кутової швидкості у межах від 0 до $+\infty$ має результуючий кут повороту $+\pi n / 2$, то розв'язок системи рівнянь стійкий.

Із графічного аналізу умов стійкості системи за критерієм Михайлова маємо такі положення (рис. 12.14,*а*):

- початок кривої Михайлова – це точка на осі дійсних чисел, оскільки при $\omega = 0$ і $\operatorname{Re}D(0) + j\operatorname{Im}D(0) = \operatorname{Re}D(0)$;

- крива Михайлова перетинає послідовно проти ходу годинникової стрілки всі квадранти комплексної площини і прямує в нескінченність у квадранті, який відповідає порядку системи рівнянь (проходження кривої через початок координат вимагає додаткових досліджень на стійкість);

- нулі виразів повинні чергуватися:

$$\operatorname{Re}D(j\omega) = 0; \operatorname{Im}D(j\omega) = 0. \quad (12.58)$$

З перерахованих положень постає друге формулювання критерію стійкості Михайлова: для стійкого розв'язку системи рівнянь необхідно, щоб нулі виразів дійсної та уявної частин характеристичного радіуса-вектора (12.58) чергувалися, тобто були дійсними і при $\omega = 0$:

$$\operatorname{Re}D(j\omega) > 0; d(\operatorname{Im}D(j\omega))/d\omega > 0. \quad (12.58,a)$$

За кривою Михайлова можна визначати межі стійкості всіх трьох типів. При $a_n = 0$, що відповідає межі аперіодичної стійкості, крива Михайлова виходить з початку координат, що свідчить про наявність нульового кореня (рис. 12.14,*б*, крива 1).

Для межі коливальної стійкості характеристичне рівняння виглядає так:

$$D(j\omega_0) = \operatorname{Re}D(j\omega_0) + j\operatorname{Im}D(j\omega_0) = 0.$$

Це означає, що $\operatorname{Re}D(j\omega_0) = 0$; $\operatorname{Im}D(j\omega_0) = 0$, а крива Михайлова при кутовій швидкості незатухаючих коливань проходить через початок координат (рис. 12.14,*б*, крива 2).

Межі стійкості третього типу відповідає наявність у характеристичному рівнянні нескінченного кореня. При цьому крива Михайлова змінює траєкторію залежно від зміни знака з плюса на мінус у коефіцієнта a_0 , як видно з рис. 12.14,б (крива 3).

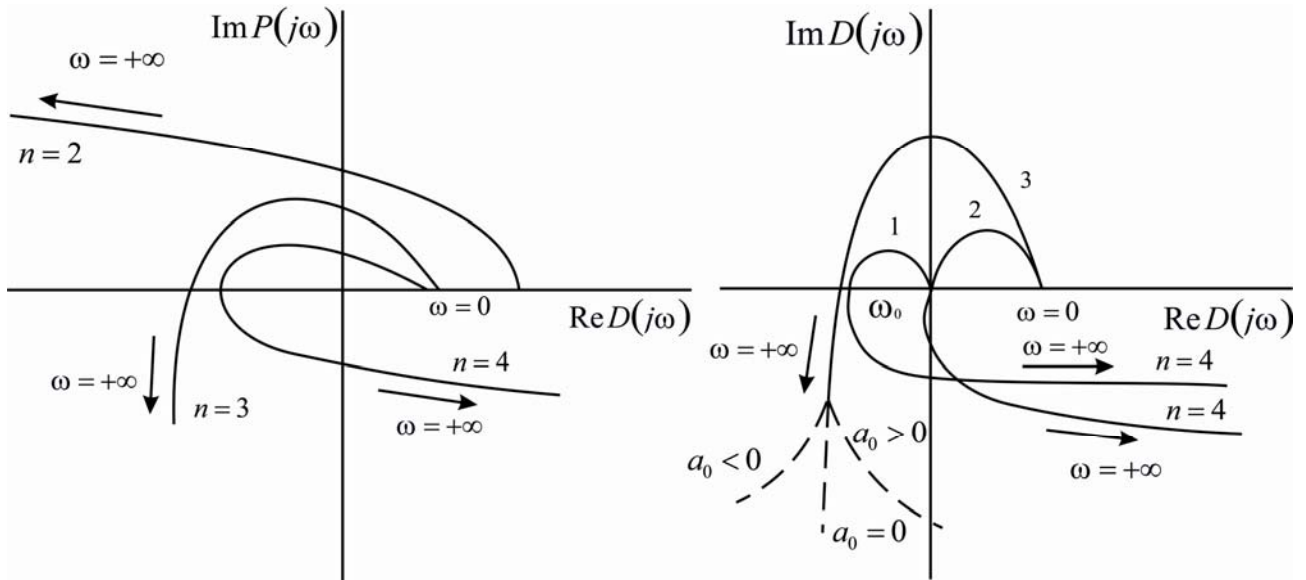


Рис.12.14. Криві Михайлова: *a* – для стійких систем рівнянь n -го порядку; *б* – траєкторії кривої для меж стійкості першого (1), другого (2) та третього (3) типів

Метод D -розбиття дозволяє виділити зону стійкості у просторі суттєвих змінних системи, функціонально пов'язаних з коефіцієнтами характеристичного рівняння (12.44), які при аналізі розглядаються як змінні й дають змогу оцінити вагомість технічних параметрів у формуванні зони стійкості.

Означений метод полягає в тому, що при зміні коефіцієнтів характеристичного рівняння його корені утворюють траєкторії переміщення на комплексній площині коренів (загалом корені – комплексні числа). Зміна знака дійсної частини кореня означає перетин його траєкторією уявної осі комплексної площини коренів. Координати точок перетину утворюють так звану **границю D -розбиття** простору коефіцієнтів характеристичного рівняння (технічних параметрів системи). Характеристичне рівняння має в цих точках корені на уявній осі комплексної площини коренів. Замкнена границя D -розбиття відділяє зони різної кількості коренів з від'ємною дійсною частиною, серед яких перевіркою для довільних точок зони за раніше розглянути-

ми критеріями встановлюється зона стійкості (у ній всі корені – з від’ємною дійсною частиною).

Для знаходження меж зони стійкості використовують всі три ознаки існуючих типів, якщо показники системи входять до їх виразу: для першого типу $a_n = 0$, для другого – з критерію Гурвіца $\Delta_{n-1} = 0$ або критерію Михайлова $D(j\omega_0) = 0$, а для третього – $a_0 = 0$. Границі D -розбиття розділяють зони різної кількості коренів з від’ємною частиною, що підкреслюють відповідним штрихуванням. У зоні, куди спрямовані штрихи, кількість коренів з від’ємною дійсною частиною більша, ніж у суміжній зоні, оскільки перетин границі відповідає переходу траєкторії кореня через уявну вісь комплексної площини коренів.

Для розповсюдженого випадку визначення межі зони стійкості у площині двох показників (A і B) рекомендується наступна послідовність:

1. Характеристичне рівняння (12.44) подають у вигляді (12.54).
2. Прирівнявши нулю дійсну та уявну частини рівняння (12.54),

отримують

$$\operatorname{Re} D(j\omega, A, B) = 0; \quad (12.59)$$

$$\operatorname{Im} D(j\omega, A, B) = 0. \quad (12.60)$$

3. Після спільного розв’язку рівнянь (12.59) і (12.60) знаходять параметричні рівняння

$$A(\omega) = \Delta_A(\omega) / \Delta(\omega); \quad (12.61)$$

$$B(\omega) = \Delta_B(\omega) / \Delta(\omega), \quad (12.62)$$

що визначають координати точок A , B границі D -розбиття для низки значень ω у межах від $-\infty$ до $+\infty$. У (12.61) та (12.62) Δ , Δ_A , Δ_B – відповідно головний і допоміжні визначники системи рівнянь (12.59) і (12.60).

4. При $\Delta(\omega_k) = 0$ межею D -розбиття стають особливі прямі, рівняння яких отримують для прямої, що відповідає $\omega = +\infty$, з рівняння $a_0(A, B) = 0$, а для прямої, що відповідає $\omega = 0$, – з рівняння $a_n(A, B) = 0$ при $\Delta(\omega_k) = \Delta_A(\omega_k) = \Delta_B(\omega_k) = 0$ підстановкою ω_k у рівняння (12.59) і (12.60).

5. Штрихують границю D -розбиття у напрямку зростання ω ліворуч при $\Delta > 0$ і праворуч – при $\Delta < 0$.

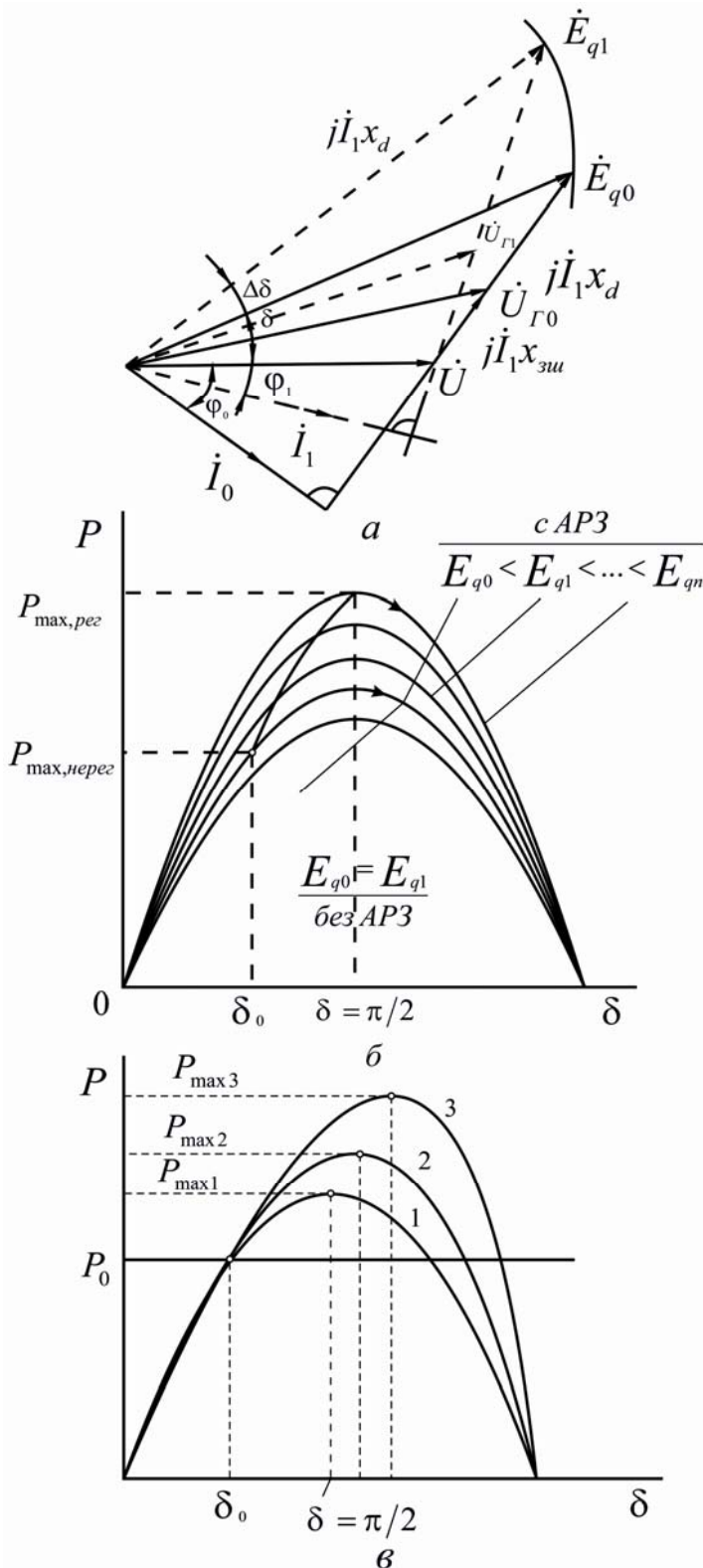


Рис.12.15. До розгляду впливу АРЗ генератора на параметри режиму СЕП

ратора змінює напрямок, а модуль $|\dot{E}_{q1}| = |\dot{E}_{q0}|$ (рис. 12.15,а). Напруга на затискачах генератора при цьому зменшується ($|\dot{U}_{\Gamma 1}| < |\dot{U}_{\Gamma 0}|$),

6. Особливі прямі штрихують так, щоб у місці перетину (при дотику до межі зони) вони були спрямовані одна до одної лише заштрихованими сторонами.

7. Зону стійкості виділяють перевіркою у довільній точці (A_0, B_0) характеристичного рівняння $D(j\omega, A_0, B_0) = 0$ на стійкість за будь-яким критерієм.

Якщо дана точка відповідає стійкому станові, то досліджувану зону вважають зоною стійкості.

12.4. Урахування автоматичного регулювання збудження

Кутова характеристика потужності генератора без АРЗ при $r = 0$ та постійній е.р.с. E_{q0} визначається за виразом

$$P = E_{q0} U \sin \delta / (x_d + x_{зи}). \quad (12.63)$$

При зростанні потужності, яка передається до мережі, порівняно з початковим усталеним режимом ($\dot{I}_1 > \dot{I}_0$) кут δ збільшується. Тоді вектор е.р.с. \dot{E}_{q0} гене-

а межа потужності у (12.63) при $\delta = \pi/2$ відповідно знижується (рис. 12.15,б). Якщо генератор має АРЗ, то збільшення потужності, що передається до мережі, і пов'язане з цим зростання кута δ призводять до зміни вектора е.р.с. генератора. Це відповідає переходу з кутової характеристики, побудованої при постійній е.р.с. \dot{E}_{q0} , на кутову характеристику, яка відповідає е.р.с. $\dot{E}_{q1} > \dot{E}_{q0}$ (рис. 12.15,б). Зі зростанням кута δ е.р.с. генератора збільшується і за новою кутовою характеристикою потужності, що передається до мережі, межа потужності підвищується та зміщується в бік зони кутів $\delta > \pi/2$. Таким чином, АРЗ впливає на межу потужності, що надходить до мережі, й, відповідно, на стійкість режиму СЕП.

При обчисленні стійкості важливу роль відіграє врахування типу пристроїв АРЗ. Розрізняють автоматичні регулятори двох типів збудження: пропорційного та сильної дії. Перші реагують на відхилення одного або кількох параметрів режиму від контрольованих значень, а другі додатково реагують на швидкість і прискорення зміни параметрів режиму. Введення похідних змін параметрів режиму до складу законів регулювання не лише стабілізує систему самого регулювання, а й значно підвищує передану граничну потужність (межа стійкості). Автоматичні регулятори збудження пропорційного типу забезпечують стійкість режиму у меншому діапазоні зміни кута та переданої потужності (крива 2 на рис. 12.15,в) порівняно із зазначеними регуляторами сильної дії (крива 3): крива 1 характеризує кутову характеристику потужності генератора без АРЗ.

Поглянемо, як ураховують АРЗ генератора при обчисленні стійкості СЕП уточненим методом з використанням практичних критеріїв. Оцінка меж стійкості СЕП з генератором без АРЗ та з АРЗ може бути зведена до оцінки межі потужності, яка передається генератором до мережі.

Зробимо аналіз статичної стійкості режиму найпростішої електричної системи з генератором, який має автоматичний регулятор збудження пропорційного типу щодо відхилень напруги і працює на шини з незмінною напругою (рис. 12.16,а).

Перехідний процес описується системою рівнянь:

– відносного руху ротора генератора

$$(T_J / \omega_0) \cdot d^2 \delta / dt^2 = P_0 - E_q U \sin \delta / x_d; \quad (12.64)$$

– перехідного процесу в роторі генератора (коло збудження з незалежним збуджувачем)

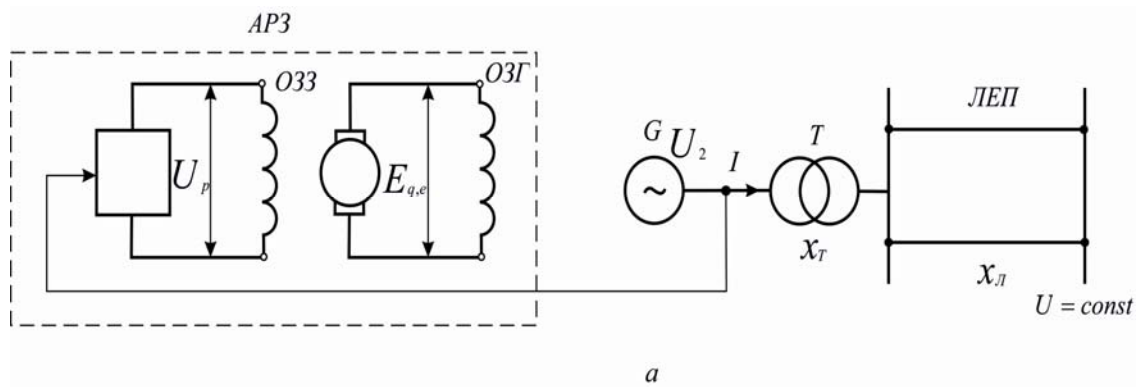


Рис.12.16,а. До аналізу стійкості режиму генератора з АРЗ пропорційного типу щодо відхилень напруги

$$T_{d0} \cdot d E_q' / dt + E_q = E_{qe}; \quad (12.65)$$

– перехідного процесу кола збудження збуджувача

$$T_e \cdot d E_{qe} / dt + E_{qe} = U_p. \quad (12.66)$$

Параметри, що входять до рівнянь (12.64)–(12.66): $T_{d,0}$ – постійна часу обмотки збудження генератора (ОЗГ) при розімкненій обмотці статора; E_q' і E_q – перехідна та синхронна поздовжні е.р.с.; E_{qe} – е.р.с. усталеного режиму (рівна у відносних одиницях виміру напрузі збуджувача); T_e – постійна часу обмотки збудження збуджувача (ОЗЗ); U_p – усталене значення напруги ОЗЗ (дорівнює у відносних одиницях виміру напрузі на виході регулятора).

Рівняння ідеального автоматичного регулятора напруги пропорційного типу, який миттєво змінює напругу на ОЗЗ, відповідне відхиленню напруги на затискачах генератора:

$$U_p - U_{p0} = -K_U (U_\Gamma - U_{\Gamma 0}), \quad (12.67)$$

де K_U – коефіцієнт посилення (регулювання) регулятора.

Система рівнянь (12.64)–(12.67) містить шість змінних: δ , E_q , E_q' , E_{qe} , U_p , U_Γ . Додаткові рівняння, що зв'язують їх між собою, можуть бути отримані з векторної діаграми генератора (рис. 12.16,б):

$$E_q = U \cos \delta + I_d X_d; \quad (12.68)$$

$$E_q' = U \cos \delta + I_d X_d'; \quad (12.69)$$

$$U_\Gamma \approx U_{\Gamma q} = U \cos \delta + I_d X_{зи}, \quad (12.70)$$

де $X_{зи} = x_T + 0,5x_L$; $X_d = x_d + X_{зи}$; $X_d' = x_d' + X_{зи}$.

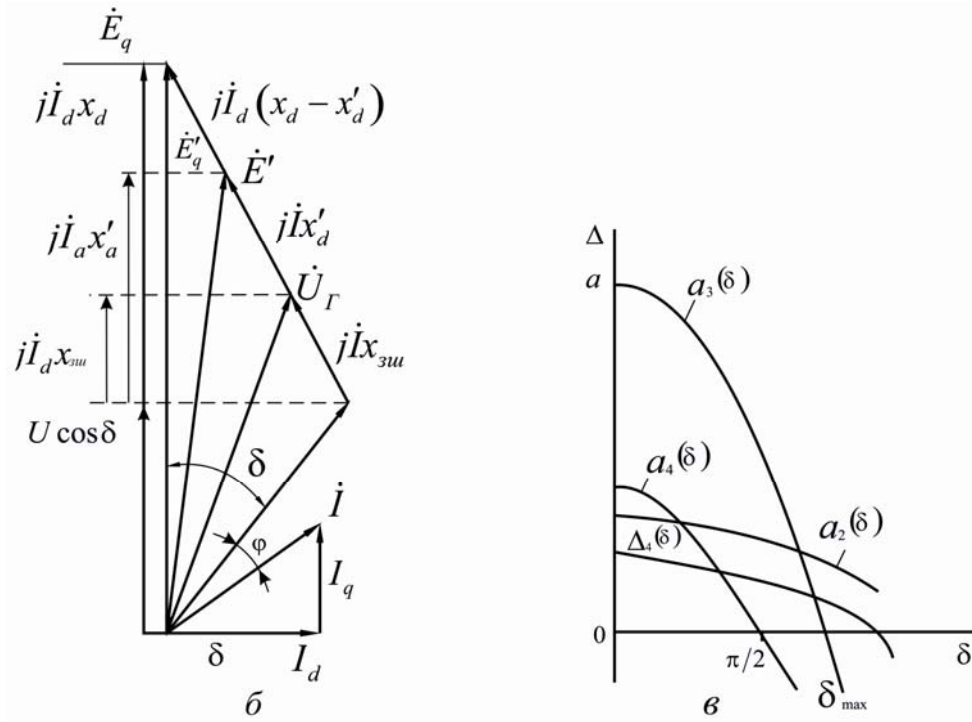


Рис.12.16,б,в. До аналізу стійкості режиму генератора з АРЗ пропорційного типу щодо відхилень напруги

Визначивши з (12.68) струм I_d та підставивши його у наступні рівняння (12.69) і (12.70), записуємо рівняння:

$$E'_q = U \cos \delta \cdot (X_d - X'_d) / X_d + E_q X'_d / X_d ; \quad (12.69,а)$$

$$U_\Gamma = U \cos \delta \cdot (X_d - X_{zu}) / X_d + E_q X_{zu} / X_d . \quad (12.70,а)$$

Систему рівнянь (12.64)–(12.67), (12.69,а) і (12.70,а) подамо через відповідні лінеаризовані рівняння, складені на основі малих прирощень. В операторній формі запису вони мають вигляд:

$$\Delta \delta \cdot (T_J / \omega_0) p^2 = \Delta \delta \cdot \partial P / \partial \delta - \Delta E_q \cdot \partial P / \partial E_q ; \quad (12.71)$$

$$\Delta E'_q T_{d0} \cdot p + \Delta E_q = \Delta E_{qe} ; \quad (12.72)$$

$$\Delta E_{qe} (1 + T_e \cdot p) = \Delta U_p ; \quad (12.73)$$

$$\Delta U_p = -K_U \cdot \Delta U_\Gamma ; \quad (12.74)$$

$$\Delta E'_q = \Delta \delta \cdot \partial E'_q / \partial \delta + \Delta E_q \cdot \partial E'_q / \partial E_q ; \quad (12.75)$$

$$\Delta U_\Gamma = \Delta \delta \cdot \partial U_\Gamma / \partial \delta + \Delta E_q \cdot \partial U_\Gamma / \partial E_q , \quad (12.76)$$

де часткові похідні змінних

$$\begin{aligned} \partial P / \partial \delta &= S_{E_q} = E_q U \cos \delta / X_d ; \quad \partial P / \partial E = U \sin \delta / X_d ; \\ \partial E'_q / \partial \delta &= U \sin \delta \cdot (X'_d - X_d) / X_d ; \quad \partial E'_q / \partial E_q = X'_d / X_d . \end{aligned} \quad (12.77)$$

Щоб одержати характеристичне рівняння системи рівнянь (12.71)–(12.76), слід виконати такі перетворення: (12.76) підставити у (12.74), а отримане значення – у (12.73); значення з обчисленого рівняння, а також (12.75) підставити у (12.72); для здобутого рівняння і (12.71) скласти визначник системи і розкрити. В результаті характеристичне рівняння виглядатиме

$$a_0 p^4 + a_1 p^3 + (a_2 + K_U \cdot \Delta_2) p^2 + a_3 p + a_4 + K_U \cdot \Delta_4 = 0, \quad (12.78)$$

де:

$$\begin{aligned} a_0 &= \frac{T_J}{\omega_0} T_{d0} T_e \frac{\partial E'_q}{\partial E_q}; \quad a_1 = \frac{T_J}{\omega_0} \left(T_e + T_{d0} \frac{\partial E'_q}{\partial E_q} \right); \\ a_2 &= \frac{T_J}{\omega_0} + T_{d0} T_e \left[\frac{\partial E'_q}{\partial E_q} \cdot \frac{\partial P}{\partial \delta} - \frac{\partial E'_q}{\partial \delta} \cdot \frac{\partial P}{\partial E_q} \right]; \\ a_3 &= T_{d0} \left[\frac{\partial E'_q}{\partial E_q} \cdot \frac{\partial P}{\partial \delta} - \frac{\partial E'_q}{\partial \delta} \cdot \frac{\partial P}{\partial E_q} \right]; \quad a_4 = \frac{\partial P}{\partial \delta}; \\ \Delta_2 &= \frac{T_J}{\omega_{0e}} \frac{\partial U_\Gamma}{\partial E_q}; \quad \Delta_4 = \frac{\partial U_\Gamma}{\partial E_q} \cdot \frac{\partial P}{\partial \delta} - \frac{\partial U_\Gamma}{\partial \delta} \cdot \frac{\partial P}{\partial E_q}. \end{aligned}$$

Після підстановки у ці вирази часткових похідних (12.77) матимемо:

$$\left. \begin{aligned} a_0 &= \frac{T_J}{\omega_0} T'_d T_e; \quad a_1 = \frac{T_J}{\omega_0} (T'_d + T_e); \\ a_2 &= \frac{T_J}{\omega_0} + T'_d T_e \left(\frac{E_q U}{X_d} \cos \delta + U^2 \frac{X_d - X'_d}{X_d X'_d} \sin^2 \delta \right) \\ a_3 &= T'_d \left(\frac{E_q U}{X_d} \cos \delta + U^2 \frac{X_d - X'_d}{X_d X'_d} \sin^2 \delta \right) + T_e \frac{E_q U}{X_d} \cos \delta; \\ a_4 &= \frac{E_q U}{X_d} \cos \delta; \quad \Delta_2 = \frac{T_J}{\omega_0} \cdot \frac{X_{3uu}}{X_d} \\ \Delta_4 &= \left(\frac{E_q U}{X_d} \cos \delta + U^2 \frac{X_d - X_{3uu}}{X_d X_{3uu}} \sin^2 \delta \right) \frac{X_{3uu}}{X_d} \end{aligned} \right\}, \quad (12.79)$$

де $T'_d = T_{d0} X'_d / X_d$.

У перетвореному характеристичному рівнянні (12.78)

$$a_0 p^4 + a_1 p^3 + a_2 p^2 + a_3 p + a_4 + K_U \cdot (\Delta_4 + \Delta_2 p^2) = 0$$

перша частина з коефіцієнтами a_0, \dots, a_4 , що не залежать від регулювання збудження, визначає стійкість нерегульованої електричної системи. Друга частина рівняння відображає дію АРЗ (Δ_2 і Δ_4 – одиничні до відповідних коефіцієнтів характеристичного рівняння, пропорційних коефіцієнту посилення регулятора).

Аналізуючи (12.79), робимо такі висновки:

– коефіцієнти a_0 та a_1 завжди позитивні і не залежать від режиму роботи та параметрів мережі;

– коефіцієнти a_2, a_3, a_4, Δ_4 залежать від режиму роботи і параметрів мережі; із зростанням кута δ деякі з них стають від’ємними (рис. 12.16,в), що свідчить про порушення неодмінної умови стійкості системи (позитивні значення всіх коефіцієнтів характеристичного рівняння).

Для виявлення умов стійкості системи можна скористатися критерієм Гурвіца (див. підрозд. 12.3):

$$a_2 + K_U \Delta_2 > 0; \quad (12.80)$$

$$a_3 > 0; \quad (12.81)$$

$$a_4 + K_U \Delta_4 > 0; \quad (12.82)$$

$$a_1 a_3 (a_2 + K_U \Delta_2) - a_1^2 (a_4 + K_U \Delta_4) - a_0 a_3^2 > 0. \quad (12.83)$$

З метою спрощення аналізу умов стійкості спочатку вважають, що стала часу збудження $T_e = 0$. Це дозволяє отримати характеристичне рівняння більш низького (до третього) порядку, оскільки $a_0 = 0$: (12.78) і (12.79).

Стійкість генератора без АРЗ ($K_U = 0$) зі зростанням потужності, що передається, і кута δ порушується при зміні знака на від’ємний у коефіцієнта a_4 , тобто при порушенні критерію (12.82). Критерій (12.81) при $T_e = 0$ та $K_U = 0$ має вигляд

$$a_3 = T_d' \left(a_4 + U^2 \frac{X_d - X_d'}{X_d X_d'} \sin^2 \delta \right),$$

але після того як a_4 стає від’ємним, вже не вважається граничною умовою стійкості. Критерій (12.80) при $T_e = 0$ та $K_U = 0$ – завжди позитивний, критерій (12.83) при $T_e = 0$ та $K_U = 0$ виглядає

$$a_2 a_3 - a_1 a_3 = T_d' U^2 \frac{T_J}{\omega_0} \cdot \frac{X_d - X_d'}{X_d X_d'} \sin^2 \delta$$

і залишиться позитивним за будь-яких значень кута δ .

Таким чином, з урахуванням лише електромагнітних перехідних процесів в обмотці збудження стійкість нерегульованого генератора визначається граничною умовою – позитивним значенням синхронізувальної потужності $S_{E_q} = a_4$ (е.р.с. E_q – незмінна).

Введенням регулювання щодо відхилень напруги ($K_U \neq 0$) вільному членові нерівності (12.82) можна надати позитивного значення при кутах, більших $\pi / 2$, чим ліквідувати причину порушення стійкості нерегульованого генератора. Умова наявності позитивного знака коефіцієнта a_4 визначає межу найменших значень коефіцієнта посилення відносно відхилення напруги, що впливає з (12.82):

$$K_{U \min} = -a_4 / \Delta_4. \quad (12.84)$$

Характер змін залежності $K_{U \min}(\delta)$ – на рис. 12.16,г. При позитивному коефіцієнті a_4 стійкість може порушуватися при зміні знака коефіцієнта a_3 (наявність регулювання щодо відхилень напруги на нього не впливає) або нерівності (12.83). Можна показати, що коефіцієнт a_3 залежить від знака синхронізувальної потужності, визначеної при постійному значенні перехідної е.р.с. E'_q .

Якщо у рівняння (12.63) замість E_{q0} підставити (12.69), то отримаємо

$$P = U \cdot E'_q \sin \delta / X'_d - U^2 \cdot \frac{X_d - X'_d}{2X_d X'_d} \sin 2\delta. \quad (12.85)$$

Часткова похідна при $E'_q = const$

$$\frac{\partial P}{\partial \delta} = S_{E'_q} = U \cdot E'_q \cos \delta / X'_d - U^2 \cdot \frac{X_d - X'_d}{X_d X'_d} \cos 2\delta.$$

З урахуванням (12.69,а) та рівності $\cos 2\delta = \cos^2 \delta - \sin^2 \delta$ буде

$$S_{E'_q} = U \cdot E'_q \cos \delta / X'_d + U^2 \cdot \frac{X_d - X'_d}{X_d X'_d} \sin^2 \delta.$$

Якщо врахувати також (12.77), отримаємо

$$S_{E'_q} = S_{E_q} + U^2 \cdot \frac{X_d - X'_d}{X_d X'_d} \sin^2 \delta. \quad (12.86)$$

Із порівняння (12.86) з виразом a_3 у (12.79) маємо, що при $T_e = 0$ $a_3 = T'_d S_{E'_q}$. Отже, знак у коефіцієнта a_3 визначається знаком синхронізувальної потужності $S_{E'_q}$.

Аналізуючи (12.83) з урахуванням (12.79), знаходимо найбільше значення коефіцієнта посилення регулятора

$$K_{U \max} = X_d / \left[X_{зу} - x_d X_d / (x_d - x'_d) \right],$$

а інтервал зміни цього коефіцієнта такий:

$$-a_4/\Delta_4 < K_U < (a_1 a_4 - a_2 a_3)(a_1 \Delta_4 - a_3 \Delta_2). \quad (12.87)$$

З рис. 12.16,г видно, що стійкість режиму порушується при кутах $\delta > \delta_{\max}$, що лежать поза виділеною зоною.

Для $\delta = \delta_{пред}$ після перетворення (12.87) отримаємо

$$a_3(a_4 \Delta_2 - a_2 \Delta_4) = 0,$$

а якщо врахувати (12.79) при $T_e = 0$, то останню рівність можна записати:

$$\frac{T'_d T_J}{\omega_0} S_{E'_q} U^2 X_{зу} \sin^2 \delta \cdot \frac{X_d - X_{зу}}{X_d^2} = 0.$$

При $K_U \neq 0$ і $\delta = \delta_{\max}$ синхронізувальна потужність ще позитивна. З цього робимо висновок: гранична умова порушення стійкості системи з автоматичним регулятором збудження пропорційного типу щодо відхилень напруги – коли $S_{E'_q} = 0$. Окрім того, введення даного регулятора не може поширити зону стійкості системи, знайдену при позитивному значенні синхронізувальної потужності $S_{E'_q}$ і постійності E'_q , оскільки ці обставини не залежать від коефіцієнта посилення регулятора.

При сталій часу збудження $T_e > 0$ оцінка стійкості системи буде такою. Виділяють граничну умову за критерієм Гурвіца (12.80)–(12.83). Нерівність (12.80) не визначає стійкості системи, оскільки вона завжди порушується пізніше нерівності (12.81): очевидно з (12.79). Із порівняння нерівностей (12.81) і (12.82) маємо, що раніше порушується нерівність (12.81): при $T_e = 0$ і $\delta = \delta_{\max}$ обидві нерівності порушуються одночасно, а при $T_e > 0$ збільшується значення K_U , що забезпечує дотримання нерівності (12.82) за великих значень кута δ .

Отже, межа стійкості системи визначається нерівностями (12.81) і (12.83). Із нерівності (12.83) виходить, що найбільше значення коефіцієнта посилення регулятора встановлюється за виразом

$$K_{U \max} = (a_0 a_3^2 / a_1 - a_1 a_4 - a_2 a_3)(a_1 \Delta_4 - a_3 \Delta_2). \quad (12.88)$$

При збільшенні сталої часу збуджувача значення коефіцієнта $K_{U \max}$ також зростає (рис. 12.16,д). З приростом кута δ значення $K_{U \max}$ внаслідок зменшення коефіцієнта a_3 (12.79) падають.

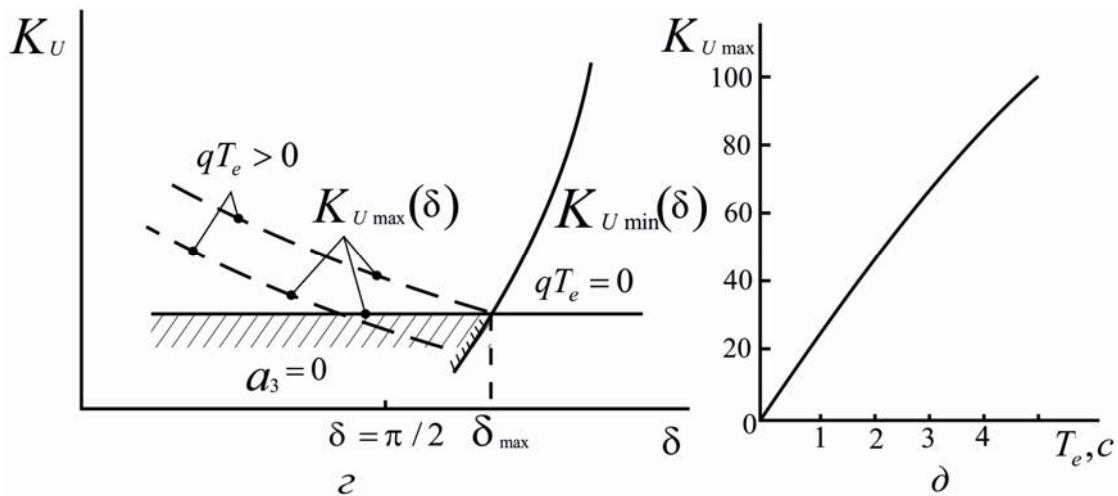


Рис. 12.16,з,д. До аналізу стійкості режиму генератора з АРЗ пропорційного типу щодо відхилень напруги

При $a_3 = 0$ коефіцієнт посилення $K_{U \max} = a_4 / \Delta_4$, що менше його значення при $T_e = 0$ (12.87). Тому із зростанням кута δ і $T_e > 0$ першою порушується умова стійкості (12.83), гранична для встановлення межі потужності відносно статичної стійкості системи з автоматичним регулятором збудження пропорційного типу щодо відхилень напруги.

При АРЗ генератора стосовно відхилень напруги із заданим коефіцієнтом посилення регулятора межу статичної стійкості режиму системи визначають у такому порядку:

1. Значення е.р.с. розраховують в усталеному режимі

$$E_q = E_{q0} + K_U (U_{\Gamma 0} - U_{\Gamma}), \quad (12.89)$$

де E_{q0} і $U_{\Gamma 0}$ – відповідно е.р.с. за синхронним індуктивним опором і напруга на затискачах генератора у початковому режимі.

2. Підставивши значення (12.70,а) у рівняння (12.89), знаходять значення синхронної е.р.с. за формулою

$$E_q = \left[E_{q0} + K_U \left(U_{\Gamma 0} - U \cos \delta \frac{X_d - X_{3\mu}}{X_d} \right) \right] / \left(1 + K_U \frac{X_{3\mu}}{X_d} \right). \quad (12.90)$$

3. За формулою (12,69,а) обчислюють значення перехідної е.р.с. E'_q .

4. Перетворивши рівняння (12.63) з урахуванням (12.90), отримують кутову характеристику потужності

$$P = \left[(E_{q0} + K_U U_{r0}) U \sin \delta - U^2 K_U \sin 2\delta \frac{X_d - X_{3ш}}{2X_d} \right] / (X_d + K_U X_{3ш}). \quad (12.91)$$

З достатньою для практичних розрахунків точністю кутову характеристику потужності обчислюють також за формулою (12.85), використовуючи отримане за (12.69,а) значення синхронної е.р.с.

5. Визначають межу переданої потужності та граничне значення кута переміщення ротора генератора. При використанні кутової характеристики потужності (12.91) межу переданої потужності вираховують за граничним значенням кута $\delta_{перед}$, отриманого внаслідок розв'язку рівняння (12.91). Останнє прирівнюють заданому значенню коефіцієнта посилення і значення коефіцієнтів обчислюють за (12.79), а синхронну е.р.с. – за (12.90):

$$c_1 \cos^2 \delta_{перед} + c_2 \cos \delta_{перед} + c_3 = 0 \quad \text{і} \quad \delta_{перед} = \arccos \delta_{перед}, \quad (12.92)$$

де

$$c_1 = U^2 \left[\frac{K_U (T_d' + T_e) (X_d - X_{3ш})}{X_d (X_d - K_U X_{3ш})} + T_d' \frac{X_d - X_d'}{X_d X_d'} \right];$$

$$c_2 = -U (T_d' + T_e) (E_{q0} + K_U U_{r0}) / (X_d + K_U X_{3ш});$$

$$c_3 = -U^2 T_d' \frac{X_d - X_d'}{X_d X_d'} + T_J (T_d' + T_e) / \left\{ T_e^2 \omega \left[\left(\frac{X_d' - X_{3ш}}{X_d - X_{3ш}} + \frac{T_e X_d'}{T_d' X_d} \right) K_U - 1 \right] \right\}.$$

6. При використанні кутової характеристики потужності (12.85) граничне значення кута $\delta_{перед}$ знаходять з рівняння (12.86), вважаючи $S_{E_q'} = 0$.

Аналіз стійкості системи з автоматичним регулятором збудження пропорційного типу доводить, що дія АРЗ генератора дозволяє поширити зону статичної стійкості системи за $\delta = \pi / 2$, причому межа стійкості перебуває у проміжку, який відповідає умовам $S_{E_q'} = 0$ та $S_{E_q} = 0$.

Приклади розрахунків

Приклад 12.1. Для СЕП з шинами незмінної напруги, розрахункова схема якої зображена на рис. 12.17,а, побудувати вектори напруг та кутову характеристику активної потужності еквівалентного генератора.

Розв'язання. За схемою заміщення СЕП (рис. 12.17,б) обчислюємо її параметри:

$$\underline{Z}_{*11} = \underline{Z}_{*12} = j0,12 + 0,2 + j0,5 = 0,738 \exp(j72,1^\circ);$$

$$y_{*11} = y_{*12} = 1,355; \quad \alpha_{12} = \alpha_{21} = 90^\circ - 72,1^\circ = 17,9^\circ.$$

Визначаємо модуль та аргумент вектора напруги на затискачах генератора:

$$U_{*Г} = \sqrt{(U_{*Г}^2 + P_{*0}R_{*3ш} + Q_{*0}x_{*3ш})^2 + (P_{*0}x_{*3ш} - Q_{*0}R_{*3ш})^2} / U_{*c} =$$

$$= \sqrt{(1^2 + 0,8 \cdot 0,2 + 0,6 \cdot 0,5)^2 + (0,8 \cdot 0,5 - 0,6 \cdot 0,2)^2} / 1 = 1,48;$$

$$\delta_{3ш} = \arctg(P_{*0}x_{*3ш} - Q_{*0}R_{*3ш}) / (U_{*Г}^2 + P_{*0}R_{*3ш} + Q_{*0}x_{*3ш}) =$$

$$= \arctg(0,8 \cdot 0,5 - 0,6 \cdot 0,2) / (1^2 + 0,8 \cdot 0,2 + 0,6 \cdot 0,5) = 10,9^\circ.$$

Знаходимо синхронну е.р.с. та кут між е.р.с. і напругою шин системи:

$$E_{*q} = \sqrt{(1^2 + 0,8 \cdot 0,2 + 0,6 \cdot 0,62)^2 + (0,8 \cdot 0,62 - 0,6 \cdot 0,2)^2} = 1,58;$$

$$\delta = \arctg(0,8 \cdot 0,62 - 0,6 \cdot 0,2) / (1^2 + 0,8 \cdot 0,2 + 0,6 \cdot 0,62) = 13,8^\circ.$$

За обчисленими значеннями будемо вектори е.р.с. та напруг.

Кутову характеристику активної потужності еквівалентного генератора

$$P_{*Г} = E_{*q}^2 y_{*11} \sin \alpha_{11} + E_{*q} U_{*c} y_{*12} \sin(\delta - \alpha_{12}) = 1,58^2 \cdot 1,36 \sin 17,9^\circ +$$

$$+ 1,58 \cdot 1 \cdot 1,36 \sin(\delta - 17,9^\circ) = 1,04 + 2,14 \sin(\delta - 17,9^\circ)$$

зображено на рис. 12.17,з.

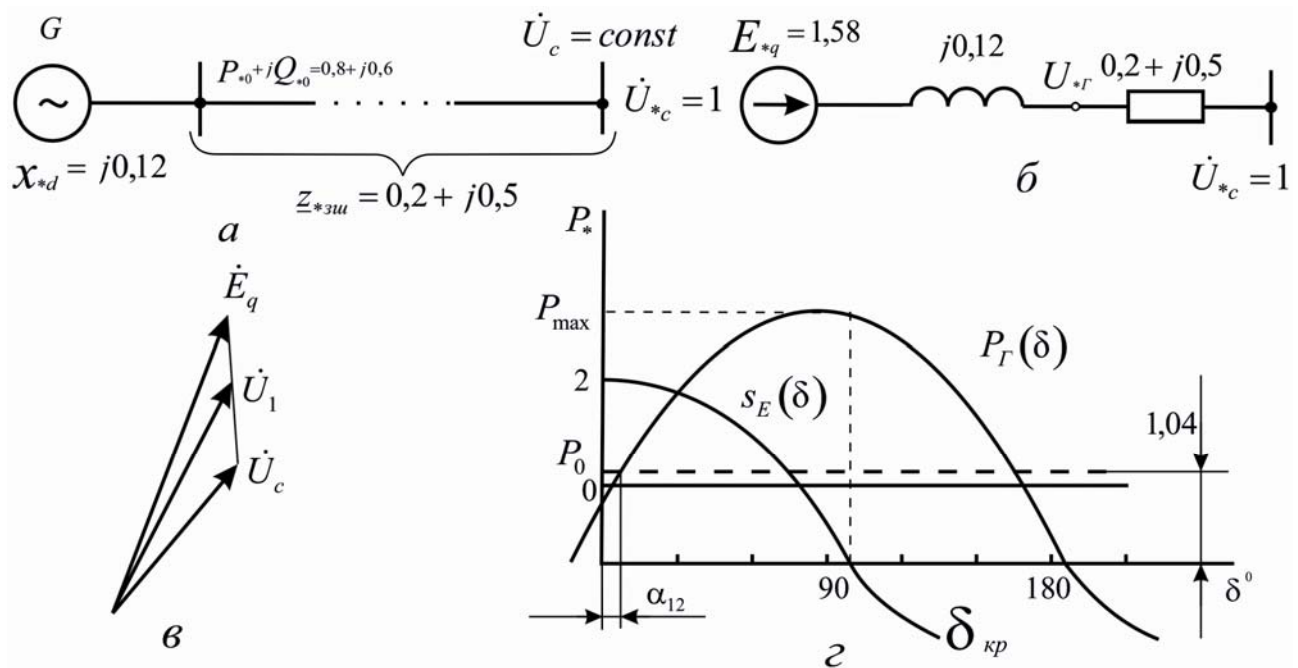


Рис. 12.17 (до прикладів 12.1 та 12.2)

Приклад 12.2. Оцінити статичну стійкість режиму СЕП з попереднього прикладу й обчислити запас стійкості.

Розв'язання. Оцінку статичної стійкості виконаємо за позитивним знаком синхронізувальної потужності. Її рівняння отримаємо диференціюванням кутової характеристики активної потужності

$$S_{*E} = dP/d\delta = 2,14 \cos(\delta - 17,9^\circ)$$

Початковий режим СЕП ($P_{*Г} = P_{*0}$) стійкий при зміні кута δ від 0 до $\delta_{кр}$ (рис. 12.17,г). Значення визначається з умови $S_E = 0$

$$2,14 \cos(\delta_{кр} - 17,9^\circ) = 0, \text{ звідки } \delta_{кр} = 107,9^\circ.$$

Найбільша потужність, що віддається еквівалентним генератором на межі статичної стійкості, дорівнює $P_{\max \delta_{кр}=107,9^\circ} = 3,38$. Запас статичної стійкості

$$K_{зР} = 100(P_{*max} - P_{*0})/P_{*0} = 100(3,18 - 0,8)/0,8 = 298 \%$$

Приклад 12.3. Вузол навантаження (рис. 12.18,а) живиться від потужної СЕП. Його навантаження задане статичними характеристиками:

$$P_{*нв} = -0,1 + 0,8U_*;$$

$$Q_{*нв} = 2,1 - 6,1U_* + 4,7U_*^2.$$

Визначити запас статичної стійкості режиму СЕП за напругою.

Розв'язання. Суттєва незалежна змінна, що відображає стан вузла навантаження, – це напруга у точці вмикання навантаження. Оцінку статичної стійкості СЕП виконаємо, аналізуючи за цією змінною систему рівнянь усталеного режиму з використанням критерію

$$d(Q_{Гекв} - Q_{нв})/dU < 0:$$

$$\left. \begin{aligned} Q_{*Гек} &= \left(-U_*^2 + \sqrt{E_{qек}^2 U_*^2 - P_{*нв}^2 x_{*рез}^2} \right) / x_{*рез} \\ Q_{*нв} &= 2,1 - 6,1U_* + 4,7U_*^2 \\ \Delta Q_* &= Q_{*Гек} - Q_{*нв} \end{aligned} \right\}.$$

Підставивши числові значення величин, отримаємо

$$\left. \begin{aligned} Q_{*Гек} &= -0,5U_*^2 + \sqrt{U_*^2 - P_{*нв}^2} \\ \Delta Q_* &= -5,2U_*^2 + 6,1U_* + \sqrt{U_*^2 - P_{*нв}^2} - 2,1 \end{aligned} \right\}.$$

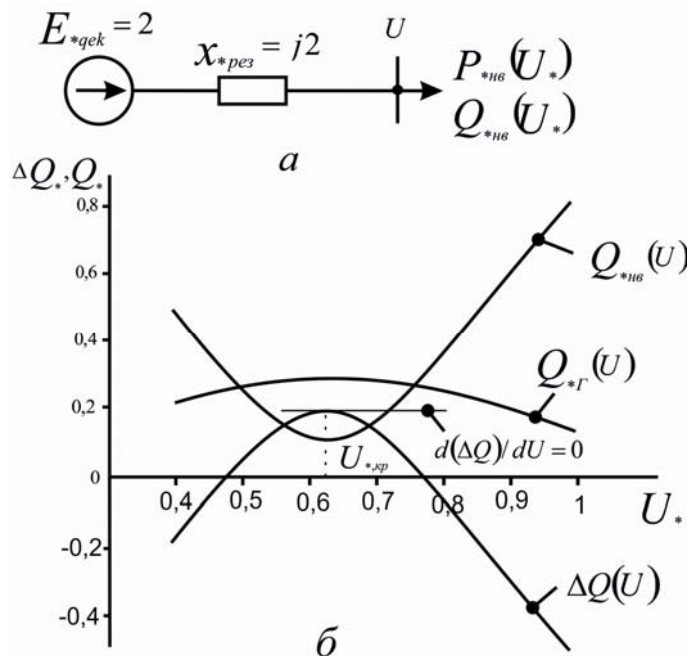


Рис. 12.18 (до прикладу 12.3)

Результати розв'язку цієї системи рівнянь зведені у табл. 12.2 і відображено на рис. 12.18,б. З рисунка маємо, що $d(\Delta Q)/dU = 0$ при $U_{*кр} = 0,63$ і $\Delta Q_* = 0$ при $U_* = 0,81$. Тоді запас статичної стійкості режиму СЕП

$$K_{3U} = 100(U_{*0} - U_{*кр})/U_{*0} = 100(0,81 - 0,63)/0,81 = 22,2\%.$$

Таблиця 12.2

Параметр	Значення параметра						
U_*	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4
$P_{*нв}$	0,7	0,62	0,54	0,46	0,38	0,3	0,22
$Q_{*нв}$	0,7	0,42	0,228	0,133	0,132	0,23	0,41
$Q_{*Г}$	0,214	0,247	0,271	0,283	0,284	0,275	0,254
ΔQ_*	-0,486	-0,173	0,043	0,15	0,152	0,045	-0,156

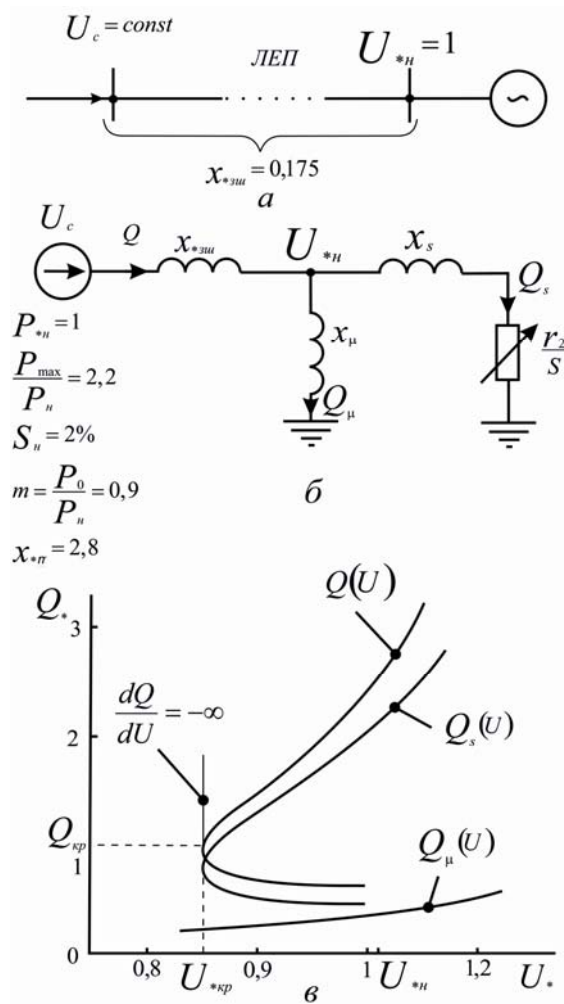


Рис. 12.19 (до прикладу 12.4)

При зміні споживаної активної потужності істотна змінна, яка відображає стан вузла навантаження, – ковзання.

Приклад 12.4. Від шин незмінної напруги СЕП через ЛЕП живиться вузол навантаження, який на рис. 12.19,а подано у вигляді еквівалентного асинхронного двигуна. Визначити критичну напругу у системі, при якій відбудеться гальмування двигунів вузла навантаження, і запас статичної стійкості режиму СЕП.

Розв'язання. Схему заміщення вузла навантаження приведено на рис. 12.19,б. Опір розсіювання двигуна $x_s = U_{*н}^2 / (2P_{*max}) = 1 / (2 \cdot 2,2) = 0,227$.

Опір ротора знайдемо, розв'язавши рівняння, отримане після перетворення рівняння (12.21) із значенням параметрів початкового режиму $P_{*н} = 1$ і $U_{*н} = 1$:

$$(r_{*2}/s)^2 - (r_{*2}/s) + 0,227 = 0$$

звідки $r_{*2}/s = 0,95$ та $r_{*2} = 0,019$.

Оскільки співвідношення опорів у схемі заміщення $x_{*зш} < (0,1 \dots 0,15) x_{*μ}$, то вітку з опором намагнічування можна не враховувати і вважати, що $x_{*екв} = x_{*зш}$.

Тому статичну стійкість СЕП оцінюємо за критерієм $dP / ds > 0$. Критична напруга у системі тоді буде:

$$U_{*Ckp} = \sqrt{2mP_{*H}(x_{*s} + x_{*ек})} = \sqrt{2 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot (0,227 + 0,175)} = 0,85.$$

Напруга у системі для початкового режиму при $P_{*0} = mP_{*H}$ і $Q_{*0} = P_{*0}x_{*s} / (r_{*2}/s) = 1 \cdot 0,9 \cdot 0,227 / 0,95 = 0,215$ (вважаємо: двигун працює з номінальним ковзанням)

$$U_{*C0} = \sqrt{(U_{*H}^2 + Q_{*0}x_{*ек})^2 + (P_{*0}x_{*ек})^2} = \sqrt{(1^2 + 0,215 \cdot 0,175)^2 + (0,9 \cdot 0,175)^2} = 1,05.$$

Запас статичної стійкості СЕП за активною потужністю

$$K_{зP} = 100(P_{*max} - P_{*0}) / P_{*0} = 100(2,2 - 0,9) / 0,9 = 144\%,$$

а за напругою

$$K_{зU} = 100(U_{*C0} - U_{*Ckp}) / U_{*C0} = 100(1,05 - 0,85) / 1,05 = 19\%.$$

При незмінній споживаній активній потужності ($P = const$) суттєва змінна, що відображає стан вузла навантаження, – напруга. В такому разі статичну стійкість режиму СЕП оцінюємо за критерієм $dQ / dU_C < 0$ на основі рівнянь балансу реактивної потужності:

$$Q_{*\mu} = U_{*C}^2 / x_{*\mu} = 0,357U_{*C}^2 \text{ при } \alpha = 0$$

$$Q_{*s} = U_{*C}^2(x_{*ек} + x_{*s}) / [(x_{*ек} + x_{*s})^2 + r_{*2}^2 / s^2] = 0,402U_{*C}^2 / (0,162 + r_{*2}^2 / s^2);$$

$$Q_* = Q_{*\mu} + Q_{*s}.$$

Розрахунки розв'язку цих рівнянь зведені у табл. 12.3,а графіки залежностей складових реактивної потужності від напруг – на рис. 12.17,в. З рисунка маємо: критичні параметри режиму, які відповідають критерію $dQ / dU_C = -\infty$, будуть $U_{*кр} = 0,85$ і $Q_{*кр} = 1,22$; при цьому значення критичної напруги в системі збігаються із значенням, обчисленим за критерієм $dP / ds > 0$.

Таблиця 12.3

Параметр	Значення параметра											
	<i>s</i>	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,095	0,1	0,2
r_{*2}/s	0,95	0,63	0,475	0,38	0,37	0,27	0,24	0,21	0,2	0,19	0,095	
I_*	0,973	1,19	1,38	1,54	1,56	1,83	1,94	2,07	2,12	2,18	3,08	
U_{*C}	1,0	0,889	0,857	0,852	0,853	0,857	0,868	0,94	0,953	0,97	1,27	
Q_{*s}	0,381	0,590	0,760	0,953	0,978	1,35	1,51	1,72	1,81	1,91	3,81	
$Q_{*\mu}$	0,457	0,282	0,262	0,259	0,260	0,271	0,283	0,316	0,324	0,336	0,576	
Q_*	0,738	0,872	1,02	1,21	1,24	1,63	1,77	2,04	2,13	2,25	4,39	

Приклад 12.5. Визначити межу переданої потужності і запас статичної стійкості режиму СЕП, розрахункову схему якої показано на рис. 12.20,а. Еквівалентний генератор оснащений пристроєм АРЗ щодо відхилень напруги з коефіцієнтом посилення $K_U = 30$.

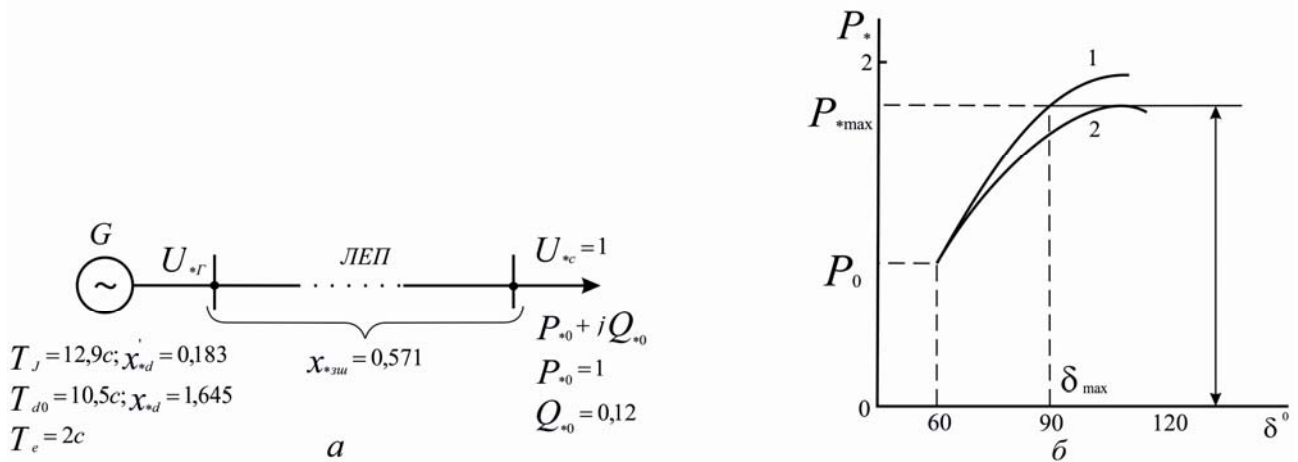


Рис. 12.20 (до прикладу 12.5)

Порівняти досягнуту межу переданої потужності з її значеннями при спрощеному врахуванні АРЗ (схема заміщення генератора з $E'_q = const$ і x'_d), а також без АРЗ (схема заміщення генератора з $E_q = const$ і x_d).

Розв'язання. Визначаємо параметри схеми заміщення СЕП. Результуючі опори

$$X_{*d} = x_{*d} + X_{*зу} = 1,645 + 0,571 = 2,216;$$

$$X'_{*d} = x'_{*d} + X_{*зу} = 0,183 + 0,571 = 0,754.$$

Стала часу

$$T'_d = T_{d0} X'_{*d} / X_{*d} = 10 \cdot 0,754 / 2,216 = 3,57c.$$

Значення е.р.с. за синхронним опором

$$E_{*q0} = \sqrt{(U_{*c}^2 + Q_{*0} x_{*d})^2 + (P_{*0} x_{*d})^2} / U_{*c} =$$

$$= \sqrt{(1^2 + 0,12 \cdot 2,216)^2 + (1 \cdot 2,216)^2} / 1 = 2,55.$$

Кут між е.р.с. генератора E_{*q0} та напругою у системі U_{*c}

$$\delta_0 = \arcsin(P_{*0} x_{*d} / (E_{*q0} U_{*c})) =$$

$$= \arcsin(1 \cdot 2,216 / (2,55 \cdot 1)) = 60,2^\circ.$$

Напруга генератора за формулою (12.70,а)

$$U_{*Г0} = E_{*q0} X_{*зу} / X_{*d} + U_{*c} \cos \delta_0 \cdot (X_{*d} - X_{*зу}) / X_{*d} =$$

$$= 2,55 \cdot 0,571 / 2,216 + 1 \cdot \cos 60,2^\circ \times (2,216 - 0,571) / 2,216 = 1,027.$$

Синхронне значення е.р.с. з урахуванням коефіцієнта посилення напруги за формулою (12.90)

$$\begin{aligned} E_{*q} &= \left[E_{*q0} + K_U \left(U_{*\Gamma_0} - U_{*C} \cos \delta \frac{X_{*d} - X_{*zu}}{X_{*d}} \right) \right] / \left(1 + K_U \frac{X_{*zu}}{X_{*d}} \right) = \\ &= \left[2,55 + 30 \left(1,027 - 1 \cos \delta \frac{2,216 - 0,571}{2,216} \right) \right] / \left(1 + 30 \frac{0,571}{2,216} \right) = \\ &= 3,84 - 2,54 \cos \delta. \end{aligned}$$

Складаємо рівняння кутової характеристики активної потужності СЕП:

$$\begin{aligned} P_* &= E_{*q} U_{*C} \sin \delta / X_{*d} = (3,84 - 2,54 \cos \delta) \cdot 1 \cdot \sin \delta / 2,216 = \\ &= 1,73 \sin \delta - 0,573 \sin 2\delta. \end{aligned}$$

За результатами розрахунку кутової характеристики активної потужності СЕП на рис. 12.20,б (крива 1) побудовано її графік.

Щоб знайти граничне значення кута переміщення ротора генератора, яке відповідає умові збереження стійкості СЕП, скористаймося рівнянням (12.92), але попередньо обчислимо коефіцієнти c_1 , c_2 , c_3 :

$$\begin{aligned} c_1 &= U^2 \left[\frac{K_U (T'_d + T_e) (X_{*d} - X_{*zu})}{X_{*d} (X_{*d} - K_U X_{*zu})} + T'_d \frac{X_{*d} - X'_{*d}}{X_{*d} X'_{*d}} \right] = \\ &= 1^2 \left[\frac{30(3,57 + 2)(2,216 - 0,571)}{2,216(2,216 - 30 \cdot 0,571)} + 3,57 \frac{2,216 - 0,754}{2,216 \cdot 0,754} \right] = 9,55; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} c_2 &= -U (T'_d + T_e) (E_{q0} + K_U U_{\Gamma_0}) / (X_{*d} + K_U X_{*zu}) = \\ &= -1(3,57 + 2)(2,55 + 30 \cdot 1,027) / (2,216 + 30 \cdot 0,571) = -9,6; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} c_3 &= -U^2 T'_d \frac{X_{*d} - X'_{*d}}{X_{*d} X'_{*d}} + T'_J (T'_d + T_e) / \\ & / \left\{ T_e^2 \omega \left[\left(\frac{X'_{*d} - X_{*zu}}{X_{*d} - X_{*zu}} + \frac{T_e X'_{*d}}{T'_d X_{*d}} \right) K_U - 1 \right] \right\} = \\ &= -1^2 \cdot 3,57 \frac{2,216 - 0,754}{2,216 \cdot 0,754} + 12,9(3,57 + 2) / \\ & / \left\{ 2^2 \cdot 314 \left[\left(\frac{0,754 - 0,571}{2,216 - 0,571} + \frac{2 \cdot 0,754}{3,57 \cdot 2,216} \right) 30 - 1 \right] \right\} = -0,522. \end{aligned}$$

Після цього рівняння (12.92) матиме вигляд

$$0,55 \cdot \cos^2 \delta_{перед} - 0,96 \cdot \cos \delta_{перед} - 0,522 = 0,$$

звідки $\cos \delta_{перед} = -0,052$ і $\delta_{перед} = \arccos(-0,052) = 93^\circ$.

За графіком кутової характеристики активної потужності СЕП (рис. 12.20,б) знаходимо граничну потужність за умовою статичної стійкості $P_{max} = 1,77$.

Запас статичної стійкості СЕП

$$K_{зР} = 100(P_{*max} - P_{*0})/P_{*0} = 100(1,77 - 1,0)/1,0 = 77\%.$$

При спрощеному врахуванні АРЗ згідно з (12.69,а) перехідна е.р.с. у початковому режимі

$$\begin{aligned} E'_{*q0} &= U_{*C} \cos \delta_0 \cdot (X_{*d} - X'_{*d})/X_{*d} + E_{*q0} X'_{*d}/X_{*d} = \\ &= 1 \cdot \cos 60,2^\circ \cdot (2,216 - 0,754)/2,216 + 2,55 \cdot 0,754/2,216 = 1,197, \end{aligned}$$

а рівняння кутової характеристики активної потужності відповідно до (12.85)

$$\begin{aligned} P_{*спроц} &= U_{*C} \cdot E'_{*q0} \sin \delta / X'_{*d} - U_{*C}^2 \cdot \frac{X_{*d} - X'_{*d}}{2X_{*d}X'_{*d}} \sin(2\delta) = \\ &= 1 \cdot 1,197 \sin \delta / 0,754 - 1^2 \cdot \frac{2,216 - 0,754}{2 \cdot 2,216 \cdot 0,754} \sin(2\delta) = \\ &= 1,59 \sin \delta - 0,44 \sin(2\delta). \end{aligned}$$

За результатами розрахунку характеристики $P_{*спроц} = f(\delta)$ її графік побудовано на рис. 12.20,б (крива 2). З графіка маємо, що межа переданої потужності $P_{*max} = 1,79$, а запас статичної стійкості режиму СЕП

$$K_{зР} = 100(P_{*max} - P_{*0})/P_{*0} = 100(1,79 - 1,0)/1,0 = 79\%.$$

При відсутності АРЗ генератора межа переданої потужності

$$P_{*max} = U_{*C} \cdot E'_{*q0} / X'_{*d} = 1 \cdot 2,55 / 2,216 = 1,15,$$

а запас статичної стійкості режиму СЕП

$$K_{зР} = 100(1,15 - 1,0)/1,0 = 15\%.$$

Таким чином, спрощене врахування АРЗ дає допустиму для практичних розрахунків похибку (завищення запасу статичної стійкості на 2 %). У генератора з АРЗ щодо відхилень напруги поширюється межа статичної стійкості режиму СЕП на 62 %.

Контрольні запитання

1. Спрощений математичний опис (рівняння) руху основних елементів СЕП: синхронних машин, асинхронних двигунів, робочих механізмів, електричної мережі і вузлів навантаження.
2. На чому базується застосування практичних критеріїв стійкості СЕП?
3. Який зміст оцінки статичної стійкості СЕП за практичними критеріями? В чому суть узятих припущень?
4. Чому практичні критерії стійкості СЕП не вважаються універсальними?
5. До яких характерних розрахункових схем можна звести схему СЕП?
6. Суть використання поняття "синхронізувальна потужність" для оцінки статичної стійкості.

7. Якими показниками характеризується граничний стан режиму щодо статичної стійкості?

8. Які практичні критерії стійкості використовують для аналізу характерних типів розрахункових схем СЕП?

9. У чому полягає лінеаризація нелінійних рівнянь за першим наближенням і мета її застосування?

10. Необхідна і достатня умова збереження стійкості та якими математичними критеріями користуються для оцінки статичної стійкості режиму СЕП.

11. Суть застосування критеріїв Гурвіца, Рауса, Михайлова та кривих D -розбиття для оцінки статичної стійкості режиму СЕП.

Теми рефератів

1. Еквівалентування схем СЕП до типових розрахункових схем залежно від мети аналізу статичної стійкості.

2. Вияв умов та аналіз граничного стану режимів щодо статичної стійкості для реальних СЕП промислових підприємств.

3. Урахування різних типів АРЗ генераторів при аналізі статичної стійкості.

4. Фізичне і математичне моделювання енергосистем для аналізу статичної стійкості.

5. Критерії забезпечення статичної стійкості енергосистеми.

Розділ 13. СТІЙКІСТЬ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ СИЛЬНИХ ЗБУРЕННЯХ

13.1. Динамічна стійкість режиму

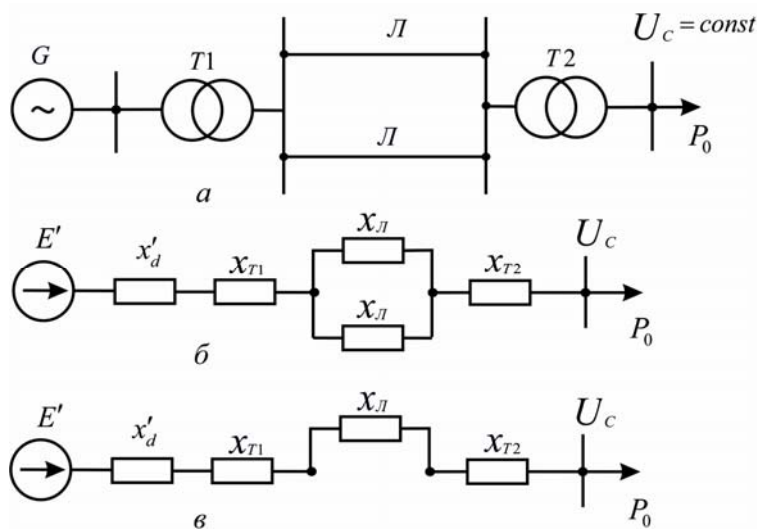


Рис. 13.1. Схеми до аналізу динамічної стійкості режиму СЕП: *а* – розрахункова; *б* – заміщення для нормального режиму; *в* – заміщення для післяаварійного режиму

Для пояснення принципів положень аналізу динамічної стійкості режиму СЕП розглянемо явища, що відбуваються при вимкненні одного з двох паралельних ланцюгів ЛЕП (рис. 13.1,а).

Схеми заміщення СЕП у нормальному режимі з двома ввімкненими ланцюгами електропередачі та у післяаварійному режимі з одним вимкненим ланцюгом зображені

на рис. 13.1,б,в відповідно. Результуючий опір у нормальному режимі визначається за виразом $x_{рез I} = x'_d + x_{T1} + x_L / 2 + x_{T2}$, а після вимкнення одного з ланцюгів – $x_{рез III} = x'_d + x_{T1} + x_L + x_{T2}$.

Оскільки $x_{рез III} > x_{рез I}$, то

$$P_{max III} = E'U_C / x_{рез III} < P_{max I} = E'U_C / x_{рез I}. \quad (13.1)$$

З (13.1) випливає, що при сталих значеннях E', U_C і зміні $x_{рез}$ найбільше значення передаваної потужності зменшується.

При вимкненні одного з ланцюгів ЛЕП ротор генератора через інерцію мас не встигає змінити кут δ , який залишається таким же, як і в точці *а*, що відповідає нормальному режимові роботи СЕП, де $P_I(\delta_a) \equiv P_0(\delta_a)$ (рис.13.2). Тому новий режим буде оцінюватися точкою *б* на кутовій характеристиці генератора $P_{II}(\delta)$. Після зменшення його потужності виникає надлишковий прискорювальний момент, під дією якого кут δ збільшується і потужність, віддана генератором, зростає за характеристикою $P_{II}(\delta)$.

У процесі прискорення ротор генератора проходить за інерцією точку c , після якої його момент стає більшим за створений первинним двигуном (турбіною). Ротор розпочинає гальмуватися турбіною первинного двигуна і з деякої точки d його кутова швидкість зменшується. Виникають затухаючі коливання навколо нового усталеного режиму, який відповідає точці c . Якщо кутова швидкість ротора зростає до значення, яке відповідає точці e або іншим за нею точкам на спадній частині характеристики $P_{II}(\delta)$, то генератор випадає з синхронізму.

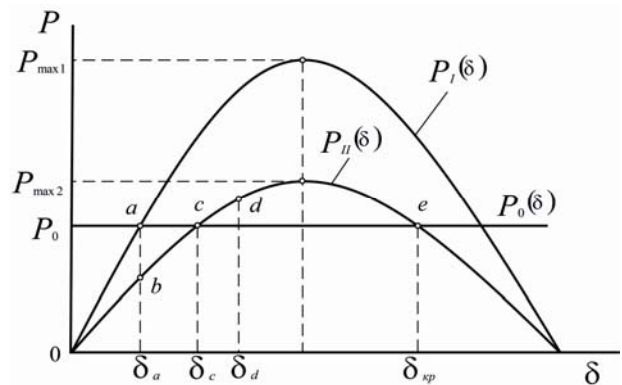


Рис. 13.2. Кутові характеристики потужності генератора при вимкненні одного з ланцюгів ЛЕП

Отже, про стійкість нового режиму системи можна судити за зміною кута δ у часі. Приклади такої зміни (рис. 13.3) відповідають збереженню стійкості режиму роботи (крива 1) і нестійкому станів режиму (крива 2).

Розглянемо перехідний процес від дії КЗ на початку одного з ланцюгів ЛЕП з наступним його вимкненням (рис. 13.1,а). Кутова характеристика потужності генератора для нормального режиму визначається за виразом

$$P_I = E'U_C \sin \delta / X_I, \quad (13.2)$$

де $X_I \equiv x_{рез I}$, а для післяаварійного режиму

$$P_{III} = E'U_C \sin \delta / X_{III}, \quad (13.3)$$

де $X_{III} \equiv x_{рез III}$.

Схему заміщення для аварійного режиму можна отримати, якщо у точці КЗ увімкнути шунтуючий опір x_{Δ} (рис. 13.4,а), значення якого залежить від виду КЗ: $x_{\Delta}^{(3)} = 0$ при трифазному КЗ; $x_{\Delta}^{(2)} = x_2$ при двофазному КЗ; $x_{\Delta}^{(1)} = x_2 + x_0$ при однофазному КЗ і $x_{\Delta}^{(1,1)} = x_2 x_0 / (x_2 + x_0)$ при двофазному КЗ на землю. Тут x_0 і x_2 – ре-

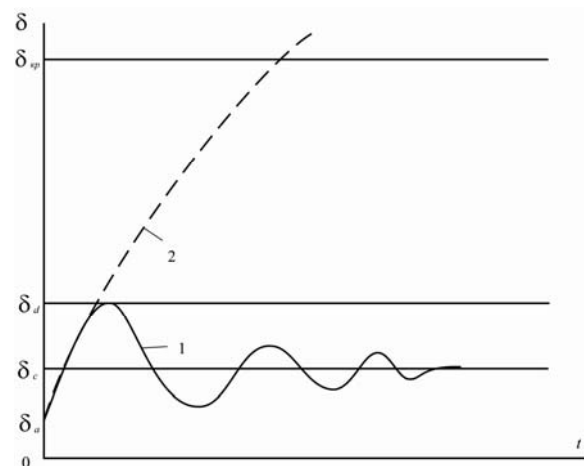


Рис. 13.3. Оцінка динамічної стійкості режиму роботи за зміною кута δ у часі: 1 – траєкторія стійкої роботи; 2 – траєкторія нестійкої роботи

зультуючі опори схем заміщення нульової та зворотної послідовностей відносно точки КЗ.

Схему заміщення рис. 13.4,*а* можна перетворити із зірки (*б*) на трикутник (*в*), де

$$x_E = x_a + x_\Delta + x_a x_\Delta / x_b; \quad x_U = x_\Delta + x_b + x_\Delta x_b / x_a;$$

$$x_{EU} = x_a + x_b + x_a x_b / x_\Delta.$$

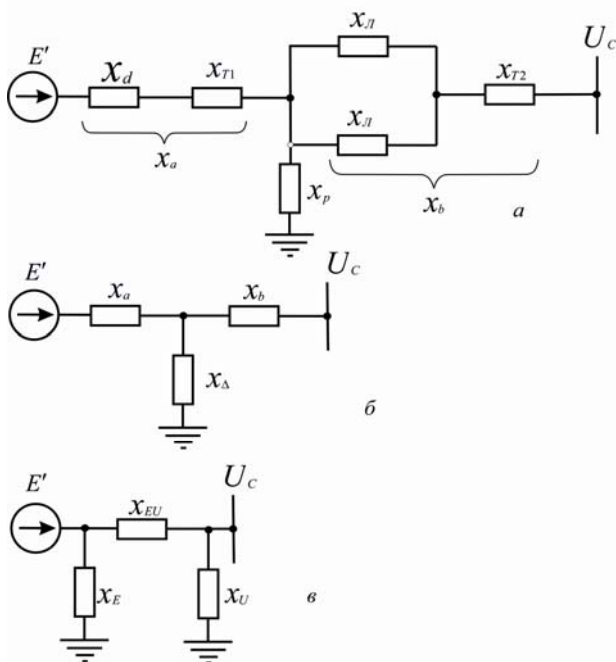


Рис. 13.4. Схема заміщення СЕП для аварійного режиму та її перетворення: *а* – схема заміщення для аварійного режиму; *б* – перетворення схеми заміщення на зірку; *в* – перетворення схеми заміщення на трикутник

Опори x_E та x_U суттєво не впливають на активну потужність генератора в аварійному режимі й можуть не враховуватися. Вся активна потужність генератора передається через опір $x_{EU} = x_{II}$ і кутова характеристика потужності генератора буде

$$P_{II} = E' U_C \sin \delta / x_{II}. \quad (13.4)$$

Із зменшенням опору x_Δ опір x_{EU} зростає, що призводить до зниження амплітуди куткової характеристики потужності. Найбільш важким аварійний режим буде при трифазному КЗ на початку ЛЕП, коли опір x_{EU} великий, амплітуда ж куткової характеристики активної потужності дорівнює нулю. Найлегший аварійний режим відповідає однофазному КЗ, коли опір x_Δ – найбільший.

Кутові характеристики потужності генератора для нормального $P_I(\delta)$, аварійного $P_{II}(\delta)$ та післяаварійного $P_{III}(\delta)$ режимів – на рис. 13.5. У нормальному режимі віддана генератором потужність і кут між е.р.с. E' та напругою U_C позначені відповідно P_0 і δ_0 . У початковий момент часу виникнення КЗ через інерцію ротора генератора кут миттєво змінитися не може ($\delta = \delta_0$). Має місце швидке зменшення потужності від точки *а* на характеристиці $P_I(\delta_0)$ до точки *б* на характеристиці $P_{II}(\delta_0)$. У результаті на валу генератора виникає деякий надлишковий прискорювальний момент, обумовлений різницею потужностей первинного двигуна генератора, під впливом якого

вектор е.р.с. \dot{E}' розпочинає переміщатися відносно вектора напруги приймальної системи (кут δ збільшується). Цьому переміщенню у напрямку до точки c відповідає збільшення віддаваної генератором потужності за характеристикою $P_{II}(\delta)$.

Якщо при будь-якому значенні кута $\delta_{вим} = \delta_d$ пошкоджений ланцюг ЛЕП вимкнути, то у цей момент часу відбудеться зміна значень потужності генератора (з точки c характеристики $P_{II}(\delta)$ на точку d характеристики $P_{III}(\delta)$). Потужність первинного двигуна генератора у цей час (внаслідок інерційності має у процесі регулювання частоти обертання турбіни) залишиться незмінною і складе P_0 . Після

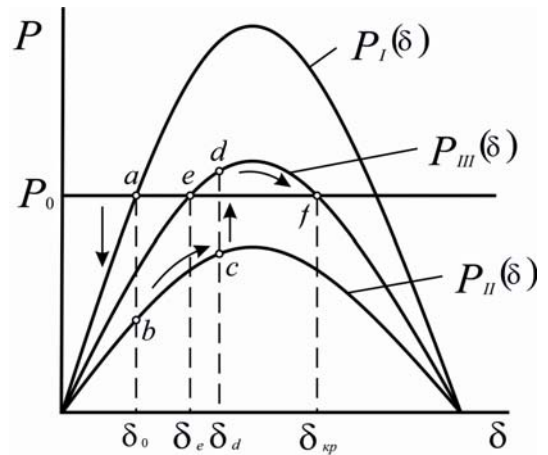


Рис. 13.5. Кутові характеристики потужності генератора для нормального, аварійного та післяаварійного режимів

вимкнення ланцюга ЛЕП з КЗ електромагнітна потужність генератора стає більшою за потужність первинного двигуна (турбіни) і на валу агрегату турбіна–генератор з'явиться гальмівний момент. Ротор генератора ще продовжує розганятися і вектор е.р.с. \dot{E}' рухається у бік збільшення кута δ . Генератор покриває надлишок віддаваної електромагнітної потужності за рахунок кінетичної енергії, накопиченої під час прискорення на шляху руху від δ_0 до $\delta_{вим}$.

Коли вся кінетична енергія використана до досягнення кута $\delta_{кр}$ [точка f на характеристиці $P_{III}(\delta)$], то під дією надлишкового гальмівного моменту ротор генератора почне гальмуватися і кут δ знає змін у зворотному напрямку за характеристикою $P_{III}(\delta)$. Після певних коливань устанавлюється новий усталений режим у точці з кутом δ_e . Якщо пройдено кут $\delta_{кр}$, то надлишковий результуючий момент знову стає прискорювальним. Із збільшенням кута $\delta > \delta_{кр}$ прискорювальний момент для ротора прогресивно зростатиме і генератор вийде з синхронізму. Таким чином, у першому випадку режим системи динамічно стійкий, а у другому – нестійкий.

У перехідних режимах із збереженням динамічної стійкості значення параметрів системи та параметрів режиму після зникнення збурень можуть бути відмітними від їх первинних значень, але за умов здійснення режиму залишаються у допустимих межах.

13.2. Спрощені методи оцінки динамічної стійкості режиму

Сильні збурення викликають різкі зміни режиму роботи СЕП. Вони виникають у результаті зміни складу і схем з'єднання елементів електричної мережі, при їх ввімкненні чи вимкненні, дії КЗ, порушеннях балансу генеруючої і споживаної потужностей у вузлових точках СЕП. Найбільш небезпечні збурення – у вигляді КЗ.

Завдання аналізу динамічної стійкості режимів СЕП – оцінка характеру перехідного процесу при дії сильних збурень, розрахунок суттєвих параметрів режиму при переході з одного стану в інший і встановлення критичних значень параметрів режимів. Для вирішення цих завдань використовують наближені методи, оскільки подати точну оцінку динамічної стійкості режиму при врахуванні всіх видів перехідних процесів та змін у СЕП, пов'язаних з дією сильних збурень, досить складно.

До числа основних перехідних процесів і змін у СЕП належать зміни запасу кінетичної енергії в активних елементах СЕП, зміни значень е.р.с. генераторів, генерованої потужності, опорів магнітних ланцюгів, а також нелінійність кутових характеристик потужності та інерційність параметрів механічних елементів.

Наближені методи для аналізу динамічної стійкості режимів СЕП базуються на низці припущень:

- розподіл електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів відносно швидкості їх перебігу;
- миттєва зміна значень електричної потужності при зміні режимів;
- малі відхилення частоти обертання роторів генераторів від синхронної;
- сталість значень обертального моменту первинних двигунів генераторів та постійних інерції протягом перехідного процесу;
- заміна сукупності генераторів одним еквівалентним;
- розгляд перехідних процесів на обмеженому інтервалі часу;
- збереження симетрії трифазної системи джерел живлення при її порушенні в електричній мережі;
- урахування лише основних нелінійних характеристик елементів та ін.

Означені припущення повинні відповідати кінцевій меті завдання аналізу динамічної стійкості режиму. З погляду на це наближені

методи можна поділити на спрощені та уточнені, що різняться рівнем узятих припущень і точністю вирішення завдання.

Спрощені методи дають змогу не лише просто і швидко, а й задалегідь проаналізувати динамічну стійкість режиму для найпростіших електричних систем, однак вони лише для грубої оцінки.

Уточнені методи спрямовані на врахування низки додаткових чинників, які не бралися до уваги у спрощених методах і суттєво впливають на характер перехідного процесу:

- ✓ автоматичне регулювання збудження, що змінює значення е.р.с. генераторів та їх електромагнітний момент відповідно;

- ✓ автоматичне регулювання частоти обертання первинних двигунів та їх обертального моменту;

- ✓ додаткові гальмівні моменти на валу агрегату від генератора, які виникають у процесі дії КЗ від періодичної складової струму статора і струмів, що наводяться у демпферних обмотках ротора;

- ✓ урахування динамічних характеристик навантаження вузлів СЕП.

Основні спрощені методи аналізу динамічної стійкості режиму СЕП: метод площин, який використовується для визначення граничних значень кута і часу вимкнення КЗ; метод послідовних інтервалів для якісної оцінки характеру перехідного процесу за зміною кута δ у часі.

Граничний кут вимкнення КЗ можна знайти, не визначаючи характеру перехідного процесу зміни режимів. Для цього використовується метод площин, який дає можливість оцінити співвідношення зміни значень енергії у різних фазах процесу зміни режимів роботи СЕП. За приклад енергетично оцінимо послідовні переходи із нормального в аварійний та післяаварійний режими простої електричної системи, яка містить генератор, діючий через трансформатор і двофазову ЛЕП на шини приймальної системи необмеженої потужності (рис. 13.1).

Зміна режимів розглядуваної системи подана на рис. 13.6 кутовими характеристиками активної потужності. Робоча точка стану роботи у нормальному режимі відповідає координатам (P_0, δ_0) , що відображають рівність значень потужності, яка розвивається первинним двигуном, і такої, яка передається генератором до мережі (кут δ_0 між е.р.с. E' та напругою U_C).

При появі КЗ відбувається скид потужності, яка передається до мережі генератором, з $P_I(\delta_0)$ до $P_{II}(\delta_0)$, внаслідок чого з'являється

надлишкова потужність $\Delta P_{II}(\delta_0) = P_0 - P_{II}(\delta_0)$, яка викликає прискорення обертів ротора генератора. При цьому робоча точка стану роботи зміщується за кутовою характеристикою потужності $P_{II}(\delta)$ у напрямку збільшення кута δ ($\delta > \delta_0$) дугою bc .

Якщо моментом часу вимкнення пошкодженого ланцюга ЛЕП відповідає кут $\delta_{вим}$, то ротор генератора під час прискорення заощаджує кінетичну енергію

$$A_{приск} = \int_{\delta_0}^{\delta_{вим}} \Delta P_{II}(\delta) d\delta \equiv F_{abcd}. \quad (13.5)$$

Остання відповідає заштрихованій на рис.13.6 площі фігури $abcd$, яка зветься **площею прискорення** F_{abcd} .

Вимкнення пошкодженого ланцюга електропередачі призводить до зростання значення потужності, що передається до мережі, з $P_{II}(\delta_{вим})$ до $P_{III}(\delta_{вим})$. Оскільки $P_{III}(\delta_{вим}) > P_0$, то з'являється гальмівний момент для ротора генератора, який відповідає потужності $\Delta P_{III}(\delta_{вим}) = P_{III}(\delta_{вим}) - P_0$, але кут продовжує зростати доти, аж поки не буде вичерпана накопичена за час прискорення кінетична енергія ротора генератора.

Під час гальмування може бути вичерпана енергія, граничне значення якої для інтервалу виміру кута δ , що дорівнює $[\delta_{вим}; \delta_{кр}]$, визначається за виразом

$$A_{гальм} = \int_{\delta_{вим}}^{\delta_{кр}} \Delta P_{III}(\delta) d\delta \equiv F_{def}. \quad (13.6)$$

Заштрихована на рис. 13.6 площа фігури def , що зветься **площею гальмування** F_{def} , відповідно до кінетичної енергії, яка може бути витраченою ротором генератора під час гальмування. Збереженню динамічної стійкості та поверненню робочої точки стану роботи у точку a' відповідає умова

$$F_{приск} \leq F_{гальм}. \quad (13.7)$$

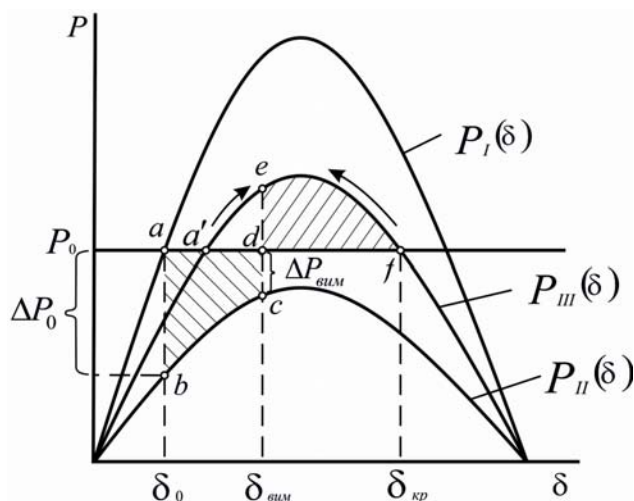


Рис. 13.6. До аналізу кутових характеристик потужності нормального, аварійного та післяаварійного режимів за методом площин

Умова (13.7) через кутові характеристики потужності режимів записується таким чином:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{вим}} (P_0 - P_{II}) d\delta - \int_{\delta_{вим}}^{\delta_{кр}} (P_{III} - P_0) d\delta = 0.$$

Звідси можна знайти граничне (за умови збереження динамічної стійкості режиму) значення кута вимкнення пошкодженого ланцюга ЛЕП:

$$\delta_{вим\ гр} = \arccos \left\{ \left[P_0 (\delta_{кр} - \delta_0) + P_{II\ max} \cos \delta_{кр} - P_{III\ max} \cos \delta_0 \right] / (P_{III\ max} - P_{II\ max}) \right\}. \quad (13.8)$$

Граничний час вимкнення КЗ $t_{вим\ гр}$ відповідає отриманому за (13.8) граничному куту вимкнення. Для довільного моменту часу зв'язок цих величин відображається рівнянням руху (11.1), аналітичний розв'язок якого можливий лише для випадку повного розриву зв'язку генератора з шинами приймальної мережі, коли $P_{II}(\delta) \equiv 0$ (при трифазному КЗ на одному з ланцюгів ЛЕП). Рівняння руху (11.1) тоді спрощується до вигляду

$$T_J d^2 \delta / dt = P_0. \quad (13.9)$$

Розв'язок цього рівняння послідовним інтегруванням при постійних $c_1 = (d\delta / dt)_{t=0}$ та $c_2 = \delta_0$:

$$\delta = P_0 / (2T_J t^2) + \delta_0. \quad (13.10)$$

Тепер знаходимо значення граничного часу вимкнення трифазного КЗ:

$$t_{вим\ гр} = \sqrt{2T_J (\delta_{вим\ гр} - \delta_0) / P_0}. \quad (13.11)$$

Якщо кут δ виміряти у градусах, а постійну часу у секундах, то формула (13.11) набере такого вигляду:

$$t_{вим\ гр} = \sqrt{(T_J \delta_{вим\ гр} - \delta_0) / (9000 P_0)}. \quad (13.12)$$

З малою тривалістю КЗ (0,1...0,2 с) формулою (13.12) користуються для обчислення граничного часу вимкнення при дії несиметричних КЗ, коли $P_{II}(\delta) > 0$ (рис. 13.6). Тоді потужність P_0 у рівнянні (13.11) замінюють на величину

$$\Delta P = (\Delta P_0 + \Delta P_{вим}) / 2 = P_0 - P_{II\ max} (\sin \delta_0 - \sin \delta_{вим}) / 2. \quad (13.13)$$

Більш якісну оцінку характеру перехідного процесу зміни режимів виконують за залежністю $\delta = f(t)$, отриману числовим розв'язком рівняння (11.1) за методом послідовних інтервалів. Цим можна врахувати вплив на характер перехідного процесу керуючих

впливів від регулювання збудження, зміни часу вимкнення пошкодженого елемента, АПВ тощо.

Перехідний процес розбивають на низку рівних інтервалів часу і послідовно розглядають за цими інтервалами. У практичних розрахунках поодиноким інтервал часу вибирають залежно від тривалості КЗ та характеристик пристроїв системної автоматики. У кожному інтервалі часу надлишок потужності (права частина рівняння) вважають сталим і з таким припущенням обчислюють прирощення кута $\Delta\delta$.

У момент часу появи КЗ виникає надлишок потужності ΔP_0 (рис. 13.7). Прирощення кута протягом першого інтервалу часу Δt знаходять за початкових умов $(d\delta / dt)_{t=0}$ і $\delta = \delta_0$ послідовним інтегруванням рівнянь (11.1):

$$\Delta\delta_1 = \Delta t^2 \Delta P_0 / (2T_J). \quad (13.14)$$

Наприкінці першого інтервалу часу $\delta_1 = \delta_0 + \Delta\delta_1$. У другому інтервалі часу ротор генератора рухається під дією надлишкової потужності $\Delta P_1 = P_0 - P_{II \max} \sin\delta_1$ і деякої початкової швидкості, отриманої у першому інтервалі:

$$(d\delta / dt)_1 = \Delta t (\Delta P_0 + \Delta P_1) / (2T_J). \quad (13.15)$$

Розв'язавши рівняння (11.1) відносно прирощення кута у другому інтервалі часу, отримаємо

$$\Delta\delta_2 = \Delta t^2 \Delta P_1 / (2T_J) + \Delta t (d\delta / dt)_1. \quad (13.16)$$

Після перетворення (13.16) з урахуванням (13.14) та (13.15) знайдемо

$$\Delta\delta_2 = \Delta\delta_1 + \Delta t^2 \Delta P_1 / T_J. \quad (13.17)$$

Якщо постійну інерції T_J та час Δt виміряти у секундах, кути $\Delta\delta_1$ і $\Delta\delta_2$ – у градусах і ввести постійну $k = 18000\Delta t^2 / T_J$, то вираз (13.17) матиме вигляд

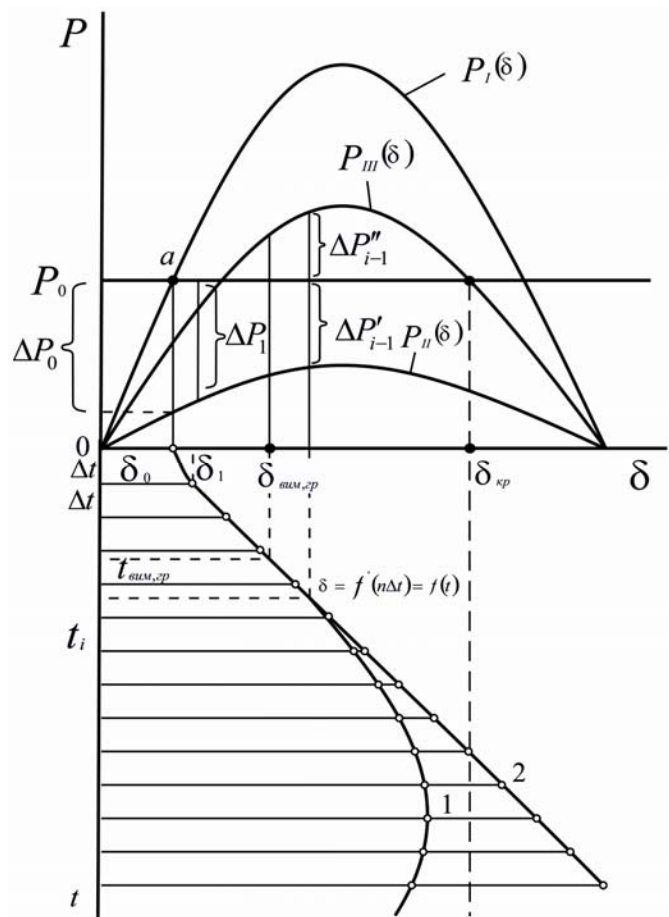


Рис. 13.7. До розрахунку динамічної стійкості режиму роботи системи за методом послідовних інтервалів

$$\Delta\delta_2 = \Delta\delta_1 + k\Delta P_1. \quad (13.18)$$

За аналогією для n -го інтервалу часу запишемо

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + k\Delta P_{n-1}. \quad (13.19)$$

Якщо в i -му інтервалі часу відбувається зміна режиму з переходом із однієї кутової характеристики потужності в іншу (рис. 13.7), то приращення кута визначається за виразом

$$\Delta\delta_i = \Delta\delta_{i-1} + 0,5k(\Delta P'_{i-1} + \Delta P''_{i-1}). \quad (13.20)$$

Точки кривої $\delta = f'(n \cdot \Delta t)$ слід розраховувати доти, поки кут δ не розпочне зменшуватися за кривою 1 (рис. 13.7), що відповідає збереженню стійкості роботи, або поки не буде встановлено: кут продовжує зростати за кривою 2 (порушення стійкості роботи). За кривою $\delta = f(t)$ можна визначити також граничний час вимкнення КЗ, використовуючи розраховане за (13.8) значення граничного кута вимкнення КЗ.

13.3. Оцінка динамічної стійкості режиму складної електричної системи

Система електропостачання підприємства здебільшого живиться від кількох незалежних джерел електроенергії. Таку схему зовнішнього електропостачання можна розглядати як складну. Найбільш розповсюджена СЕП – з двостороннім живленням. Нижче наведено електричну систему з двома джерелами живлення, яка містить елементи зв'язку між ними та навантаження (рис. 13.8). Рух генераторів джерел описується рівняннями:

$$\begin{aligned} T_{J_1} \cdot d^2\delta_1 / dt^2 &= P_{10} - P_1 = \Delta P_1; \\ T_{J_2} \cdot d^2\delta_2 / dt^2 &= P_{20} - P_2 = \Delta P_2. \end{aligned} \quad (13.21)$$

До схем заміщення електричної системи для різних режимів (рис. 13.8,б–г) введемо моделі навантажень у вигляді комплексних опорів. Зв'язок між джерелами електричної енергії G_1 , G_2 при цьому створюється пасивними елементами і його можна розкрити через власні та взаємні провідності віток з урахуванням опорів навантажень. Тоді кутові характеристики потужності генераторів джерел на основі рівняння (11.14) наберуть вигляду

$$\begin{aligned} P_1 &= E_1 E_1' y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2' y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}); \\ P_2 &= E_2 E_2' y_{22} \sin \alpha_{22} + E_1 E_2' y_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}). \end{aligned} \quad (13.22)$$

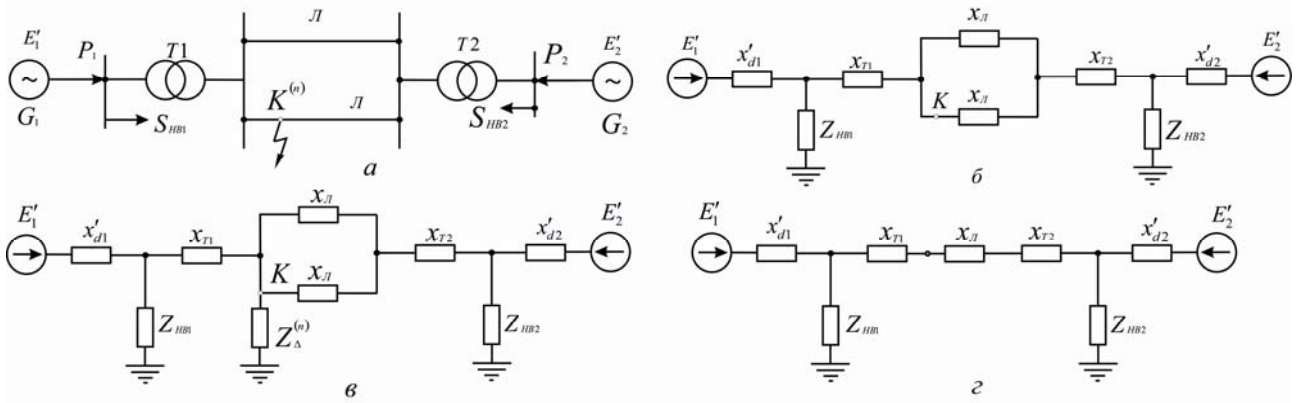


Рис. 13.8. Електрична система з двома джерелами живлення:
a – розрахункова схема; схеми заміщення для різних режимів:
б – нормального; *в* – аварійного; *г* – післяаварійного

Кутові характеристики потужності з урахуванням напрямку її передачі від джерел до мережі для розглянутих режимів зображені на рис. 13.9,*a* отримані для загальної змінної – взаємного кута переміщення роторів генераторів δ_{12} .

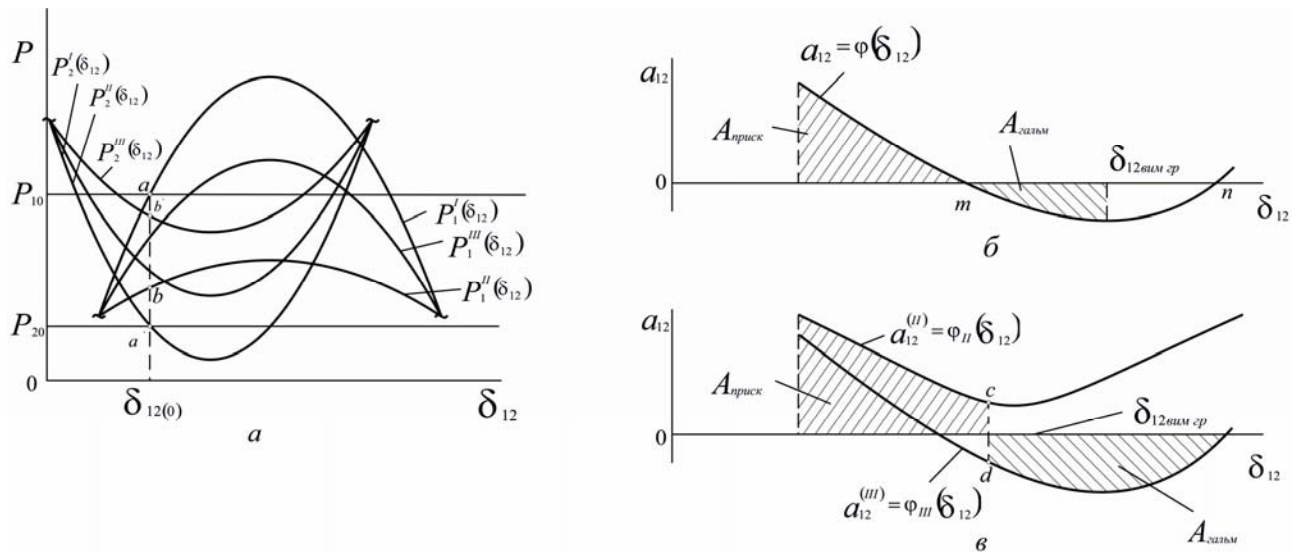


Рис. 13.9. Залежності потужності та відносного прискорення роторів генераторів від взаємного кута переміщення роторів

У момент часу появи КЗ відбувається скидання активної потужності, що відбирається від генераторів, і робочі точки стану роботи зміщуються з a і a' відповідно до b і b' . У даному випадку ротор генератора G_1 прискорюватиметься під дією надлишку потужності $\Delta P_1^{(0)} > 0$, а ротор генератора G_2 уповільнюється під впливом надлишку потужності $\Delta P_2^{(0)} < 0$.

Співвідношення і знаки надлишкових моментів залежать від параметрів системи, виду збурювального впливу та даного моменту часу. Оцінити динамічну стійкість режиму за значеннями надлишків потужності і прирощеннями кутів для кожного генератора неможливо, оскільки невідомий знак швидкості відносного переміщення роторів генераторів джерел (знак швидкості зміни взаємного кута δ_{12}). Урахувати цей знак можна за другою похідною цієї змінної – відносним прискоренням роторів генераторів джерел, для чого рівняння (13.21) слід звести до вигляду

$$\begin{aligned} d^2\delta_1 / dt^2 &= \Delta P_1 / T_{J1}; \\ d^2\delta_2 / dt^2 &= \Delta P_2 / T_{J2}. \end{aligned} \quad (13.23)$$

За різницею між рівняннями (13.23) отримаємо рівняння відносного руху роторів генераторів джерел

$$d^2\delta_{12} / dt^2 = \Delta P_1 / T_{J1} - \Delta P_2 / T_{J2} = a_{12}, \quad (13.24)$$

де a_{12} – відносне прискорення обертів роторів генераторів джерел.

Із графіка залежності $a_{12} = \varphi(\delta_{12})$ (рис. 13.9,б) випливає, що це прискорення – знакозмінне. Через те, що між відносним прискоренням a_{12} та швидкістю переміщення роторів \mathcal{G}_{12} існує зв'язок

$$a_{12} = d\mathcal{G}_{12} / dt, \quad (13.25)$$

то при позитивних значеннях прискорення відносна швидкість переміщення роторів зростає, а при негативних – зменшується.

Після перетворення (13.25) з урахуванням $\mathcal{G}_{12} = d\delta_{12} / dt$ отримаємо

$$a_{12} = (d\mathcal{G}_{12} / d\delta_{12})(d\delta_{12} / dt) \Rightarrow a_{12}d\delta_{12} = \mathcal{G}_{12}d\mathcal{G}_{12}.$$

Інтегрування останньої тотожності дає результат

$$\int_{\delta_{12(0)}}^{\delta_{12}} a_{12}d\delta_{12} = \int_{\mathcal{G}_{12(0)=0}}^{\mathcal{G}_{12}} \mathcal{G}_{12}d\mathcal{G}_{12} = 0,5\mathcal{G}_{12}^2 \Big|_0^{\mathcal{G}_{12}} = 0,5\mathcal{G}_{12}^2. \quad (13.26)$$

Ліва частина рівняння (13.26) визначає площу, обмежену кривою $a_{12} = \varphi(\delta_{12})$ (рис. 13.9,б). Ця площа пропорційна швидкості відносного переміщення роторів генераторів. Відповідно до знака a_{12} можна виділити площу прискорення (збільшення швидкості відносного переміщення роторів) і площу гальмування (її зменшення) та використати метод площин на основі рівняння (13.26) для оцінки динамічної стійкості режиму у системі з двома джерелами живлення.

Рівнянню $A_{\text{приск}} = A_{\text{гальм}}$ відповідає $\int_{\delta_{12(0)}}^{\delta_{12}} a_{12} d\delta_{12} = 0$ і швидкість

$\mathcal{A}_2 = 0$. Найбільша площа гальмування $A'_{\text{гальм}} = \int_{\delta_{12(m)}}^{\delta_{12(n)}} a_{12} d\delta_{12}$ може бути

використана для оцінки запасу динамічної стійкості режиму $K_3 = A'_{\text{гальм}} / A_{\text{приск}}$.

При зміні режимів роботи СЕП характеристики відносного прискорення обертання роторів генераторів джерел будують для аварійного $a_{12}^{(II)} = \varphi_{II}(\delta_{12})$ і післяаварійного $a_{12}^{(III)} = \varphi_{III}(\delta_{12})$ режимів (рис. 13.9, в). При вимкненні пошкодження робоча точка стану роботи зміщується з c на d . На графіку можна виділити площі прискорення і гальмування. Їх рівність відповідає граничному значенню кута вимкнення КЗ $\delta_{12\text{вим гр}}$.

Граничний час вимкнення КЗ, відповідний куту $\delta_{12\text{вим гр}}$, знаходять за залежністю $\delta_{12} = f_{12}(t)$, яку будують за методом послідовних інтервалів. Основні етапи її розрахунку такі ж, як і для електричної системи з одним генератором, що працює на шини сталої напруги. Додатково до кожного інтервалу часу визначають прирощення взаємного кута переміщення роторів генераторів.

У першому інтервалі часу (верхній індекс у дужках означає номер інтервалу) маємо:

$$\delta_1^{(1)} = \delta_{1(0)} + \Delta\delta_1^{(1)}; \quad \delta_2^{(1)} = \delta_{2(0)} + \Delta\delta_2^{(1)}; \quad (13.27)$$

$$\Delta\delta_{12}^{(1)} = \Delta\delta_1^{(1)} - \Delta\delta_2^{(1)}; \quad (13.28)$$

$$\delta_{12}^{(1)} = \delta_{12(0)} + \Delta\delta_{12}^{(1)} = \delta_1^{(1)} - \delta_2^{(1)}. \quad (13.29)$$

У другому інтервалі часу за (13.21) та (13.22) розраховують надлишки потужності на початку інтервалу (кінець першого інтервалу) для першого $\Delta P_1^{(1)}$ та другого $\Delta P_2^{(1)}$ джерел, а також прирощення кутів

$$\Delta\delta_1^{(2)} = \Delta\delta_1^{(1)} + k_1 \Delta P_1^{(1)} \text{ при } k_1 = 18000 \Delta t^2 / T_{J1};$$

$$\Delta\delta_2^{(2)} = \Delta\delta_2^{(1)} + k_2 \Delta P_2^{(1)} \text{ при } k_2 = 18000 \Delta t^2 / T_{J2},$$

звідки отримують

$$\Delta\delta_{12}^{(2)} = \Delta\delta_{12}^{(1)} + k_1 \Delta P_1^{(1)} - k_2 \Delta P_2^{(1)};$$

$$\delta_{12}^{(2)} = \delta_{12}^{(1)} + \Delta\delta_{12}^{(2)}.$$

Для наступних інтервалів часу прирощення кутів знаходять за формулами:

$$\Delta\delta_1^{(n)} = \Delta\delta_1^{(n-1)} + k_1\Delta P_1^{(n-1)};$$

$$\Delta\delta_2^{(n)} = \Delta\delta_2^{(n-1)} + k_2\Delta P_2^{(n-1)};$$

$$\Delta\delta_{12}^{(n)} = \Delta\delta_{12}^{(n-1)} + k_1\Delta P_1^{(n-1)} - k_2\Delta P_2^{(n-1)};$$

$$\delta_{12}^{(n)} = \delta_{12}^{(n-1)} + \Delta\delta_{12}^{(n)}.$$

Динамічну стійкість режиму СЕП з числом джерел живлення більше двох загалом аналізують за *методом послідовних інтервалів* у викладеній вище послідовності. Такі складні електричні системи характеризуються сукупністю незалежних змінних – взаємних кутів між парами роторів генераторів джерел. Наявність великої кількості незалежних змінних не дає змоги скористатися методом площ для визначення граничного кута вимкнення КЗ. Тому метод послідовних інтервалів використовують для розрахунку конкретного, заздалегідь заданого часу вимкнення КЗ.

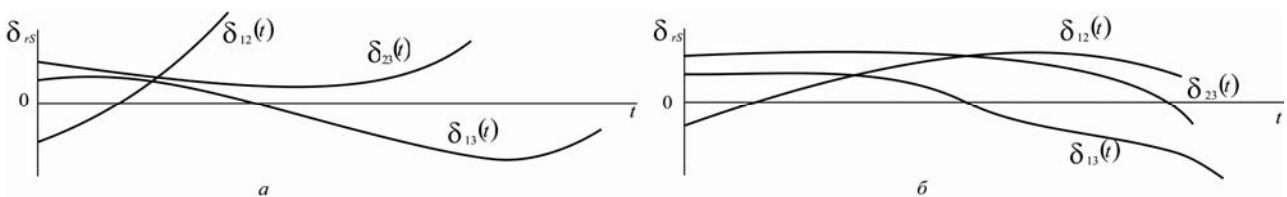


Рис. 13.10. Зміна взаємних кутів переміщення роторів генераторів:
a – для системи з трьома джерелами при збереженні стійкості роботи;
б – при порушенні стійкості роботи

У кожному інтервалі часу прирощення абсолютних значень кутів δ обертання ротора кожного генератора обчислюють за формулами (13.27). Надлишки потужності кожного джерела зручно визначати за допомогою рівнянь типу (13.21) та (13.22). Для кожного інтервалу за абсолютними значеннями кутів δ знаходять взаємні кути між парами генераторів $\delta_{12}^{(n)}, \delta_{13}^{(n)}, \delta_{23}^{(n)}, \dots, \delta_{rs}^{(n)}$, застосовуючи формули, подібні до (13.28) та (13.29) для побудови залежностей $\delta_{12}(t), \delta_{13}(t), \delta_{23}(t), \dots, \delta_{rs}(t)$.

Динамічну стійкість режиму СЕП визначають за характером зміни у часі взаємних кутів, які повинні бути однаковими і незростаючими (рис. 13.10,*a*). Ознака динамічної стійкості – зростаючий характер частини графіків залежностей взаємних кутів у часі (рис. 13.10,*б*).

Характер зміни залежностей $\delta_{rs}(t)$ встановлюють для кожного заздалегідь заданого часу вимкнення КЗ. Щоб визначити граничний кут вимкнення КЗ, викладену послідовність розрахунків необхідно повторювати для інших значень часу, доки не буде встановлено характер зміни залежностей $\delta_{rs}(t)$, які підтверджують динамічну стійкість (нестійкість) режиму роботи СЕП.

13.4. Оцінка динамічної стійкості режиму при врахуванні регулювання збудження генераторів

Динамічну стійкість режиму найпростішої електричної системи, де генератор з автоматичним регулятором збудження пропорційного типу працює на шини незмінної напруги, необхідно розглядати з урахуванням нелінійності характеристик її елементів.

Зміну режимів роботи такої електричної системи достатньо повно можна проаналізувати на основі методу послідовних інтервалів з лінеаризацією рівнянь перехідних процесів на кожному інтервалі часу. Динамічну стійкість у такому випадку оцінюють за характером зміни кута переміщення ротора генератора у часу.

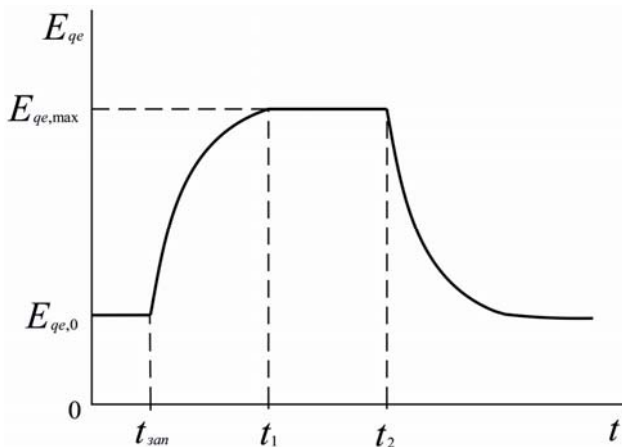


Рис. 13.11. Характер зміни е.р.с. генератора у часі при форсуванні його збудження

часу збуджувача T_e (рис. 13.11).

В усталеному режимі роботи генератора е.р.с. E_{qe0} пропорційна, а у відносних одиницях виміру дорівнює напрузі збуджувача. При форсуванні збудження закон її зростання записується

$$E_{qet} = E_{qe0} + (E_{qemax} - E_{qe0})[1 - \exp(-t / T_e)],$$

Пристрій форсування збудження у найпростішому варіанті реалізує шунтування резистора у ланцюгу ОЗЗ генератора при зниженні напруги на його затискачах до значення $0,85 U_{Гн}$. При цьому струм у ланцюгу ОЗЗ і пропорційна йому напруга збуджувача з урахуванням часу запізнення $t_{зан}$ від спрацювання пристроїв АРЗ (на рівні $0,05$ с) зростає до найбільшого значення E_{qemax} за експоненціальним законом з постійною

$$t_{зан} < t < t_1. \quad (13.30)$$

Форсування збудження триває до досягнення значень напруги генератора $(0,95 \dots 1,05)U_{Г ном}$. При знятті форсування напруга збуджувача та е.р.с. генератора зменшуються за законом

$$E_{qet} = E_{qemax} - (E_{qemax} - E_{qe0})[1 - \exp(-t / T_e)],$$

$$t > t_2, \quad (13.30, a)$$

де $E_{qet} \in \{E_{qe0}, E_{qemax}\}$.

Знаючи закон зміни е.р.с. генератора $E_{qe(t)}$, за **методом послідовних інтервалів** чисельно розв'язують систему рівнянь, які описують електромагнітний перехідний процес у роторі генератора

$$T_{d0} \cdot dE'_q / dt + E_q = E_{qe}(t), \quad (13.31)$$

а також його відносний рух у різних режимах

$$(T_J / \omega_0) d^2 \delta / dt^2 = P_0 - E_q U \sin \delta / x_d. \quad (13.32)$$

Прирошення перехідної поздовжньої е.р.с. за розрахунковий інтервал часу визначається за виразом

$$\Delta E'_{q(n)} = \Delta t (E_{q(n)} - E_{q(n-1)}) / T_{d0}, \quad (13.33)$$

де $E_{q(n)}$ береться рівною середньому значенню за аналізований n -й інтервал часу.

Визначивши приращення е.р.с. $\Delta E'_{q(n)}$, в n -му інтервалі обчислимо повне значення перехідної поздовжньої е.р.с. у кінці інтервалу

$$E'_{q(n)} = E'_{q(n-1)} + \Delta E'_{q(n)}. \quad (13.34)$$

У момент часу виникнення аварійного стану (КЗ) перехідна поздовжня е.р.с. не змінюється, тобто $E_{q0} = E_{q(0)}$. Ця умова і є початковою у визначенні зміни за інтервалами е.р.с. E'_q . У нормальному режимі

$$E'_q = E_q - I_d(x_d - x'_d), \quad (13.35)$$

де поздовжня складова струму генератора обчислюється через внутрішню реактивну потужність генератора і значення синхронної е.р.с. E_q

$$I_d = E_q y_{11} \cos \alpha_{11} - U y_{12} \cos(\delta - \alpha_{12}).$$

Після підстановки і перетворення (13.35) отримаємо

$$E'_q = E_q [1 - (x_d - x'_d) y_{11} \cos \alpha_{11}] + U y_{12} (x_d - x'_d) \cos(\delta - \alpha_{12}). \quad (13.35, a)$$

Якщо знехтувати ємнісною провідністю та активним опором елементів мережі, то з урахуванням тотожностей $x_d - x'_d \equiv X_d - X'_d$ і

$y_{11} \equiv y_{12} \equiv 1/X_d$ вираз (13.35,а) зводиться до спрощеного вигляду (12.69,а). Вираз (13.35,а) можна також використовувати для визначення синхронної е.р.с. E_q за відомим значенням перехідної е.р.с. E'_q :

$$E_q = [E'_q - Uy_{12}(X_d - X'_d)\cos(\delta - \alpha_{12})] / [1 - y_{11}(X_d - X'_d)\cos\alpha_{11}]. \quad (13.36)$$

Послідовність в аналізі динамічної стійкості для простої електричної системи, яка містить генератор з автоматичним регулятором збудження пропорційного типу, з використанням залежності $\delta(t)$ така:

1. Складають схеми заміщення СЕП для нормального, аварійного та післяаварійного режимів і визначають власні, а також взаємні провідності та опори.

2. На основі розрахунку для нормального режиму встановлюють значення P_0, E_{q0}, E'_{q0} .

3. За відомими характеристиками регулятора та збуджувача будують залежність зміни у часі е.р.с. $E_q(t)$ для стану форсування збудження генератора.

4. Використовуючи (13.36), обчислюють значення е.р.с. $E_{q,0}$ для першого моменту часу після виникнення аварійного стану (КЗ). Розрахункова формула тоді матиме вигляд

$$E_{q(0)} = [E'_{q(0)} - Uy_{12}(X_d - X'_d)\cos(\delta_0 - \alpha_{12})] / [1 - y_{11}(X_d - X'_d)\cos\alpha_{11}].$$

5. Знаходять приращення перехідної е.р.с. протягом першого інтервалу часу (13.33)

$$\Delta E'_{q(1)} = \Delta t(E_{q(1)} - E_{q(0)}) / T_{do},$$

де $E_{q(1)}$ – середнє значення е.р.с. у першому інтервалі часу.

6. За формулою (13.34) розраховують значення перехідної е.р.с. у кінці першого (на початку другого) інтервалу часу $E'_{q(1)} = E'_{q0} + \Delta E'_{q(1)}$.

7. Визначають активну потужність, яку віддає генератор на початку першого інтервалу часу,

$$P_{(0)} = E_{q(0)}^2 y_{11} \sin\alpha_{11} + E_{q(0)} Uy_{12} \sin(\delta_0 - \alpha_{12})$$

і надлишок потужності за цей інтервал часу $\Delta P_{(0)} = P_0 - P_{(0)}$.

8. Обчислюють приращення кута переміщення ротора генератора за перший інтервал часу $\Delta\delta_{(1)} = 0,5k \cdot \Delta P_{(0)}$.

Для кожного з наступних інтервалів часу розрахунків повторюють за останніми п'ятьма пунктами. Якщо при цьому в n -му інтервалі часу кутова характеристика потужності генератора не змінюється, то прирощення кута

$$\Delta\delta_{(n)} = \Delta\delta_{(n-1)} + k \cdot \Delta P_{(n-1)},$$

інакше $\Delta\delta_{(n)} = \Delta\delta_{(n-1)} + 0,5k(\Delta P'_{(n-1)} + \Delta P''_{(n-1)})$.

Для кожного інтервалу часу напругу генератора розраховують за формулою (12.70,а) з використанням попередньо знайденого за (13.36) значення синхронної е.р.с. За обчисленими значеннями напруги генератора контролюють момент часу зняття форсування його збудження.

При оцінці динамічної стійкості режиму електричної системи, генератори якої оснащені звичайними збуджувачами, наближено можна вважати, що форсування збудження генераторів триває до досягнення куту δ максимального значення. У такому разі при розрахунку лише першого відхилення кута δ необхідність у визначенні напруги генератора зникає.

Урахування автоматичного регулятора збудження сильної дії в оцінці динамічної стійкості режиму системи пов'язані з аналізом характеристичних рівнянь більш високих порядків, аніж при врахуванні автоматичного регулятора збудження пропорційного типу. Їх аналіз виконують **методом D-розбиття** в площині коефіцієнтів за похідними зміни параметрів режиму або із застосуванням фізичного моделювання чи аналогових та цифрових машин.

Введення у закон регулювання збудження похідних зміни параметрів режиму забезпечує розширення зони стійкості до ще більших значень кута δ , ніж при автоматичному регуляторі пропорційного типу, – до граничного значення. При цьому суттєво збільшується і передавана до мережі гранична активна потужність (рис. 12.15,в, крива 3). Якщо при використанні автоматичного регулятора пропорційного типу гранична потужність не перевищує значення, розрахованого при сталості е.р.с. E'_q , то із застосуванням автоматичного регулятора сильної дії гранична потужність відповідає її кутовій характеристиці, коли $U_G = const$. За допомогою автоматичного регулятора сильної дії вплив власного опору генератора на динамічну стійкість режимів системи виключається.

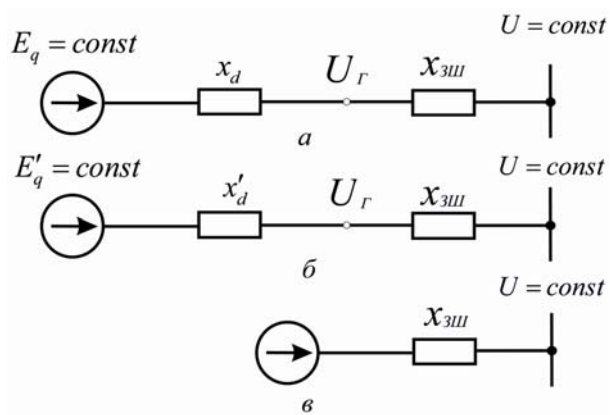


Рис. 13.12. Схеми заміщення генератора зі спрощеним обліком АРЗ за внутрішньою межею потужності

- генератор без АРЗ заміщують синхронною поздовжньою е.р.с. $E_q = const$ за синхронним індуктивним опором x_d (рис. 13.12,а);
- генератор з автоматичним регулятором збудження пропорційного типу може бути заміщений джерелом е.р.с. $E'_q = const$ за перехідним індуктивним опором x'_d (рис. 13.12,б);
- генератор з автоматичним регулятором збудження сильної дії, який забезпечує стабілізацію напруги, – джерело сталої напруги $U_G = const$, яку вважають незалежним параметром режиму (рис. 13.12,в).

13.5. Результуюча стійкість режиму

Результуюча стійкість режиму як властивість – це здатність електричної системи відновлювати синхронну роботу генераторів джерел живлення після короткочасного порушення динамічної стійкості режиму.

Коли генератори, які випали з синхронізму, після усунення причин недотримання динамічної стійкості режимів знов втягуються у синхронізм, то вважають, що система має результуючу стійкість. При розрахунку перехідних процесів, викликаних порушенням динамічної стійкості, користуються поняттями асинхронного режиму та асинхронного моменту.

Асинхронним режимом зветься стан роботи при великих відхиленнях частоти обертання роторів генераторів або двигунів від значення синхронної частоти. Випадіння генератора із синхронізму супроводжується різким підвищенням частоти обертання ротора.

Таким чином, наявність різних меж потужності, передаваної до мережі при використанні того чи іншого пристрою АРЗ генератора, дає змогу по-різному подати генератор у схемі заміщення при розрахунку динамічної стійкості режимів електричної системи:

- генератор без АРЗ заміщують синхронною поздовжньою е.р.с. $E_q = const$ за синхронним індуктивним опором x_d (рис. 13.12,а);

При асинхронному ході і значенні частоти, більшої за синхронну, генератор працює як асинхронний і генерує активну потужність, що зветься асинхронною.

Причини появи асинхронного режиму: зникнення струму збудження; недотримання динамічної стійкості режиму після сильного збурення; порушення статичної стійкості режиму перевантаженої СЕП при слабому збуренні.

Виникнення асинхронного режиму викликає різні відхилення від нормальної роботи СЕП:

- знижується стійкість паралельної роботи генераторів у синхронно працюючих частинах ЕЕС;
- періодичні спадання напруги, коли загальмовуються двигуни і вимикаються пускачі у мережі напругою 0,4 кВ;
- не селективна робота пристроїв захисту через зниження напруги та зростання струму;
- з'являються коливання активної потужності, при яких виникає знакозмінний момент на валу первинного двигуна (турбіни), а, отже, і додаткові механічні зусилля;
- можливі резонансні коливання, небезпечні для устаткування та синхронної роботи частин ЕЕС;

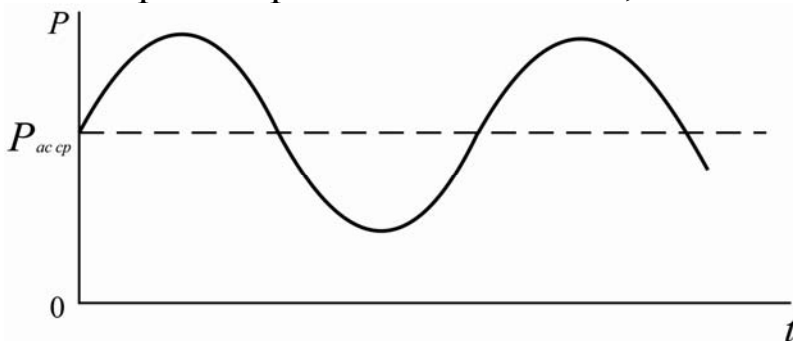


Рис. 13.13. Пульсація асинхронної потужності навколо середнього значення

- при наявності між окремими частинами ЕЕС значного активного опору зростає дефіцит активної потужності у вузлах мереж системи.

Генератор в асинхронному режимі, окрім моменту, обумовленого збудженням, розвиває ще й **асинхронний момент** під дією вільних струмів, які виникають у його обмотці збудження і демпферних колах завдяки руху ротора відносно поля, створеного зовнішніми е.р.с.

Наявність несиметрії генератора (явнополюсність, одноосність у розташуванні обмотки збудження тощо) стає причиною того, що асинхронна потужність пульсує навколо деякого середнього значення (рис. 13.13). Аналогічно змінюються реактивна потужність та напруга.

Таким чином, асинхронний момент генератора можна представити у вигляді двох складових – середнього та знакозмінного моментів. Перший залежить від типу і конструкції генератора, а також від середнього ковзання; другий істотно не впливає на хід асинхронного режиму і його в розрахунках не беруть до уваги.

Середній асинхронний момент генератора, ввімкненого безпосередньо до шин сталої напруги, визначається за виразом

$$M_{ac} = U_c^2 \left\{ sT'_d(x_d - x'_d) / [(1 + (sT'_d)^2)x_d x'_d] + sT''_d(x_d - x''_d) / [(1 + (sT''_d)^2)x_d x''_d] + sT''_q(x_q - x''_q) / [(1 + (sT''_q)^2)x_q x''_q] \right\} / 2, \quad (13.37)$$

де s – ковзання (на відміну від асинхронних двигунів за позитивне береться ковзання при значенні частоти обертання ротора, більшому за синхронне); T'_d – постійна часу

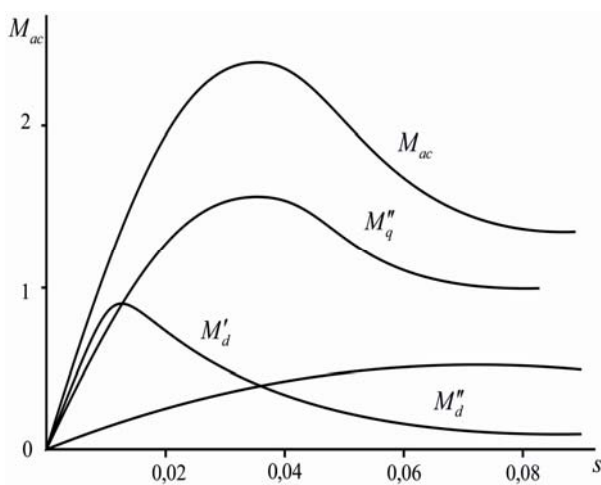


Рис. 13.14. Графіки залежності асинхронного моменту генератора та його складових моментів від ковзання

обмотки збудження при замкненій обмотці статора; T''_d та T''_q – надперехідні постійні часу генератора у поздовжній і поперечній осях; x_d , x'_d , x''_d – синхронний, перехідний та надперехідний опори генератора поздовжньою віссю; x_q і x''_q – синхронний та надперехідний опори генератора поперечною віссю.

З (13.37) виходить, що асинхронний момент генератора має складові моменти

$$M_{ac} = M'_d + M''_d + M''_q, \quad (13.38)$$

обумовлені дією обмотки збудження (M'_d), а також демпферних поздовжньої (M''_d) і поперечної M''_q обмоток.

Графіки залежностей асинхронного моменту генератора та його складових моментів від ковзання зображені на рис. 13.14. Найпомітніший вплив на M_{ac} – складової M''_q .

Значення ковзання, яке відповідає найбільшим значенням складових асинхронного моменту, можна визначити, якщо продиференціювати вирази $sT'_d / (1 + (sT'_d)^2)$, $sT''_d / (1 + (sT''_d)^2)$ та $sT''_q / (1 + (sT''_q)^2)$ за ковзанням і похідні прирівняти до нуля.

Тоді з рівняння

$$\partial M'_d / \partial s = \{T'_d[1 + (sT'_d)^2] - sT'_d \cdot 2s(T'_d)^2\} / [1 + (sT'_d)^2] = 0$$

знаходимо

$$s = 1 / T'_d, \quad (13.39)$$

а з аналогічних рівнянь $\partial M''_d / \partial s = 0$ та $\partial M''_q / \partial s = 0$ отримуємо відповідно $s = 1 / T''_d$ і $s = 1 / T''_q$.

З (13.39) маємо: чим більша постійна часу кола, де перебігають вільні струми, тим менше ковзання, що відповідає максимальному значенню асинхронного моменту.

13.6. Оцінка результуючої стійкості режиму

Аналіз результуючої стійкості режиму СЕП полягає у визначенні умов, за яких відновлюється нормальний режим роботи у разі виникнення в СЕП короткочасного асинхронного режиму роботи її окремих активних елементів. При цьому необхідно аналізувати як процес при переході ненавантажених синхронних машин із асинхронного режиму в синхронний – *процес синхронізації*, так і процес входження у синхронізм навантажених синхронних машин, які раніше випали з синхронізму і працюють асинхронно, – *процес ресинхронізації*. Цей аналіз необхідний для з'ясування причин появи асинхронного режиму та усунення його наслідків, а також вживання заходів, що сприяють відновленню синхронної роботи електроустановок.

Розглянемо умови відновлення синхронної роботи генераторів та двигунів. Як уже відзначалося, асинхронний режим роботи синхронних машин виникає під впливом різних причин: порушення статичної і динамічної стійкості режиму; втрата збудження; асинхронний пуск; короткочасна перерва у живленні; зниження напруги, обумовлене вимкненням КЗ, дією АПВ або АРЗ; самозапуск синхронних двигунів після відновлення електропостачання.

Для більшості синхронних генераторів асинхронний режим роботи не являє небезпеки, однак при цьому знижується генерація активної потужності (*асинхронна активна потужність*). Такі генератори звичайно споживають із системи значну реактивну потужність, необхідну для створення електромагнітних полів у разі асинхронної роботи, що може супроводжуватися порушенням балансу реактивної потужності у вузлах електричних мереж, зниженням напруги у вузлових точках, порушенням стійкості роботи інших генераторів та двигунів. Небезпека таких наслідків частково усувається правильним ви-

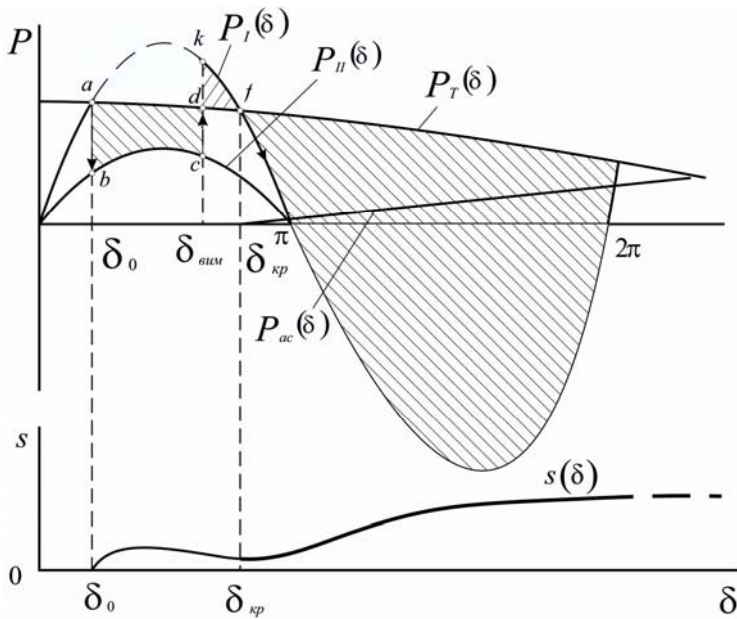


Рис. 13.15. Процес випадіння генератора із синхронізму

ної потужності та ін. Якщо зміни зазначених величин у допустимих межах, то нормальну роботу генератора можна відновити, не вимикаючи його з мережі. У такому разі вважають, що система має результуючу стійкість.

Процес переходу генератора у асинхронний режим зображений на рис. 13.15. Аналіз порушення динамічної стійкості режиму (вимкнення аварійного стану і перехід з допомогою АПВ на кутову характеристику потужності нормального режиму) проілюстровано за методом площ. Подальший розвиток процесу характеризується збільшенням ковзання та асинхронного моменту (потужності $P_{ac}(\delta)$), а під дією регуляторів частоти обертання первинного двигуна знижується його момент. Якщо при цьому не враховувати пульсуючого характеру синхронного моменту M_c , то створюються умови усталеного асинхронного режиму $M_T(s) \approx M_{ac\ уст}$ (рис. 13.16), за якого збільшення значень частоти обертання не припиняється.

Усталений асинхронний режим характеризується тоді середніми значеннями асинхронного моменту $M_{ac\ уст}$ і ковзання $s_{cp\ уст}$. Вироблена генератором у даному режимі асинхронна активна потужність

$$P_{*ac} \approx M_{*ac}, \tag{13.40}$$

а реактивна асинхронна потужність

$$Q_{*ac} \approx P_{*ac} s / s_{кр}. \tag{13.41}$$

бором і розміщенням джерел реактивної потужності в СЕП та використанням регулювальних пристроїв.

Допускаючи перехід на асинхронні режими, необхідно оцінювати небажані наслідки таких чинників, як збільшення механічних зусиль у роторах генераторів при підвищенні частоти їх обертання у асинхронному режимі, зростання струму (перегрів) статора через споживання з мережі реактивної потужності, зниження генерації актив-

У реальних умовах між генератором і шиною сталої напруги міститься мережа, завдяки якій асинхронний момент знижується до значення

$$M_{ac} = M_{ac(x_{3иl}=0)}(x'_d / x_{3иl})^2.$$

Для визначення меж допустимості асинхронного режиму знаходять найбільше значення асинхронних (активної та реактивної) потужностей, що відповідають найбільшому значенню ковзання s_{max} , встановленому пульсацією синхронного моменту.

Перехід до процесу ресинхронізації можливий з подальшим зниженням значень ковзання під дією регуляторів частоти обертання первинних двигунів або ж аналогічного впливу оперативного персоналу. Ковзання у будь-який момент часу можна знайти з розв'язку рівняння відносного руху ротора генератора, перетвореного до вигляду

$$sT_J \cdot ds / d\delta = M_T - M_c - M_{ac}, \quad (13.42)$$

де $s = d\delta / dt$.

Інтегруючи (13.42) у межах змін ковзання $[s; s_{max}]$ та кута $[\delta; \delta_{max}]$, отримаємо

$$0,5T_J(s_{max}^2 - s^2) = \int_{\delta_{max}}^{\delta} (M_T - M_c - M_{ac})d\delta,$$

звідки

$$s = \sqrt{s_{max}^2 - (2 / T_J) \int_{\delta_{max}}^{\delta} M_{\Sigma} d\delta}. \quad (13.43)$$

Якщо в усталеному асинхронному режимі знижувати середнє значення ковзання, то з урахуванням пульсації ковзання можливий його перехід через нульове значення. Ця необхідна умова (відповідно до процесу ресинхронізації) виконується при

$$s_{max}^2 = (2 / T_J) \int_{\delta_{max}}^{\delta} M_{\Sigma} d\delta \quad (13.44)$$

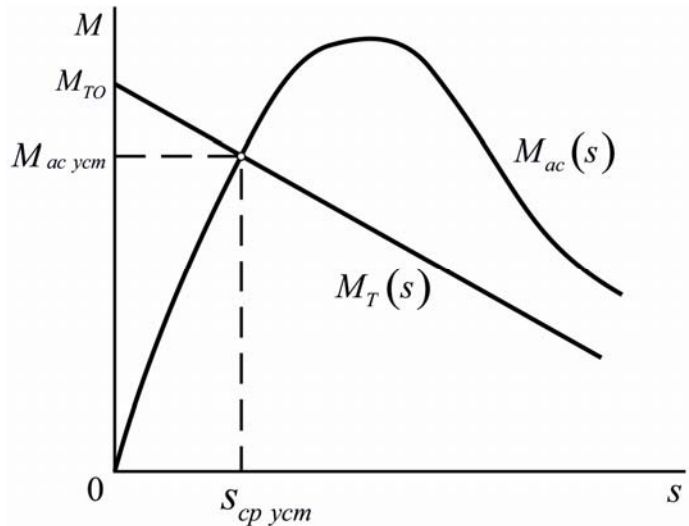


Рис. 13.16. Механічні характеристики турбіни і генератора при роботі в асинхронному режимі

або

$$s_{cp \text{ don}} = \sqrt{(1 / T_J) \int_{\delta_{max}}^{\delta} M_{\Sigma} d\delta}. \quad (13.45)$$

Ресинхронізація відбувається за умови

$$s_{cp \text{ уст}} < s_{cp \text{ don}}, \quad (13.46)$$

де $s_{cp \text{ уст}}$ – середнє значення ковзання в усталеному асинхронному режимі; $s_{cp \text{ don}}$ – середнє допустиме значення ковзання при ресинхронізації.

Умова ресинхронізації (13.46) необхідна, але недостатня, і свідчить про те, що для успішної ресинхронізації при $s = 0$ повинне здійснюватися співвідношення моментів

$$M_c \geq M_T. \quad (13.47)$$

Таким чином, успішна ресинхронізація може бути забезпечена регулюваннями частоти обертання і моменту первинного двигуна у бік зменшення (збільшення) синхронного моменту генератора (регулювання його збудження). Це і визначає склад технічних засобів щодо забезпечення процесу ресинхронізації. Для ресинхронізації генераторів ТЕС промислових підприємств цих засобів загалом достатньо. Спеціальні заходи для відновлення синхронізму генераторів можуть знадобитися лише при слабких мережних зв'язках з малим запасом статичної стійкості частин електричної системи.

Розглянута груба оцінка результуючої стійкості режиму роботи генераторів дає змогу здійснити лише якісний аналіз і може використовуватися у практичних розрахунках тільки для оцінки умови ресинхронізації. Основні положення більш точного аналізу результуючої стійкості генераторів викладені в спеціальній літературі і можуть бути реалізовані з допомогою комп'ютера.

Синхронний режим роботи синхронних двигунів відновлюється для важливих механізмів, збереження якої необхідно за технологією виробництва та припустиме за технікою безпеки. Таке відновлення може здійснюватися: ресинхронізацією з автоматичним короткочасним розвантаженням робочого механізму (якщо воно припускається за умов технологічного процесу) до такого рівня, коли забезпечується втягнення електродвигуна у синхронізм; вимкненням електродвигуна і повторним автоматичним пуском.

На процес ресинхронізації двигуна впливають такі чинники: електромеханічна характеристика двигуна, його система збудження, міра завантаження, залежність моменту опору технологічного механі-

зму від ковзання, момент інерції агрегату двигун–механізм, напруга на двигуні, тривалість перерви у живленні.

Процес ресинхронізації двигуна умовно поділяється на два етапи: розгон при $M_{ac} > M_{mx}$ до підсинхронної частоти обертання; входження у синхронізм. На першому етапі рівняння руху синхронного двигуна таке ж, як і асинхронного. Двигун розганяється до підсинхронного ковзання, яке визначається рівнянням моментів $M_{ac}(s) = M_{mx}(s)$. Під час другого етапу на асинхронно працюючий з підсинхронним ковзанням двигун подається збудження. Розвинений сумарний електромагнітний момент для практичних розрахунків

$$M = M_{ac} + M_{зб} + M_p + M_{гальм}, \quad (13.48)$$

де виділяють складові:

- синхронізувальний момент, визначений збудженням,

$$M_{зб} = E_q U \sin \delta / x_d; \quad (13.49)$$

- реактивний синхронізувальний момент, обумовлений магнітною несиметрією ротора,

$$M_p = 0,5U^2(x_d - x_q) \sin(2\delta) / (x_d x_q); \quad (13.50)$$

- гальмівний момент, що виникає за рахунок наведених у обмотці статора струмів при роботі двигуна зі збудженням,

$$M_{гальм} = (E_q / x_d)^2 (r_{cm} + r_c) / (1 - s). \quad (13.51)$$

Тут r_{cm} та r_c – активні опори обмотки статора двигуна і живильної мережі.

Процес ресинхронізації двигуна за рівнянням (11.1) з урахуванням (13.48) оцінюють за методом послідовних інтервалів. У грубій оцінці можливості входження двигуна у синхронізм порівнюють такі величини:

1) момент опору технологічного механізму при ковзанні $s = 0,05$ з асинхронним моментом двигуна з тим же значенням ковзання, враховуючи напругу на двигуні та стан системи збудження. Повинна виконуватися умова

$$M_{acs=0,05} > M_{mxs=0,05}. \quad (13.52)$$

Асинхронний момент двигуна при $s = 0,05$ і $U_* = 1,0$ (вхідний) наводиться в каталогах, а момент опору механізму можна розрахувати за формулою (11.8). Оцінка за умовою (13.52) – наближена (із значним запасом);

2) деяке критичне ковзання $s_{кр}$, коли ще можлива синхронізація двигуна під час пуску та самозапуску з ковзанням усталеного асинхронного режиму. У цьому разі слід дотримуватися умови

$$s_{кр} > s_{ср\ уст}. \quad (13.53)$$

Розрахунок умов ресинхронізації при пуску і самозапуску синхронних двигунів викладено у розд. 15.

13.7. Застосування засобів обчислювальної техніки для аналізу стійкості режиму

Власлідок різних взаємопов'язаних показників та впливаючих чинників опис режиму роботи і перехідних процесів у складних СЕП – трудомістке завдання. При цілеспрямованому аналізі перехідних процесів його спрощують шляхом урахування найбільш суттєвих обставин і показників, на основі яких створюється модель досліджуваного явища.

Вивчення властивостей різних моделей разом з взятими припущеннями відображає особливості аналізу реальних процесів у СЕП, дає змогу зробити дослідження багатofакторним і наочним, автоматизувати обчислювальні операції і оперативно розв'язувати системи рівнянь, які описують перехідні та усталені процеси з достатньою для практики точністю.

Залежно від складності аналізованих процесів використовують моделі, що обумовлюють застосування конкретних обчислювальних засобів.

Так, при дослідженні статичної стійкості режиму по "сповзанню" за допомогою критерію рівності нулю вільного члена характеристичного рівняння або практичних критеріїв, а також при аналізі і розрахунку динамічної стійкості режиму в одному – двох циклах коливань за методом послідовних інтервалів застосовують статичні та динамічні моделі змінного струму.

Перша являє собою набір елементів (генераторних, трансформаторних, лінійних і навантажувальних), які дозволяють у певному масштабі відтворювати (моделювати) однофазну схему заміщення досліджуваної системи, а друга відрізняється більш досконаліми елементами моделювання генераторів, двигунів і навантажувальних елементів, що у свою чергу дає можливість автоматично відтворюва-

ти усталені та перехідні процеси у системі і автоматично реєструвати їхні показники.

Для оцінки статичної стійкості режиму за характером перехідного процесу від дії малого збурення і для оцінки динамічної стійкості режимів щодо зміни відносних кутів синхронних машин і напруг, а також для дослідження всіх видів стійкості режиму системи з невеликою кількістю джерел та врахуванням впливу регуляторів частоти обертання і збудження генераторів та їх характеристик використовують обчислювальну техніку.

Для дослідження стійкості та аналізу процесів з складним математичним описом можуть бути застосовані фізичні моделі, що перспективно в дослідженні нових технологічних засобів підвищення стійкості режиму, розробці нових регуляторів і устаткування автоматичного керування. Фізичне моделювання здійснюється для відновлення на моделі фізичних явищ, подібних тим, які відбуваються у реальній системі. Фізична модель становить зменшену копію системи, де всі елементи (генератори, трансформатори, ЛЕП, навантаження та ін.) виконуються фізично подібними відповідним реальним елементами.

Сполучення розрахунків на моделях змінного струму при застосуванні обчислювальної техніки з експериментами на фізичних моделях і діючих СЕП— найбільш ефективний шлях дослідження перехідних процесів для оцінки стійкості режимів.

Приклади розрахунків

Приклад 13.1. Визначити граничний час вимкнення трифазного КЗ на ланцюгу ЛЕП у СЕП, схема якої зображена на рис. 13.17,а.

Розв'язання. Граничний час вимкнення трифазного КЗ визначимо відповідно граничному куту вимкнення, значення якого знайдемо за методом площ. Для цього побудуємо кутові характеристики потужності у нормальному і післяаварійному режимах. В аварійному режимі при трифазному КЗ потужність, що передається до мережі, дорівнює нулю.

Схеми заміщення СЕП для нормального та післяаварійного режимів зображені на рис. 13.17,б і в. Результуючий опір у системі:

- нормального режиму

$$x_{*I} = x'_{*d} + x_{*T_1} + 0,5x_{*Л} + x_{*T_2} = 0,183 + 0,142 + 0,312 + 0,117 = 0,754;$$

- післяаварійного режиму

$$x_{*III} = x'_{*d} + x_{*T_1} + x_{*Л} + x_{*T_2} = 0,183 + 0,142 + 0,624 + 0,117 = 1,066.$$

Кутові характеристики потужності:

- нормального режиму

$$P_{*I} = E'_* U_{*C} \sin \delta / x_{*I} = 1,33 \cdot 1 \cdot \sin \delta / 0,754 = 1,77 \sin \delta;$$

- післяаварійного режиму

$$P_{*III} = E'_* U_{*C} \sin \delta / x_{*III} = 1,33 \cdot 1 \cdot \sin \delta / 1,066 = 1,25 \sin \delta.$$

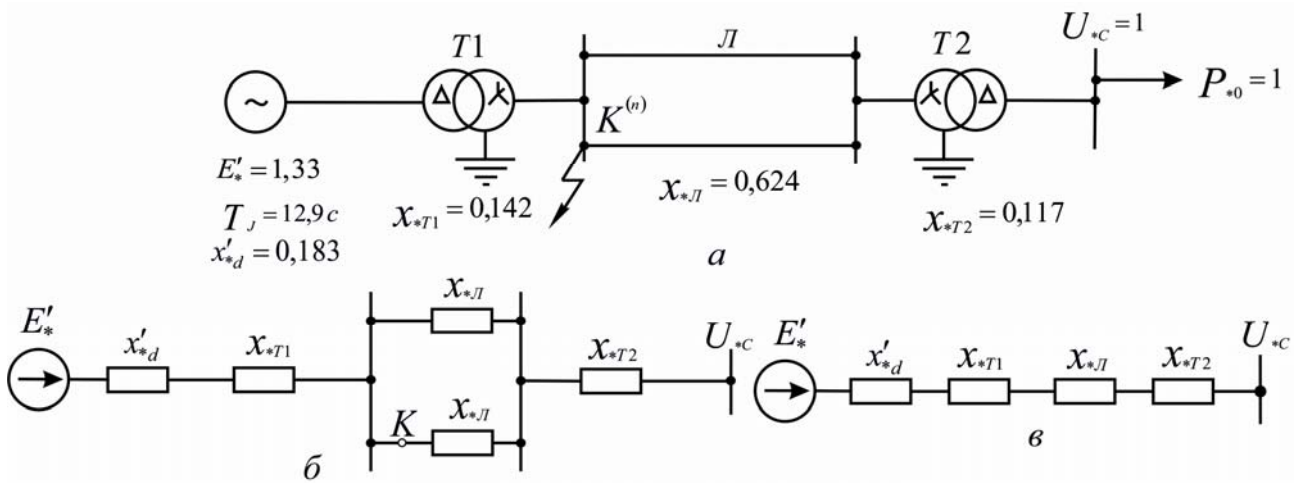


Рис. 13.17,а-в (до прикладу 13.1)

За характеристикою навантаження та кутовими характеристиками потужності знаходимо:

- кут між E'_* і U_{*C} у нормальному режимі

$$\delta_0 = \arcsin(P_{*0} / P_{*I \max}) = \arcsin(1 / 1,77) = 34,4^\circ;$$

- критичний кут у післяаварійному режимі

$$\delta_{кр} = \arcsin(P_{*0} / P_{*III \max}) = \arcsin(1 / 1,77) = 129,9^\circ.$$

Граничний кут вимкнення пошкодженого ланцюга ЛЕП:

$$\begin{aligned} \delta_{вим гр} &= \arccos \left\{ \left[P_{*0} (\delta_{кр} - \delta_0) + P_{*III \max} \cos \delta_{кр} \right] / P_{*III \max} \right\} = \\ &= \arccos \left\{ [1(126,9 - 34,4)\pi / 180 + 1,25 \cdot \cos 126,9] / 1,25 \right\} = 46,5^\circ. \end{aligned}$$

Граничний час вимкнення трифазного КЗ

$$t_{вим гр} = \sqrt{T_J (\delta_{вим гр} - \delta_0) / (9000 P_{*0})} = \sqrt{12,9(46,5 - 34,4) / (9000 P_{*0})} = 0,13 \text{ с.}$$

Приклад 13.2. Перевірити динамічну стійкість режиму СЕП із попереднього прикладу при минаючому двофазному КЗ на землю спочатку одного ланцюга ЛЕП з наступним трифазним АПВ. Тривалість КЗ $t_{КЗ} = 0,2$ с, час безструмової паузи АПВ $t_{АПВ} = 0,4$ с. Параметри елементів системи в аварійному режимі: $x_{*2T} = 0,142$; $x_{*2T1} = x_{*T1} = x_{*0T1}$; $x_{*2T2} = x_{*0T2} = x_{*T1}$; $x_{*2L} = x_{*L}$; $x_{*0L} = 2,06$.

Розв'язання. Оцінимо стійкість роботи СЕП при двофазному КЗ на землю за характером зміни кута δ у часу. Цю залежність розрахуємо за методом послідовних інтервалів.

Кутові характеристики потужності для нормального та післяаварійного режимів розраховані у прикладі 13.1. Визначимо кутову характеристику потужності системи в аварійному режимі.

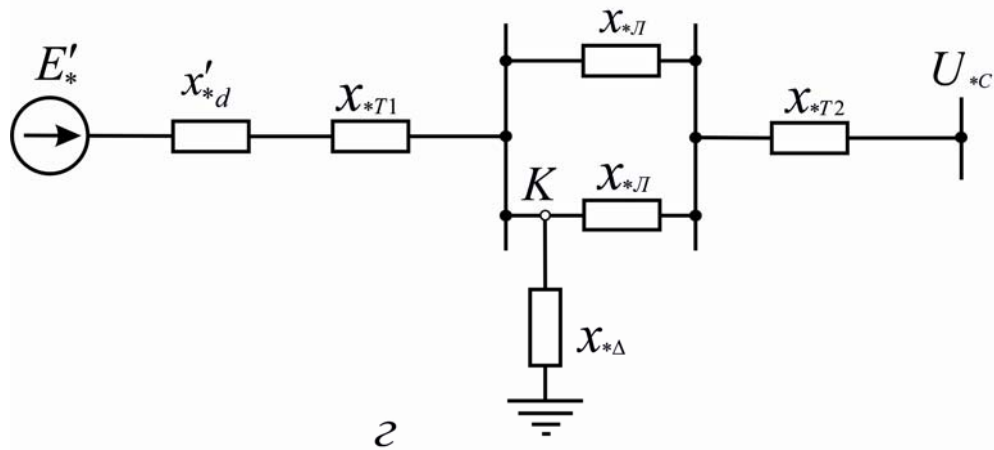


Рис. 13.17,з (до прикладу 13.2)

Схему заміщення СЕП для цього режиму зображено на рис. 13.17,з. Тут додатковий опір, обумовлений несиметрією, визначаємо через результуючий опір зворотної послідовності

$$x_{*2рез} = (x_{*2Г} + x_{*2Т})(0,5x_{*2Л} + x_{*2Т2}) / (x_{*2Г} + x_{*2Т1} + 0,5x_{*2Л} + x_{*2Т2}) = \\ = (0,142 + 0,142)(0,312 + 0,117) / (0,142 + 0,142 + 0,312 + 0,117) = 0,17$$

та результуючий опір нульової послідовності

$$x_{*0рез} = x_{0Т1}(0,5x_{*Л} + x_{*0Т2}) / (x_{*0Т1} + 0,5x_{*0Л} + x_{*0Т2}) = \\ = 0,142(1,03 + 0,117) / (0,142 + 1,03 + 0,117) = 0,126$$

як

$$x_{*Δ} = x_{*2рез}x_{*0рез} / (x_{*2рез} + x_{*0рез}) = 0,17 \cdot 0,126 / (0,17 + 0,126) = 0,072.$$

Взаємний опір між розглянутими точками системи в аварійному режимі

$$x_{*III} = x'_{*d} + x_{*Т1} + 0,5x_{*Л} + x_{*Т2} + (x'_{*d} + x_{*Т1})(0,5x_{*Л} + x_{*Т2}) / x_{*Δ} = \\ = 0,754 + (0,183 + 0,142)(0,312 + 0,117) / 0,072 = 2,66.$$

Рівняння кутової характеристики потужності в аварійному режимі

$$P_{*II} = E'U_{*C} \sin \delta / x_{*II} = 1,33 \cdot 1 \cdot \sin \delta / 2,66 = 0,5 \sin \delta.$$

Розрахуємо залежність $\delta = f(t)$, беручи тривалість інтервалу

$$\Delta t = 0,1 \text{ с і постійну } k = 18000\Delta t^2 / T_J = 18000 \cdot 0,1^2 / 12,9 = 14.$$

Перший інтервал. Кут δ_0 в момент часу виникнення КЗ залишається незмінним, а потужність знижується до значення

$$P_{*(0)} = P_{*II \max} \sin \delta_0 = 0,5 \sin 34,4^\circ = 0,282.$$

Надлишок потужності на початку першого інтервалу

$$\Delta P_{*0} = P_{*0} - P_{*(0)} = 1 - 0,282 = 0,718.$$

Прирощення кута δ_1 протягом першого інтервалу

$$\Delta \delta_1 = k \cdot \Delta P_{*0} / 2 = 14 \cdot 0,718 / 2 = 5.$$

Кут δ_1 у кінці першого інтервалу $\delta_1 = \delta_0 + \Delta \delta_1 = 34,4 + 5 = 39,4^\circ$.

Другий інтервал. Потужність генератора у кінці першого інтервалу

$$P_{*1} = P_{*I \max} \sin \delta_1 = 0,5 \sin 39,4^\circ = 0,318.$$

Надлишок потужності на початку другого інтервалу

$$\Delta P_{*1} = P_{*0} - P_{*1} = 1 - 0,318.$$

Прирощення кута $\Delta \delta_2$ протягом другого інтервалу

$$\Delta \delta_2 = \Delta \delta_1 + k \Delta P_{*1} = 5 + 14 \cdot 0,628 = 14,5^\circ$$

Кут δ_2 у кінці другого інтервалу

$$\delta_2 = \delta_1 + \Delta \delta_2 = 39,4 + 14,5 = 53,9^\circ.$$

Третій інтервал. Спочатку відбувається вимкнення пошкодженого ланцюга ЛЕП. Потужність генератора і надлишок потужності до вимкнення

$$P'_{*2} = P_{*II \max} \sin \delta_2 = 0,5 \sin 53,9^\circ = 0,404;$$

$$\Delta P'_{*2} = P_{*0} - P'_{*2} = 1 - 0,404 = 0,596.$$

Потужність генератора та надлишок потужності після вимкнення пошкодженого кола

$$P''_{*2} = P_{*III \max} \sin \delta_2 = 1,25 \sin 53,9^\circ = 1,01;$$

$$\Delta P''_{*2} = P_{*0} - P''_{*2} = 1 - 1,01 = -0,01.$$

Прирощення кута $\Delta \delta_3$ у третьому інтервалі

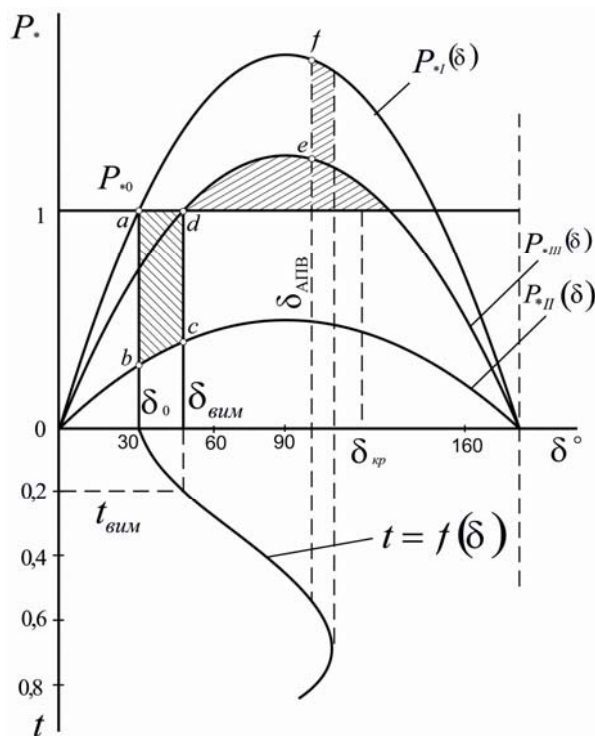


Рис. 13.17,д (до прикладу 13.2)

$$\Delta \delta_3 = \Delta \delta_2 + 0,5k(\Delta P'_{*2} + \Delta P''_{*2}) = 14,5 + 0,5 \cdot 14(0,596 - 0,01) = 18,5.$$

Кут δ_3 у кінці третього інтервалу $\delta_3 = \delta_2 + \Delta \delta_3 = 53,9 + 18,5 = 72,4^\circ$.

Розрахунок четвертого і п'ятого інтервалів виконуємо так само, як і другого, лише потужність генератора обчислюємо за кутовою характеристикою потужності післяаварійного режиму.

При $t = t_{K3} + t_{АПВ} = 0,2 + 0,4 = 0,6$ с під час шостого інтервалу спочатку спрацьовує пристрій АПВ. Розрахунок шостого інтервалу здійснюємо як за третім інтервалом, лише використовуємо кутові характеристики потужності післяаварійного та нормального режимів.

Наступні інтервали обчислюємо, як за другим інтервалом, лише використовуємо кутову характеристику потужності нормального режиму.

Результати розрахунків зведені у таблицю і відображені на рис. 13.17,д. Отримані дані свідчать про те, що динамічна стійкість режиму СЕП при двофазному КЗ на землю з наступним трифазним АПВ зберігається. Без АПВ система не зберегла б стійкості, оскільки граничний кут вимкнення двофазного КЗ на землю

$$\delta_{\text{вим гр}} = \arccos \{ [P_{*0}(\delta_{\text{кр}} - \delta_0) + P_{*III \text{ max}} \cos \delta_{\text{кр}} - P_{*II \text{ max}} \cos \delta_0] / (P_{*III \text{ max}} - P_{*II \text{ max}}) \} = \arccos \{ [1 \cdot (126,9 - 34,4)\pi 180^\circ + 1,25 \cos 126,9^\circ - 0,5 \cos 34,4^\circ] / (1,25 - 0,5) \} = 52^\circ,$$

а за фактичної тривалості КЗ $t_{\text{кз}} = 0,2$ с кут вимкнення КЗ більший і дорівнює $53,9^\circ$ (див. табл.).

Таблиця

Результати розрахунку динамічної стійкості режиму

$t, \text{с}$	$\delta, \text{град}$	P_*	ΔP_*	$\Delta \delta, \text{град}$	Примітка
0	34,4	0,282	0,718	5	розрахунок за $P_{*II}(\delta)$
0,1	39,4	0,318	0,682	14,5	теж саме
0,2	53,9	0,404	0,596	18,5	перехід з $P_{*II}(\delta)$ на $P_{*III}(\delta)$
		1,01	-0,01		
0,3	72,4	1,19	-0,19	15,8	розрахунок за $P_{*III}(\delta)$
0,4	88,2	1,25	-0,25	12,3	теж саме
0,5	100,5	1,23	-0,23	9,1	-"-
0,6	109,1	1,18	-0,18	3,1	перехід з $P_{*III}(\delta)$ на $P_{*I}(\delta)$
		1,67	-0,67		
0,7	112,2	1,64	-0,64	-5,9	розрахунок за $P_{*I}(\delta)$
0,8	106,3	-	-	-	теж саме

Контрольні запитання

1. Які схеми заміщення синхронних генераторів використовують у розрахунках стійкості режиму?
2. Особливості дослідження динамічної стійкості режиму СЕП при різних видах КЗ.

3. Відмітні ознаки статичної та динамічної видів стійкості режиму СЕП.
4. Який режим роботи генератора називають асинхронним?
5. Що являє собою асинхронний момент генератора?
6. Які припущення покладено в основу спрощених методів оцінки динамічної стійкості режиму СЕП?
7. У чому полягає завдання аналізу динамічної стійкості режиму СЕП?
8. Як визначати граничний кут і час вимкнення КЗ?
9. Як оцінити динамічну стійкість режиму СЕП щодо зміни кута δ у часі?
10. Як перевірити динамічну стійкість режиму СЕП при відновленні нормального режиму шляхом АПВ?
11. Особливості аналізу динамічної стійкості режиму СЕП при наявності в ній кількох джерел живлення.
12. Типи пристроїв АРЗ генераторів та сфера їх застосування.
13. Причини виникнення асинхронних режимів роботи синхронних машин.
14. Суть процесу ресинхронізації синхронних генераторів та двигунів.
15. За яких достатніх умов можна оцінити можливість втягнення у синхронізм двигунів?

Теми рефератів

1. Аналіз динамічної стійкості режиму в СЕП з двостороннім живленням.
2. Оцінка динамічної стійкості режиму СЕП на основі уточнених методів.
3. Умови ресинхронізації синхронних машин приводу технологічних установок та способи її здійснення.
4. Фізичне і математичне моделювання енергосистем для аналізу динамічної стійкості.
5. Критерії забезпечення динамічної стійкості енергосистеми.

Розділ 14. СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ВУЗЛА НАВАНТАЖЕННЯ ПРИ СЛАБКОМУ ЗБУРЕННІ

14.1. Початкові положення

Вузлами навантаження називають точки СЕП, в яких розподіляють потужності для живлення груп споживачів електричної енергії (двигуни, освітлювальні пристрої, термічні установки тощо) з різними конструктивними характеристиками та режимом роботи.

В аналізі стійкості режиму СЕП залежно від особливостей вирішуваних завдань навантаження може вводитися до схем заміщення різними розрахунковими моделями. Повнота математичного опису електричного навантаження суттєво впливає на результати розрахунків електромеханічних перехідних процесів. При визначенні цієї повноти спираються на необхідність забезпечення потрібної точності кінцевих результатів та наміру зменшити обсяги початкової інформації та обчислень.

Слабі збурення режиму СЕП надходять від живильної енергетичної системи (зміна значень напруги та частоти). Вони також можуть бути ініційовані в результаті зміни стану роботи самої СЕП та її електроспоживачів (пуски, коливання моментів і перевантаження двигунів за умов технологічного процесу, зміна кількості живильних ліній; регулювання значень окремих параметрів режиму; оперативні перемикання у розподільній мережі та ін.). За таких обставин електропостачання властивості і типи електроприймачів у вузлі істотно впливають на стійкість режиму роботи. Якщо за сумарною потужністю навантаження вузол співвідноситься з потужністю живильної ЕЕС або електрично віддалений від джерел електричної енергії, то режим його роботи при слабких збуреннях може виявитися нестійким.

Стійкість режиму промислового вузла навантаження аналізують поетапно у такій послідовності:

- 1) заміщають вузол розрахунковою моделлю навантаження і визначають її параметри;
- 2) виділяють істотні параметри режиму та критерії стійкості для даної схеми системи електропостачання;
- 3) оцінюють граничний стан режиму критичними значеннями суттєвих змінних та запас стійкості.

Заміщення розрахунковою моделлю реального вузла навантаження (еквівалентування) в аналізі слабких збурень базується на збе-

реженні тотожності обчислення характеристик перехідного процесу за дійсними та еквівалентними показниками.

Вузол навантаження з асинхронними двигунами заміщають розрахунковою моделлю у вигляді еквівалентного асинхронного двигуна, рух якого описується тими ж рівняннями, що і в реальних двигунах. Похибка еквівалентного заміщення залежить від способу його здійснення. Так за результатами аналізу критеріїв еквівалентного заміщення в [10] виділені три групи:

- усереднення значень параметрів при кожному однаковому значенні ковзання, виходячи з припущення однакових ковзань у реальних двигунів в одні й ті ж моменти часу перехідного процесу;
- заміщення за збігом перехідних процесів активної та реактивної складових потужності, які споживаються з мережі групою реальних двигунів та їх еквівалентом;
- заміщення щодо збереження меж динамічної стійкості роботи груп реальних двигунів та їх еквівалента.

Двигунове навантаження математично описується по-різному залежно від числа двигунів, що входять до складу вузла навантаження:

- у вузлах з малим числом двигунів кожен з них своїми рівняннями та параметрами руху безпосередньо вводиться до розрахунку;
- у вузлах з групами різних двигунів, що належать до одного виробництва, ці групи замінюють невеликою кількістю еквівалентних двигунів з параметрами, які розраховують за певними правилами на основі даних про реальні двигуни;
- великі вузли навантаження описують з використанням конкретних даних про склад навантаження і параметри живильної мережі, а також початкової інформації, отриманої за результатами ймовірно-статистичного аналізу.

В аналізі стійкості режиму великих вузлів навантаження один з вагомих чинників для врахування – взаємний вплив двигунів. Точність розрахунків практично не знижується, якщо в рівняння, що описують стан роботи кожного двигуна, ввести низку спрощень. Наприклад, можна знехтувати втратами потужності у статорі двигуна і вважати споживану з мережі активну потужність тотожною електромагнітній потужності двигуна. За сталою частотою живильної напруги ця потужність пропорційна обертальному моменту двигуна. Всі види механічних втрат можна віднести до робочого механізму.

При таких спрощеннях рівняння руху двигунів, використовувані при описуванні великих вузлів навантаження, різняться від тих, за якими розраховують електромеханічні перехідні процеси в одиничних двигунах. Це не вносить, проте, суттєвих похибок до остаточних результатів інженерних розрахунків стійкості режиму роботи навантаження СЕП.

Вибір критерію еквівалентного заміщення залежить від кінцевої мети зазначеного завдання і необхідної точності його вирішення. У наближених оцінних розрахунках використовують статистичні параметри для розрахункової моделі великого вузла навантаження у вигляді еквівалентного асинхронного двигуна.

Різнотипність синхронних двигунів у вузлах незначна, що дає можливість урахувати їх за фактичними параметрами чи параметрами нормального режиму. Еквівалентне заміщення великих і різно-рідних за технологічним використанням груп синхронних двигунів виконують нарізно для явно- та неявнополюсних двигунах через різницю їх синхронних характеристик, механічних постійних інерції та характеристик приводних робочих механізмів.

У наближених розрахунках стійкості режиму вузлів навантаження використовують середньовиважені значення параметрів синхронних двигунів. Для явнополюсних двигунів вони такі: кратність пускового моменту $M_{*ниск} \approx 0,8$; коефіцієнт потужності $\cos \varphi_n \approx 0,9$; поздовжній та поперечний синхронні індуктивні опори $x_{*d} \approx 1,3$ та $x_{*q} \approx 0,85$; індуктивні опори розсіювання статора $x_{*\sigma} \approx 0,15$; індуктивні опори розсіювання та постійна часу обмотки збудження при інших розімкнених обмотках або колах $x_{*f\sigma} \approx 0,21$ та $T_{f0} \approx 2,4$ с; індуктивний опір розсіювання та постійна часу демпферної обмотки поздовжньою віссю при інших розімкнених обмотках $x_{*kd} \approx 0,12$ та $T_{kd0} \approx 0,08$ с; індуктивний опір розсіювання та постійна часу демпферної обмотки поперечною віссю при інших розімкнених обмотках $x_{*kq} \approx 0,09$ та $T_{kq0} \approx 0,06$ с; коефіцієнт завантаження $k_z \approx 0,85$.

Вузол навантаження, який містить асинхронні та синхронні двигуни, подають у вигляді комплексної розрахункової моделі, параметри якої можуть установлюватися еквівалентним заміщенням окремих складових навантаження, описуватися статичними чи динамічними характеристиками навантаження (див. підрозд. 14.5).

В оцінних розрахунках стійкості режиму вузла навантаження можна використовувати середньовиважені значення параметрів ком-

плексної розрахункової моделі навантаження, наведеної у табл. 14.1, в якій потужності двигунів зазначені стосовно до номінальної потужності навантаження.

Таблиця 14.1

Середньовиважені значення складових розрахункової моделі вузла комплексного навантаження

Складові навантаження	S_n/P_n		$\cos \varphi_n$	K_3
	з урахуванням синхронного двигуна	без урахування синхронного двигуна		
Асинхронний двигун	0,8	1,0	0,8	0,7
Синхронний двигун	0,14	-	0,9	0,85
Статичне навантаження	0,55	0,54	0,81	1,0

Параметри статичного навантаження:

U_*	0	0,20	0,40	0,60	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,0	1,05	1,10
P_*	0	0,05	0,18	0,41	0,53	0,60	0,68	0,75	0,83	0,91	1,0	1,09	1,18
Q_*	0	0,03	0,12	0,27	0,34	0,39	0,43	0,52	0,62	0,77	1,0	1,35	1,90

Орієнтовні відносні дані про склад навантаження вузлів за споживаною потужністю:

- промислове: двигуни – 55 %, статичні споживачі – 45 %;
- комунально-побутове: асинхронні двигуни – 30 %, статичні споживачі – 70 %;
- сільськогосподарське: двигуни – 5 %, статичне навантаження – 95 %.

Стійкість режиму роботи вузла навантаження аналізують за схемою заміщення всієї СЕП та параметрами її режиму. Залежно від конкретних умов розрахункову схему електропостачання зводять до одного з основних видів для можливості використання практичних критеріїв стійкості (див. розд. 12). Внаслідок еквівалентування отримують чотири види розрахункових моделей вузла навантаження (рис. 14.1), які різняться між собою застосованими в аналізі критеріями стійкості. Це моделі, де:

✓ напруга у вузлі – незалежна змінна від режиму роботи електро-приймачів, що дозволяє розраховувати стійкість режиму самостійно для кожної із складових характерних груп електроприймачів (рис. 14.1,*а*) за відповідними основними критеріями;

✓ складові характерні групи електроприймачів, радіально зв'язані через зовнішні опори з шинами вузла навантаження (рис. 14.1,*б*), напруга на яких – незалежна змінна режиму;

✓ характерні групи електроприймачів, зв'язані з вузлом навантаження через загальний зовнішній опір, для яких незалежною змінною режиму є е.р.с. джерела живлення (рис. 14.1,*в*);

✓ вузол навантаження містить всі характерні складові та джерела реактивної потужності (рис. 14.1,*г*).

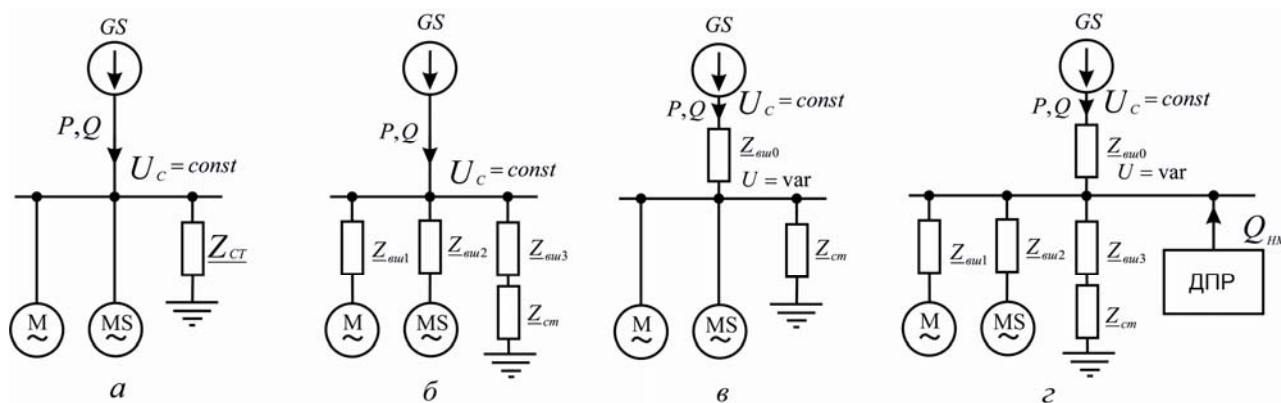


Рис. 14.1. Розрахункові моделі вузла навантаження

Нижче викладені методики оцінки стійкості режиму всіх чотирьох розрахункових моделей вузла навантаження.

14.2. Розрахунок стійкості режиму роботи асинхронних та синхронних двигунів

Оцінка стійкості режиму роботи навантаження вузла, яка виконується незалежно за виділеними окремо групами асинхронних та синхронних двигунів, може бути обчислена за умов розрахункових моделей навантаження вузла, наведених рис. 14.1(*а* чи *б*). Суттєва незалежна змінна у такому випадку – напруга на шинах вузла навантаження. Для оцінки стійкості режиму використовують критерії стійкості (12.12) і (12.23). При цьому слід урахувати характеристики приводних робочих механізмів та їх завантаження.

Для стійкості режиму асинхронних двигунів (або їх еквівалента) основна умова – $d(M - M_{mx})/ds < 0$, а її межі відповідає граничне рівняння $d(M - M_{mx})/ds = 0$. При характеристиці робочого механізму $M_{mx} = const$ і безпосередньому ввімкненню двигунів до шин вузла навантаження критичні параметри, які відповідають межах статичної стійкості їх режиму, визначають виразами (12.24)-(12.26). У разі вмикання двигунів через індивідуальні зовнішні опори (рис. 14.1,б) розрахунок критичних параметрів режиму та запасу стійкості здійснюють аналогічно, з урахуванням цих опорів.

Якщо активним опором знехтувати, то $x'_s = x_s + x_{зу}$. Розрахункові вирази тоді виглядатимуть:

$$\begin{aligned} s'_{кр} &= r_2 / (x_s + x_{зу}) = s'_{кр} / (1 + x_{зу}/x_s); \\ P'_{max} &= U_C^2 / [2(x_s + x_{зу})] = P_{max} / (1 + x_{зу}/x_s); \\ U'_{Cкр} &= \sqrt{2mP_H(x_s + x_{зу})} = U_{Cкр} \sqrt{1 + x_{зу}/x_s}; \\ K_{zs} &= (s_H - s'_{кр})100/s_H; \\ K_{зU} &= (U_C - U'_{Cкр})100/U_C. \end{aligned} \quad (14.1)$$

Наявність зовнішнього опору вмикання до вузла асинхронних двигунів знижує граничне за статичною стійкістю значення ковзання.

При відомій характеристиці приводного механізму $M_{mx} = f(s)$ критичні параметри режиму знаходять, розв'язанням системи рівнянь

$$\left. \begin{aligned} M &= M_{mx} \\ dM/ds &= dM_{mx}/ds \end{aligned} \right\} \quad (14.2)$$

З урахуванням виразів (11.6) та (14.1) після відповідних перетворень рівняння (14.2) мають вигляд

$$\left. \begin{aligned} 2M_{max}U_{Cкр}^2 s'_{кр} s_y / [(1 + x_{зу}/x_s)(s_{кр}'^2 + s_y^2)] &= \\ = M_{mx\text{ см}} + (M_{mx0} - M_{mx\text{ см}})(1 - s_y)^p / (1 - s_H)^p & \\ 2M_{max}U_{Cкр}^2 s'_{кр} (s_{кр}'^2 - s_y^2) / [(1 + x_{зу}/x_s)(s_{кр}'^2 + s_y^2)] &= \\ = -p(M_{mx0} - M_{mx\text{ см}})(1 - s_y)^{p-1} / (1 - s_H)^p & \end{aligned} \right\} \quad (14.2,a)$$

Розв'язавши систему рівнянь (14.2,a), можна визначити параметри $U_{Cкр}$ і s_y для граничного за стійкістю стану режиму, де відповідно до межі статичної стійкості ковзання s_y буде більшим за критичне ковзання $s'_{кр}$ при $M < M_{max} / (1 + x_{зу}/x_s)$.

У наближених розрахунках вибирають $s_y = s'_{кр}$. Тоді після розв'язання системи рівнянь (14.2,а) отримаємо

$$U_{C_{кр}} = \sqrt{\left[\frac{M_{mx\,ct} + (M_{mx0} - M_{mx\,ct})(1 - s_y)^p}{(1 - s_n)^p} \right] \times (1 + x_{зш}/x_s) / M_{max}} \quad (14.3)$$

При $p = 0$ має місце окремий випадок $M_{mx0} = const$ і вираз для визначення критичної напруги перетвориться на відповідний, отриманий з (14.1).

Критична напруга на затискачах двигунів визначається з припущенням рівності струму статора I_1 та зведеного струму ротора I'_2 (тобто $I_1 \approx I'_2$). Оскільки

$$I_1 = U_{C_{кр}} / \sqrt{(r_2/s'_{кр})^2 + (x_s + x_{зш})^2},$$

а з урахуванням (14.1)

$$I_1 = U_{C_{кр}} / \sqrt{2}(x_s + x_{зш}),$$

вираз для визначення критичної напруги на двигуні можна записати:

$$U_{D_{кр}} \approx I'_2 \sqrt{(r_2/s'_{кр})^2 + x_s^2} = U_{C_{кр}} \sqrt{1 + 1/(1 + x_{зш}/x_s)} / \sqrt{2}. \quad (14.4)$$

Статична стійкість режиму синхронних двигунів, увімкнених у вузол зі сталими значеннями напруги та частоти, визначається на межі порушення за умови $d(M - M_{mx})/d\delta = 0$. З урахуванням залежностей (12.8) та (11.8) цю умову можна звести до такого вигляду:

$$d(M - M_{mx})/d\delta = [(dE_q/d\delta)U_C \sin\delta + U_C E_q \cos\delta] / (x_d + x_{зш}) = 0. \quad (14.5)$$

При відсутності на двигунах пристроїв АРЗ похідна $dE_q/d\delta = 0$ і граничний за статичною стійкістю стан режиму відповідає значенню кута $\delta = \pi/2$, коли

$$\left. \begin{aligned} P_{max} &= U_C E_q / (x_d + x_{зш}) \\ U_{C_{кр}} &= m P_H (x_d + x_{зш}) / E_q \end{aligned} \right\} \quad (14.6)$$

Електрорушійна сила E_q (відносно значення до неробочого ходу) визначається за виразом

$$E_{*q} = \frac{U_C^4 - U_C^2 Q (X_d + X_q) + (P^2 + Q^2) X_d X_q}{U_C \sqrt{U_C^4 - 2U_C^2 Q X_q + (P^2 + Q^2) X_q}}, \quad (14.7)$$

де $X_d = x_d + x_{зш}$; $X_q = x_q + x_{зш}$.

При наявності автоматичного регулятора збудження пропорційного типу синхронний двигун за аналогією з генератором можна еквівалентувати джерелом е.р.с. з перехідним опором x'_d та е.р.с. $E' = const$. Остання може бути обчислена за формулою

$$E' = \sqrt{U^4 - 2U^2 Qx'_d + (P^2 + Q^2)x'_d{}^2} / U.$$

Тоді критична напруга на затискачах двигуна

$$U'_{c\text{кр}} = mP_H (x'_d + x_{3ш}) / E' \quad (14.8)$$

завжди менша критичної напруги, визначеної виразом (14.6) при відсутності пристрою АРЗ, оскільки перехідний опір значно менший синхронного.

Наявність зовнішнього опору вмикання до вузла асинхронних та синхронних двигунів знижує граничні за статичною стійкістю режиму значення максимальної активної потужності та підвищує значення критичної напруги у вузлі. Це, в свою чергу, посилює вимоги до стабільності живильної напруги.

14.3. Урахування впливу параметрів електричної мережі на стійкість режиму

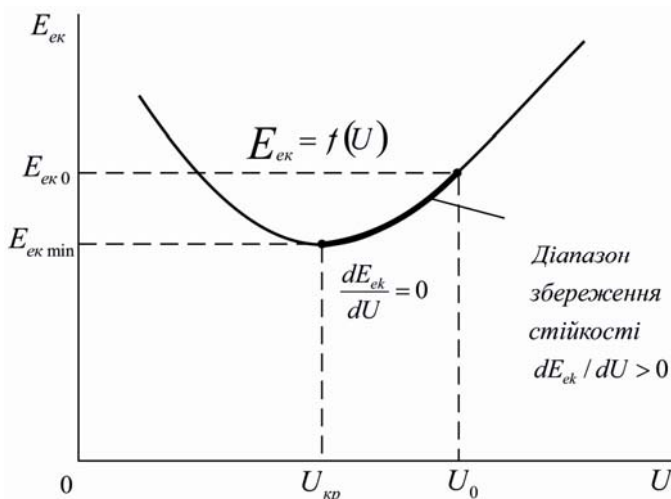


Рис. 14.2. До оцінки статичної стійкості вузла навантаження за критерієм $dE_{ек}/dU > 0$

змінною – напругою у вузлі, використовуючи непрямі критерії

$$dE_{ек}/dU > 0 \quad (14.9)$$

або

$$d\Delta Q/dU < 0. \quad (14.10)$$

При застосуванні критерію (14.9) змінні режиму можна аналітично зв'язати, скориставшись статичними характеристиками навантаження вузла $P_{нв} = F_1(U)$ і $Q_{нв} = F_2(U)$

Якщо характерні групи двигунів вузла приєднані до центру живлення з напругою $U_C = const$ через електричну мережу (рис. 14.1,в), то умови стійкості режиму роботи навантаження помітно залежать від параметрів електричної мережі ($Z_{3ш}$) та режиму роботи його електроприймачів. Тоді напруга у вузлі – змінна та її значення будуть залежати від зазначених чинників. Тому стійкість режиму вузла навантаження характеризують за незалежною

$$E_{ек} = \sqrt{(U^2 + P_{нв}r_{зш} + Q_{нв}x_{зш})^2 + (P_{нв}x_{зш} - Q_{нв}r_{зш})^2} / U. \quad (14.11)$$

Дослідження посереднього виразу в області значень функцій $F_1(U)$ і $F_2(U)$ має метою знайти координати $E_{ек \min}$ і $U_{кр}$ мінімуму функції (14.11), які відповідають межі статичної стійкості $dE_{ек}/dU = 0$ (рис. 14.2).

Згідно з критерієм (14.10) статичну стійкість режиму оцінюють за аналізом порушення балансу реактивної потужності, що викликане зниженням значень напруги. Для точки рівноваги режиму повинна виконуватися умова балансу $Q_C = Q_{нв}$, а біля неї – нерівність $d(Q_C - Q_{нв})/dU > 0$. Спосіб дослідження приросту реактивної потужності

$$\Delta Q = Q_C - Q_{нв} \quad (14.12)$$

вибирають залежно від початкової інформації про навантаження вузла. Якщо статичні характеристики навантаження відомі, то умови збереження статичної стійкості режиму визначають відповідно до рекомендацій розд. 12, у противному разі вираз

$$\Delta Q = Q_C - (Q_{с \ Д} + Q_{а \ Д}) \quad (14.12,а)$$

аналізують графічно за залежностями складових її правої частини від напруги у вузлі навантаження. Мета графоаналітичного аналізу – виявити межу в збереженні статичної стійкості режиму за умови $d\Delta Q/dU = 0$. У цьому випадку методика аналізу аналогічна зображеній на рис. 12.9.

Складові небалансу реактивної потужності (14.12,а) визначають таким чином: залежність надходження з ЕЕС реактивної потужності від напруги у вузлі навантаження описується рівнянням (12.19), а при $Q_{нв}r_{зш} \approx 0$ і відповідному перетворенні (14.11) – рівнянням

$$Q_C = \left(-U^2 - P_{нв}r_{зш} + \sqrt{E_{ек}^2 U^2 - P_{нв}^2 x_{зш}^2} \right) / x_{зш}. \quad (14.13)$$

Споживану еквівалентним асинхронним двигуном реактивну потужність, визначену за виразом (12.29), після його перетворення можна обчислити за формулою

$$Q_{а \ Д} = Q_{а \ Д \ н} \left[c Q_{\mu} / Q_{\mu \ н} + (1 - c) Q_s / Q_{s \ н} \right],$$

$$\text{де } c = Q_{\mu \ н} / Q_{а \ Д \ н} \approx 1 - 1 / \left[\left(m_{\max} + \sqrt{m_{\max}^2 - 1} \right) \text{tg} \varphi_{\н} \right]. \quad (14.14)$$

Якщо співвідношення $Q_{\mu} / Q_{\mu \ н}$ і $Q_s / Q_{s \ н}$, за умови сталого значення частоти, замінити на

$$Q_{\mu} / Q_{\mu \ н} \approx U / U_{\н} = U_*;$$

$$Q_s / Q_{s \ н} = \frac{m \left(m_{\max} + \sqrt{m_{\max}^2 - 1} \right)}{m_{\max} U_*^2 / m + \sqrt{\left(m_{\max}^2 U_*^2 / m \right)^2 - 1}},$$

то отримаємо вираз для визначення реактивної потужності через напругу у вузлі навантаження (каталогові дані двигунів при врахуванні зовнішніх опорів переобчислюють за (14.1)):

$$Q_{a Д} \approx \frac{cU_*^2 + (1-c)m(m_{max} + \sqrt{m_{max}^2 - 1})}{m_{max}U_*^2 + \sqrt{m_{max}^2 U_*^4 / m^2 - 1}} Q_{a Д н} \quad (14.15)$$

або

$$Q_{a Д} = Q_{a Д н} \left[cU_*^2 + \frac{m \cdot \operatorname{ctg} \varphi_n}{\left(m_{max}U_*^2 / m + \sqrt{m_{max}^2 U_*^4 / m^2 - 1} \right)} \right]. \quad (14.15, a)$$

На межі статичної стійкості режиму $s = s_{кр}$ і $m = m_{max} U_{*кр}^2$. При цьому критичне значення напруги на асинхронному двигуні визначають за виразом

$$U_{*кр} = \sqrt{m / m_{max}}, \quad (14.16)$$

а критичне значення споживаної ним реактивної потужності – за виразом

$$Q_{a Д кр} = Q_{a Д н} \left[c \cdot m / m_{max} + (1-c)m(m_{max} + \sqrt{m_{max}^2 - 1}) \right]. \quad (14.17)$$

Останній вираз з урахуванням (14.14) спрощуємо:

$$Q_{a Д кр} = Q_{a Д н} m (c / m_{max} + 1 / \operatorname{tg} \varphi_n). \quad (14.17, a)$$

Стійкість режиму синхронних двигунів проаналізуємо без урахування зміни їх насичення та різниці у вияві реакції статора поздовжньою і поперечною осями ротора у разі явнополюсного двигуна ($x_d \approx x_q$).

З урахуванням пристрою АРЗ та його настроювання, яке впливає на значення та напрямок струму збудження, реактивну потужність синхронного двигуна можна обчислити за формулою

$$Q_{c Д} = U(U - E_{q0} \cos \delta) / x_d, \quad (14.18)$$

де E_{q0} – е.р.с. холостого ходу, обумовлена збудженням, і визначається за виразом

$$E_{q0} = \sqrt{U^2 + \frac{2U_n^2 x_{*d} Q_{c Д}}{S_n} + \frac{U_n^4 (P_{c Д}^2 + Q_{c Д}^2) x_{*d}^2}{S_n^2 U^2}}. \quad (14.19)$$

Якщо $E_{q0} < U$, то двигун споживає з мережі реактивну потужність; при $E_{q0} = U$ він працює в режимі $\cos \varphi = 1$ та $Q = 0$; якщо ж $E_{q0} > U$ (досягається збільшенням струму збудження), то двигун генерує реактивну потужність до мережі.

При навантаженні синхронного двигуна е.р.с. статора, що створюється результуючим магнітним потоком в його повітряному зазорі, визначають за формулою

$$E_{\delta} = \sqrt{U^2 + \frac{2U_n^2 x_{*\sigma} Q_{cД}}{S_{cДн}} + \frac{U_n^4 (P_{cД}^2 + Q_{cД}^2) x_{*\sigma}^2}{S_{cДн}^2 U^2}}, \quad (14.20)$$

де $x_{*\sigma}$ – опір розсіювання двигуна (у разі явнополюсного двигуна $x_{\sigma} = (0,6 \dots 0,7) x_d''$).

Реактивна потужність, генерована синхронним двигуном, істотно залежить від "відношення короткого замикання" (конструктивний параметр двигуна, в розрахунках беруть рівним $1/x_{*d}$) і кратності струму збудження. Зв'язок струму збудження з суттєвою змінною (напруга мережі) під час аналізу стійкості режиму вузла навантаження визначається структурою системи збудження синхронного двигуна. За умов:

- відсутності автоматичного чи ручного регулювання збудження і живленні обмотки збудження двигуна від машинного збуджувача струм збудження від напруги мережі не залежить;
- живлення обмотки збудження двигуна від випрямного пристрою та відсутності АРЗ струм збудження практично пропорційний напрузі мережі;
- наявності АРЗ струм збудження збільшується із зниженням напруги на обмотці статора двигуна.

Залежність е.р.с. обмотки статора від струму збудження синхронного двигуна визначається виразом

$$E_{q0}/U_n = k_{\mu} I_{зб} / I_{збх} = (I_{зб} / I_{збн}) / (I_{збх} / I_{збн}) = k_{зб} / k_{збх}, \quad (14.21)$$

де k_{μ} – коефіцієнт, що характеризує міру насичення статора (у розрахунках без урахування зміни насичення беруть $k_{\mu} = 1$); $I_{збх}$ – струм збудження при холостому ході; $I_{збн}$ – номінальний струм збудження; $k_{зб}$ – кратність струму збудження, обумовлена системою збудження; $k_{збх} \approx 1/(x_d m_{\max} \cos \varphi_n)$ – те ж при неробочому ході двигуна.

За струмом збудження відповідно змінюється реактивна потужність синхронного двигуна, в чому легко переконатися, зіставивши вирази (14.19) та (14.21):

$$I_{зб} / I_{збх} = \sqrt{U^2 + \frac{2U_n^2 x_{*d} Q_{cД}}{S_{cДн}} + \frac{U_n^4 (P_{cД}^2 + Q_{cД}^2) x_{*d}^2}{(S_{cДн} U)^2}} / U_n$$

або

$$\begin{aligned} & \left(Q_{c Д} / S_{c Д н} \right)^2 \left(x_{*d} / U_* \right)^2 + \left(Q_{c Д} / S_{c Д н} \right) 2x_{*d} + \\ & + U_* + \left[x_{*d} P_{c Д} / \left(S_{c Д н} U_* \right) \right]^2 - \left(\kappa_{зб} / \kappa_{зб х} \right)^2 = 0, \end{aligned} \quad (14.22)$$

де $U_* = U / U_n$.

Розв'язавши рівняння (14.22), маємо

$$Q_{c Д} / S_{c Д н} = \left[\sqrt{\left(U_* \kappa_{зб} / \kappa_{зб х} \right)^2 - \left(x_{*d} P_{c Д} / S_{c Д н} \right)^2} - U_*^2 \right] / x_{*d}. \quad (14.23)$$

Ця залежність може бути використана для аналізу реактивної потужності синхронного двигуна в функції напруги на його затискачах при відомому законі регулювання збудження $\kappa_{зб} = f(U_*)$.

Для межі збереження статичної стійкості режиму критична напруга на синхронному двигуні з урахуванням (14.6) і при регулюванні струму збудження двигуна (14.21) визначається за виразом

$$U_{*кр} = P_{c Д} x_{*d} / \left[S_{c Д н} \left(\kappa_{зб} / \kappa_{зб х} \right) \right]. \quad (14.24)$$

Після підстановки цього виразу у рівняння (14.23) отримаємо

$$\left(Q_{c Д} / S_{c Д н} \right)_{кр} = -U_{*кр}^2 / x_{*d} = -P_{c Д}^2 x_{*d} / \left[S_{c Д н}^2 \left(\kappa_{зб} / \kappa_{зб х} \right) \right]. \quad (14.25)$$

З останнього рівняння маємо, на межі збереження статичної стійкості синхронний двигун споживає з мережі реактивну потужність.

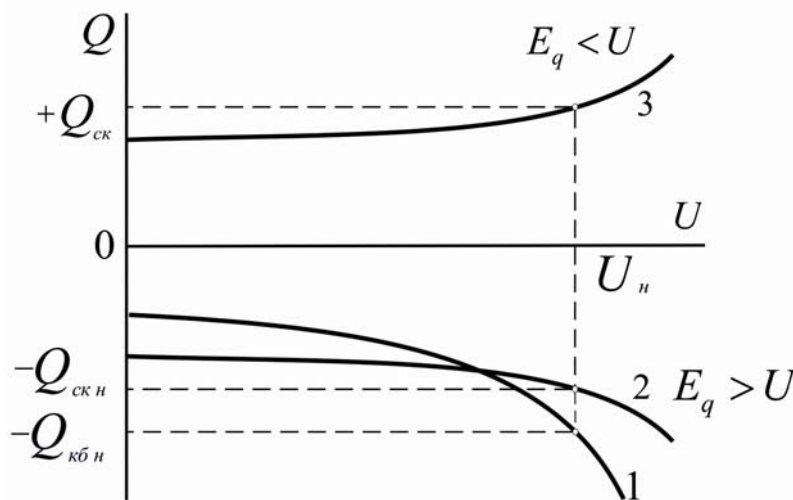


Рис. 14.3. Залежність реактивної потужності від напруги у вузлі: 1 – для конденсаторної батареї; 2, 3 – для синхронного компенсатора

14.4. Вплив компенсації реактивної потужності на стійкість режиму

До вузла навантаження реактивна потужність надходить з ЕЕС, але може генеруватися також місцевими джерелами реактивної потужності (ДРП) – конденсаторною батареєю, синхронним компенсатором, статичним вентильним ДРП, а також синхронним двигуном (рис. 14.1, з).

Реактивна потужність, що генерується конденсаторною батареєю, суттєво залежить від напруги у вузлі (рис. 14.3, крива 1):

Реактивна потужність, що генерується конденсаторною батареєю, суттєво залежить від напруги у вузлі (рис. 14.3, крива 1):

$$Q_{кб} = Q_{кбн} (U/U_n)^2 = Q_{кбн} U_*^2, \quad (14.26)$$

де $Q_{кбн} = \omega C_{кб} U_n^2$ – номінальна потужність конденсаторної батареї; $C_{кб}$ – результуюча ємність батареї.

Синхронний компенсатор (синхронний двигун) може генерувати чи споживати реактивну потужність, що можна визначити за виразом

$$Q_{ск} = Q_{скн} (U_* E_{*q} - U_*^2) / x_{*d}, \quad (14.27)$$

де $Q_{скн}$ – номінальна потужність синхронного компенсатора; E_{*q} – його синхронна е.р.с.

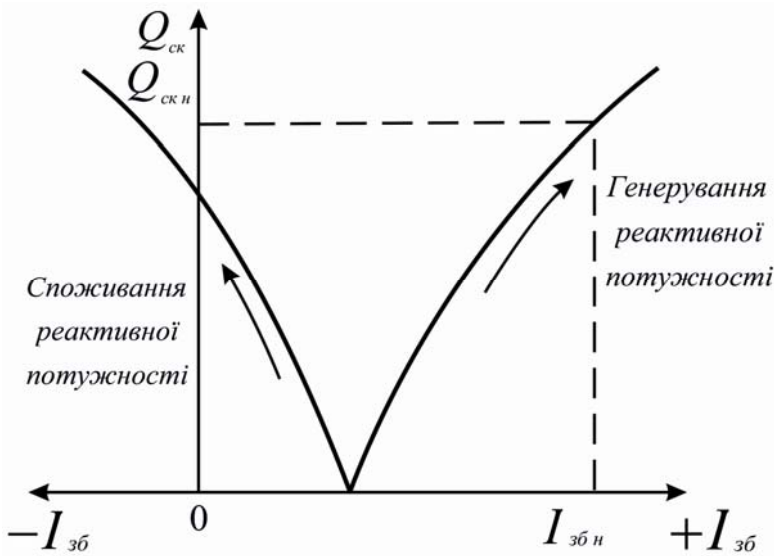


Рис. 14.4. V-подібна характеристика синхронного компенсатора

Режим роботи синхронного компенсатора задається системою його збудження відповідно до V-подібної характеристики (рис. 14.4): східна ділянка кривої відповідає збудженню за умови $E_q > U$ і генеруванню реактивної потужності (рис. 14.3, крива 2); спадна ділянка кривої – за умови $E_q < U$ та споживанням реактивної потужності з мережі (рис. 14.3, крива 3).

Статичне вентильне ДРП конструктивно складається із нерегульованої конденсаторної батареї, регульованого реактора та пристрою управління або конденсаторної батареї, що регулюється через тиристорний пристрій. Реактивну потужність ДРП з регульовальним реактором при паралельному з'єднанні силових елементів (рис. 14.5,а,б) визначимо як

$$Q_{LC} = Q_L - Q_C = Q_C (x_C/x_L - 1), \text{ при } Q_{LC} \in \{0; Q_{LC}\}, \quad (14.28)$$

де $Q_L = U^2/x_L = var$; $Q_C = U^2/x_C = const$, а при послідовному (рис. 14.5,в,г) – виразом

$$Q_{LC} = U^2/(x_C - x_L) = Q_C/(1 - x_L/x_C) \quad (14.28,а)$$

і може змінюватися в межах від номінальної Q_C до найбільшої $Q_{LCmax} = U^2/[x_C(1 - x_L/x_C)^2]$. Верхня межа залежить від найбільш

припустимого значення напруги на конденсаторній батареї (генерована реактивна потужність зростає із збільшенням напруги, підвищення якої забезпечується створенням умов, близьких до резонансу напруг: $x_L \approx x_C$).

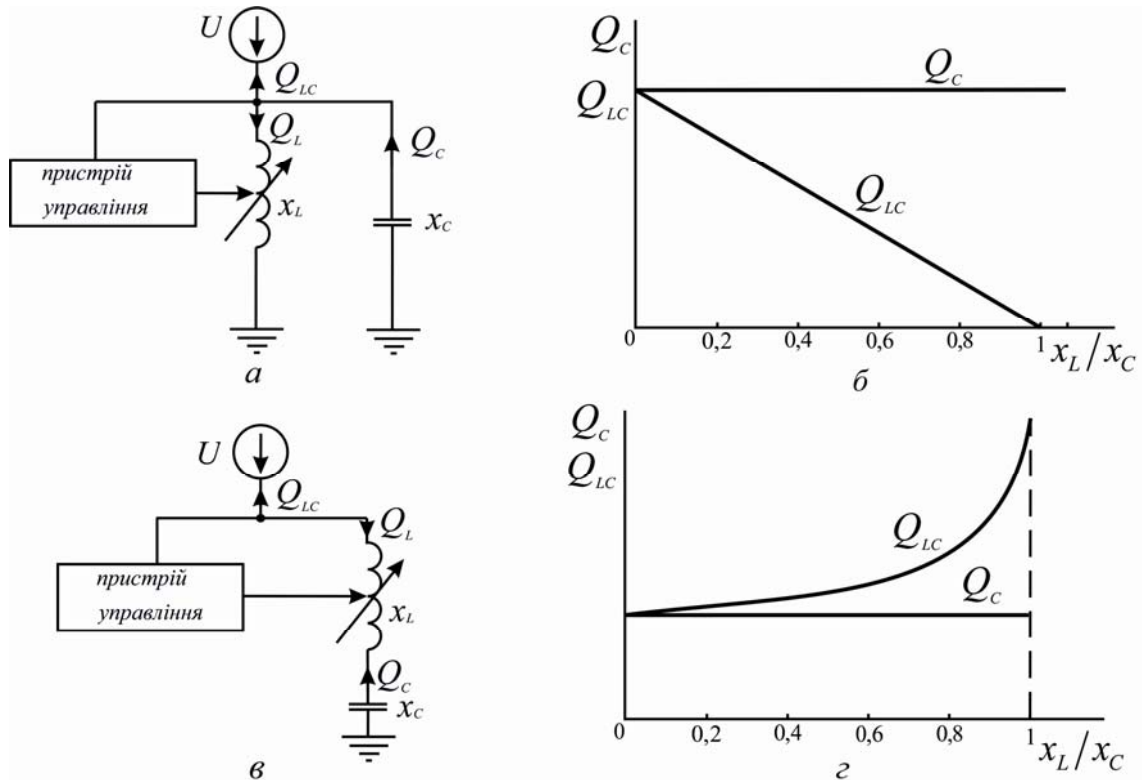


Рис. 14.5. Схеми та характеристики статичного вентиляного ДРП

Реактивна потужність ДРП з тиристорним пристроєм може повільно регулюватися залежно від струму $I_{кб}$, що перебігає через конденсаторну батарею:

$$Q = I_{кб}^2 / (\omega C_{кб}). \quad 14.29$$

Основне призначення місцевого ДРП – генерація реактивної потужності, що має наслідком розвантаження живильної чи розподільної мережі промислового підприємства від потоків реактивної енергії. Батарея конденсаторів може бути ввімкнена у будь-якому місці електричної мережі. Синхронний компенсатор розміщують у великому вузлі напругою 6...10 кВ, що, як правило, відповідає районній підстанції ЕЕС. Статичне вентиляне ДРП з паралельним з'єднанням силових елементів вмикають у схему електропостачання потужних електроприймачів з різкозмінним характером навантаження, де воно використовується як симетруючий, фільтрокомпенсуючий або фільтросиметруючий пристрій.

В оцінці стійкості режиму вузлів з компенсацією реактивної потужності суттєві щодо впливу чинники – розміщення компенсуючих пристроїв у вузлі з асинхронним навантаженням та використання місцевого ДРП у вузлі комплексного навантаження.

Завдяки місцевому ДРП знижуються втрати енергії в електричній мережі, підвищуються рівень та якість напруги в електроприймачів і поліпшуються умови стійкості режиму роботи вузла навантаження. У разі розміщення ДРП у вузлі з асинхронним навантаженням умови зовнішнього електропостачання змінюються, внаслідок чого напруга в електроприймачів через зменшення спаду напруги у живильній мережі підвищується. Спад напруги визначається за виразом

$$\Delta \dot{U} = \left\{ \begin{array}{l} P \cdot r_{зш} + (Q_C - Q_n) x_{зш} + \\ + j [P x_{зш} - (Q_C - Q_{ДРП}) r_{зш}] \end{array} \right\} / U. \quad (14.30)$$

Еквівалентні параметри зовнішньої мережі при ввімкненні синхронних компенсаторів або двигунів, що генерують реактивну потужність (рис. 14.6,а,в), можна визначити за формулами:

$$\begin{aligned} U_{Cек} &= (U_C / x_{зш} + E_{q0} / x_d) / (1/x_{зш} + 1/x_d) = \\ &= U_C [1 + (E_{q0} / U_C) / (x_{зш} / x_d)] / (1 + x_{зш} / x_d); \end{aligned} \quad (14.31)$$

$$x_{ек} = 1 / (1/x_{зш} + 1/x_d) = x_{зш} (1 + x_{зш} / x_d).$$

З (14.31) випливає, що при $E_q > U_C$ умови стійкості режиму завдяки підвищенню значень критичних параметрів, визначених за (14.1), поліпшуються, адже $U_{Cек} > U_C$, $x_{ек} < x_{зш}$.

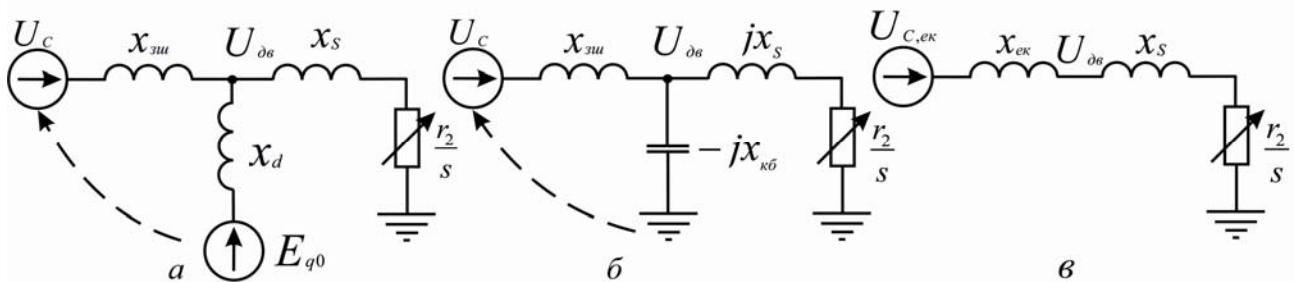


Рис. 14.6. Схема заміння асинхронного навантаження вузла:
а – при вмиканні синхронного компенсатора або двигуна; б – при вмиканні конденсаторної батареї; в – еквівалентна схема заміння

При ввімкненні конденсаторної батареї (рис. 14.6,б) еквівалентні параметри зовнішньої мережі визначають за виразами:

$$\left. \begin{aligned} U_{Cек} &= U_C / \{ jx_{зш} [1/(jx_{зш}) - 1/(jx_{кб})] \} = \\ &= U_C / (1 - x_{зш} / x_{кб}) \\ x_{ек} &= 1 / [1/(jx_{зш}) - 1/(-jx_{кб})] = x_{зш} / (1 - x_{зш} / x_{кб}) \end{aligned} \right\}, \quad (14.32)$$

тобто збільшуються значення напруги в електроприймачів ($U_{C_{ек}} > U_C$) і опору зв'язку вузла з шинами необмеженої потужності ($x_{ек} > x_{зу}$). Це призводить до відповідних змін значень критичних параметрів: критичне ковзання (14.1) зменшується до значення

$$s_{ек кр} = s_{кр} / \left\{ 1 + x_{зу} / \left[x_s (1 - x_{зу} / x_{кб}) \right] \right\}, \quad (14.33)$$

а критична напруга зростає до значення

$$U_{C_{ек кр}} = U_{C_{кр}} \sqrt{1 + x_{зу} / \left[x_s (1 - x_{зу} / x_{кб}) \right]}. \quad (14.34)$$

Запас статичної стійкості режиму вузла навантаження при цьому зменшується.

Найбільше значення активної потужності з урахуванням виразів (14.32) та (14.1) можна обчислити за формулою

$$\begin{aligned} P_{ек max} / P_{max} &= \left\{ U_{C_{ек}}^2 / \left[2(x_s + x_{ек}) \right] \right\} / \left\{ U_C^2 / \left[2(x_s + x_{зу}) \right] \right\} = \\ &= (1 + x_{зу} / x_s) / \left\{ \left[1 + (x_{зу} / x_s)(1 - x_s / x_{кб}) \right] (1 - x_{зу} / x_{кб}) \right\}, \end{aligned} \quad (14.35)$$

з якої умови стійкості режиму вузла навантаження за цією змінною залежать від конкретних співвідношень $x_{зу}$, x_s і $x_{кб}$. Збільшення потужності конденсаторної батареї негативно впливає на стійкість режиму вузла асинхронного навантаження, адже значення $x_{кб}$ зменшується.

Якщо вузол комплексного навантаження віддалений від джерела сталої напруги і має місцеве ДРП (рис. 14.1, з), то статичну стійкість режиму слід аналізувати за критерієм (14.10). Тоді рівняння небалансу реактивної потужності вузла виглядає як

$$\Delta Q = Q_C + Q_{ДРП} - Q_{нв}. \quad (14.36)$$

Останнє рівняння досліджується на екстремум графічно. При вмиканні конденсаторної батареї або синхронного компенсатора (синхронного двигуна) з $E_q > U_C$ сумарна характеристика реактивної потужності навантаження і ДРП стає більш положистою (рис. 14.7). Стійкість режиму вузла навантаження забезпечується в точках сумарної характеристики залежності реактивної потужності від напруги, в яких $\Delta Q = 0$ чи виконується умова $d\Delta Q/dU > 0$ (наприклад, точки a і a'). Із порівняння зміни інтервалу між значеннями напруги $[U_{кр}; U_{кр}^{(кб)}]$ та $[U_{кр}; U_{кр}^{(ск)}]$ виходить, що вмикання конденсаторної батареї створює менш сприятливі умови стійкості режиму вузла навантаження (особливо при малому запасі стійкості). У точках, де виконується умова $d\Delta Q/dU < 0$ (точки b і b'), стійкість режиму не зберігається. Зменшуваним значенням напруги відповідають зростаючі

значення споживаної реактивної потужності, в результаті чого, в свою чергу, збільшується спад напруги в елементах мережі між ДРП та вузлом навантаження. Таке зниження напруги через зростаючий дефіцит реактивної потужності – прогресуюче. Цей процес викликає порушення стійкості режиму всього вузла і називається *лавиною напруги*. Вузол навантаження з конденсаторною батареєю частіше піддається такому небезпечному стану, аніж з синхронним компенсатором. Це можна бачити із порівняння характеристик, що складають баланс реактивної потужності, зображених на рис. 14.7 при $Q_{обк} = Q_{ск}$.

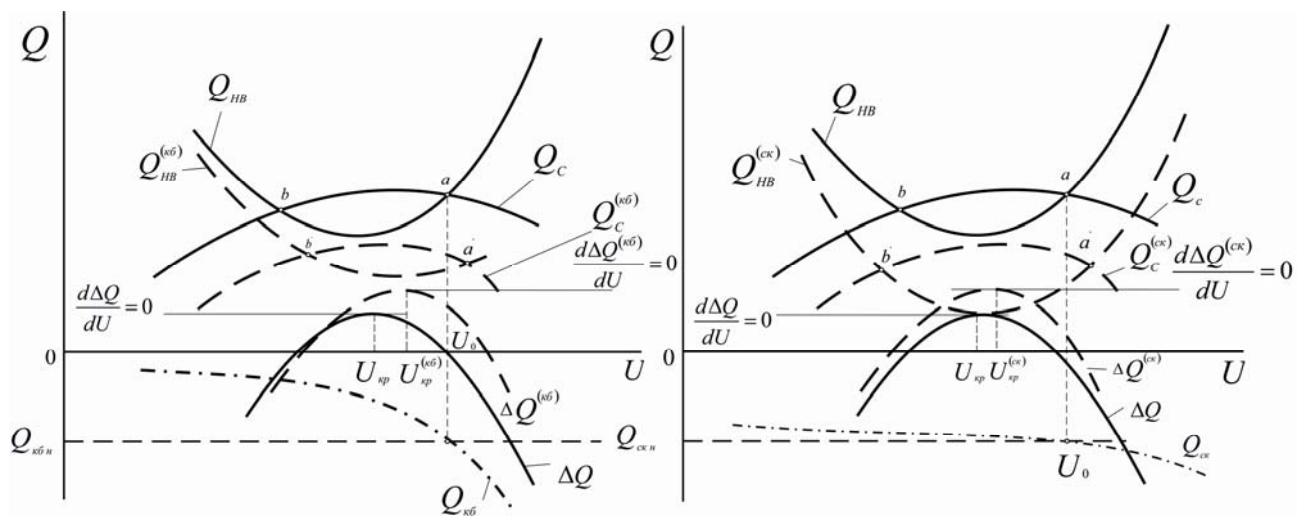


Рис. 14.7. Зміна складових балансу потужностей комплексного навантаження у вузлі ($Q_{обн} = Q_{ск.н}$) при вмиканні: *a* – конденсаторної батареї; *б* – синхронного компенсатора

14.5. Використання статичних характеристик навантаження

В аналізі стійкості режиму вузла з комплексним навантаженням СЕП необхідно мати статичні характеристики навантаження основних споживачів електричної енергії. Вигляд характеристик визначається параметрами електроприймачів, а також втратами потужності та напруги в елементах розподільних мереж. Як уже зазначалося, статичні характеристики навантаження являють собою залежності між параметрами режиму при уповільнених змінах процесів, наприклад, залежності $P = f(\delta)$ для синхронних та $P = \varphi(s)$ асинхронних двигунів.

Вузли навантаження зазвичай характеризуються статичними характеристиками у вигляді залежностей споживаної активної P і реак-

тивної Q складових потужності від напруги U , яка уповільнено змінюється. Графічне зображення цих характеристик залежить від типу навантаження (лампи розжарювання, асинхронні та синхронні двигуни, електричні печі тощо); для порівняння статичні характеристики навантаження деяких електроспоживачів зображені на рис. 14.8.

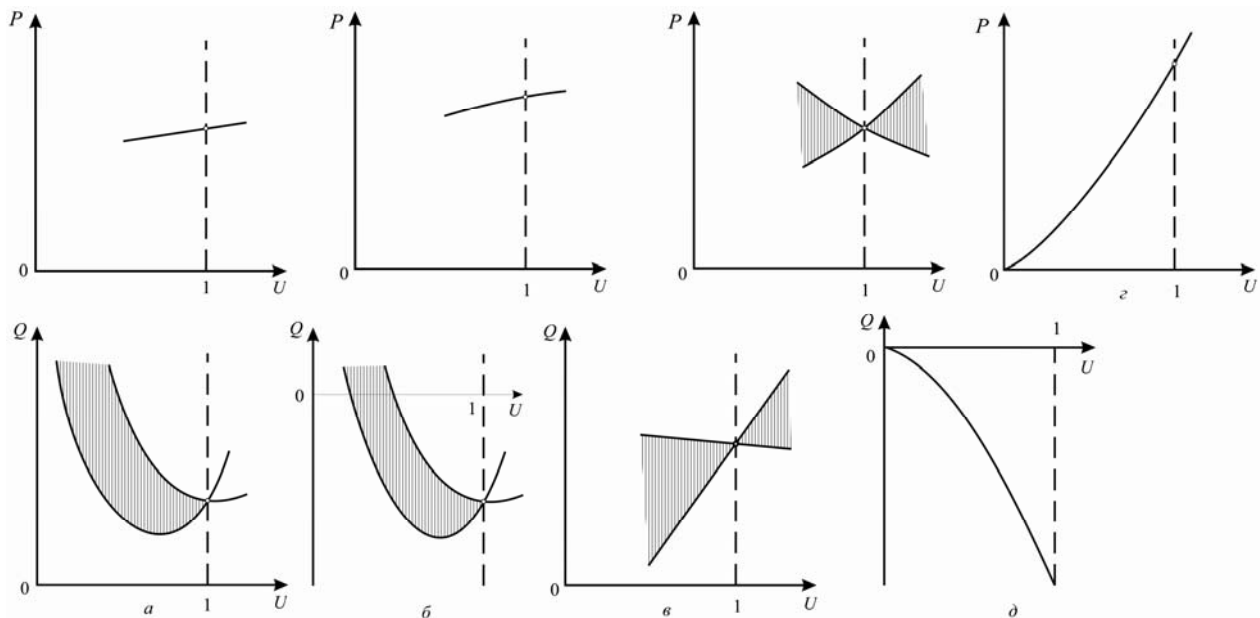


Рис. 14.8. Статичні характеристики різних електроспоживачів: *a* – асинхронний двигун; *б* – синхронний двигун; *в* – втрати у послідовних опорах; *г* – лампа розжарювання

Статичні характеристики навантаження достатньо точно відображають зміни лише при ustalених режимах, що з'являються через десятки секунд після зміни напруги. Останню умову важливо передбачити при виконанні розрахунків з послідовними змінами параметрів режиму або ж властивостей СЕП. Якщо між станами режиму період часу вимірюється хвилинами, то суттєвими можуть виявитися додаткові зміни навантаження. Вони породжуються як випадковими чинниками, так і діями обслуговуючого персоналу на підстанціях внаслідок перемикання відгалужень обмоток трансформаторів, зміни струму збудження синхронних двигунів та компенсаторів.

В аналізі перехідних процесів у вузлах навантаження слід урахувати вплив на параметри режиму регулювальних пристроїв. Коли зоною нечутливості та дискретністю регулювання трансформаторів з РПН знехтувати, то напругу на шинах електроприймачів можна вважати сталою, а активне навантаження в цьому діапазоні практично

постійним. Реактивна потужність вузла навантаження становить суму реактивного навантаження споживачів і втрат у трансформаторах з РПН, які залежать від напруги у вузлі. Якщо втрати невеликі, то в розглядуваному діапазоні реактивна потужність також приблизно постійна.

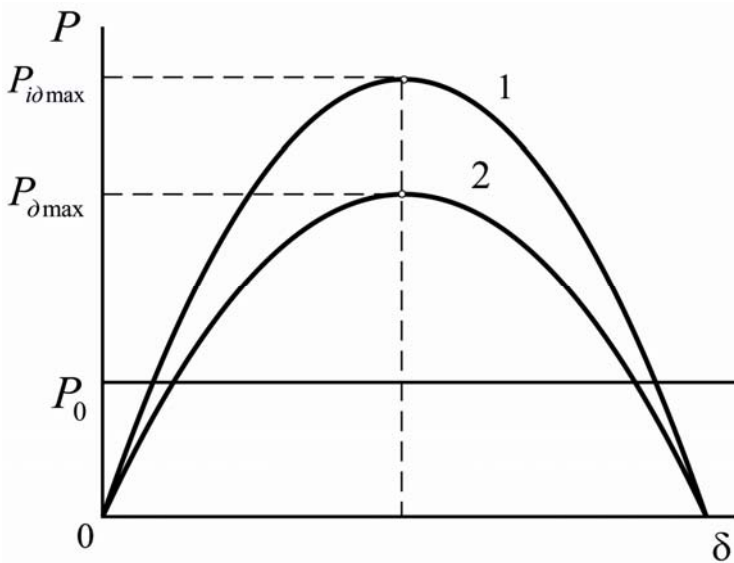


Рис. 14.9. Кутова характеристика потужності електричної системи:
1 – ідеальна; 2 – дійсна

При визначенні з погляду статичної стійкості режиму поняття потужності, яка передається у найпростішій електричній мережі, передбачалося, що напруга на шинах приймальної СЕП за всіх змін режиму роботи – стала. Таке припущення можна вважа-

ти справедливим лише тоді, коли потужність живильної системи у 8...10 разів більша потужності приймальної СЕП. Система електропостачання, однак, може мати потужність сумірну з потужністю живильної системи. Отже, напруга на шинах приймальної СЕП залежить від режиму роботи живильної системи та навантаження.

Якщо вважати, що е.р.с. генераторів живильної системи стала, то при зміні потужності, яка передається системі електропостачання, будуть змінюватися їх кути δ_1 та δ_2 , а також кут $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$. Це, в свою чергу, викличе зміну напруги на шинах приймальної СЕП. При збільшенні переданої по СЕП потужності значення цієї напруги падає, що викликає зменшення межі переданої потужності $P_{\max} = EU/x_{рез}$. Саме так зображена кривою 2 (рис. 14.9) залежність $P(\delta)$ на відміну від ідеальної характеристики 1, коли E і U – сталі.

Чим більше знижується значення напруги на шинах приймальної СЕП при збільшенні переданої потужності, тим менша дійсна межа потужності. Міра зниження значень напруги залежить від властивостей навантаження, ввімкненого до цих шин. Вплив властивостей навантаження на напругу приймальної системи визначають **регулювальним ефектом навантаження**. Під останнім розуміють явище зміни споживаних активної та реактивної складових потужності при зміні значень напруги. Регулювальним ефектом навантаження можна

відповідно назвати міру зниження активної та реактивної складових потужності зі зменшенням значень напруги.

Чисельно регулювальний ефект визначається як зміна активної або реактивної потужності навантаження на одиницю виміру напруги (рис. 14.10):

$$a_P = \Delta P / \Delta U; \quad a_Q = \Delta Q / \Delta U. \quad (14.37)$$

Якщо розглядати нескінченно малі виміри напруги, то

$$a_P = dP / dU; \quad a_Q = dQ / dU. \quad (14.38)$$

Оскільки в обчисленнях стійкості режиму здебільшого враховують лише реактивні складові опорів елементів, то на зниження значень напруги при зростанні переданої потужності переважно впливає регулювальний ефект за реактивною потужністю. При цьому чим більший нахил статичних характеристик у робочій області, тим сильніший регулювальний ефект навантаження. Цим, однак, не обмежується вплив навантаження на стійкість режиму роботи системи. Підвищення вживаної реактивної потужності (рис. 14.10: на ділянці *ab* статичної характеристики), обумовлене збільшенням значень ков-

зання асинхронних двигунів при дефіциті реактивної потужності в СЕП, призводить до лавиноподібного зниження значень напруги і супроводжується гальмуванням роторів двигунів. Як видно, порушення стійкості режиму вузла навантаження може стати причиною порушення стійкості режиму всієї СЕП.

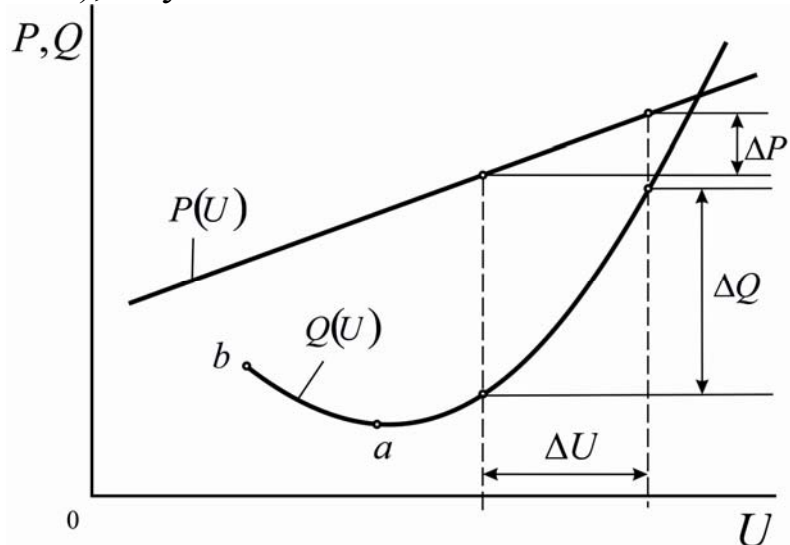


Рис. 14.10. Вигляд статичних характеристик вузла навантаження

Аналізуючи статичну стійкість, необхідно користуватися типовими статичними характеристиками комплексного навантаження, складеними проектними організаціями для певних груп споживачів у СЕП. Під час експлуатації великих вузлів навантаження СЕП змінюється схема їх електричних з'єднань, склад електроспоживачів та значення параметрів режиму. В основних вузлах великого промислового підприємства

цілеспрямовано регулюється напруга і зберігається баланс реактивної потужності. Поєднання всіх цих чинників суттєво впливає на стійкість режиму роботи вузла навантаження. Досить складно виділити окремі складові комплексного навантаження, зафіксувати їх відхилення від номінальних значень і звести до найпростішого вигляду (рис. 14.1,з) з цілої низки причин:

- багатосхідчастість мережі розподілу електричної енергії;
- наявність кількох напруг у розподільній мережі;
- розміщення регульованих компенсувальних пристроїв у різних місцях розподільної мережі;
- внаслідок централізованого автоматичного регулювання напруги в пунктах трансформації та місцевого регулювання напруги;
- за рахунок наявності різкозмінних графіків навантаження окремих промислових виробництв.

Отже, зміна у вузлі навантаження таких параметрів режиму, як активна і реактивна складові потужності та напруга, – взаємопов'язані. У зв'язку з тим, що напруга – вагомий показник стійкості режиму, в аналізі статичні характеристики комплексного навантаження для вузла доцільно подавати у вигляді поліномів

$$\left. \begin{aligned} P_{*нв} &= 1 - a_P - b_P - c_P + a_P U_* + b_P U_*^2 + c_P \omega_* \\ Q_{*нв} &= 1 - a_Q - b_Q - c_Q + a_Q U_* + b_Q U_*^2 + c_Q \omega_* \end{aligned} \right\}, \quad (14.39)$$

де $a_P, b_P, c_P, a_Q, b_Q, c_Q$ – постійні коефіцієнти, а параметри режиму (напруга, частота, активна і реактивна складові потужності) виражені у відносних одиницях виміру до їх номінальних значень.

Точність описання стану режиму вузла комплексного навантаження поліномами (14.39) невелика, проте допустима при аналізі з послідовним уточненням шляхом розгляду усталених станів режиму з кроком за часом до десятка хвилин.

Статична характеристика комплексного навантаження вузла обумовлюється складовими – статичними характеристиками навантаження окремих електроприймачів, їх груп в разі поточного виробництва, пайовою участю груп у загальному навантаженні. Отримати статичні характеристики навантаження вузла можна послідовним заміщенням розподільної мережі та його складових, які можуть подаватися і середніми (узагальненими) показниками. Така методика викладена в [11] і для її використання необхідно знати регульовальні ефекти складових навантаження вузла.

Окремо слід урахувувати групи електроприймачів, що живляться через трансформатори з пристроями автоматичного регулювання напруги. Статичні характеристики навантаження з такими електроприймачами при зміні живильної напруги від U_{*1} до U_{*2} (вирази $P_{*нв}$ та $Q_{*нв}$ за структурою аналогічні) виражені поліномами:

$$P_{*нв} \approx \begin{cases} 1 - a_P - b_P - c_P + a_P(U_*/U_{*1}) + b_P(U_*/U_{*1})^2 + c_P\omega_*, \\ U_* < U_{*1}; \\ 1 - c_P + c_P\omega_*, U_{*1} \leq U_* \leq U_{*2}; \\ 1 - a_P - b_P - c_P + a_P(U_*/U_{*2}) + b_P(U_*/U_{*2})^2 + c_P\omega_*, \\ U_* > U_{*2}. \end{cases} \quad (14.40)$$

Викладений спосіб отримання статичних характеристик комплексного навантаження дещо трудомісткий.

Альтернативний варіант – використання експериментальних даних щодо великих вузлів навантаження, на основі яких отримують узагальнені (середні, типові) статичні характеристики. Поліноми (14.39) при цьому зручно записати для малих відхилень напруги і частоти, визначивши їх через коефіцієнти регулювального ефекту навантаження, під яким мають на увазі зміну споживаної потужності при зміні напруги:

$$\begin{aligned} k_{PU} &= (\partial P_{нв} / \partial U)_{U_{*1}} = a_P + 2b_P; & k_{P\omega} &= (\partial P_{нв} / \partial \omega)_{\omega_{*1}} = c_P; \\ k_{QU} &= (\partial Q_{нв} / \partial U)_{U_{*1}} = a_Q + 2b_Q; & k_{Q\omega} &= (\partial Q_{нв} / \partial \omega)_{\omega_{*1}} = c_Q, \end{aligned} \quad (14.41)$$

де k_{PU} , k_{QU} – відповідно регулювальні ефекти активної та реактивної складових потужності навантаження за напругою при сталій частоті; $k_{P\omega}$, $k_{Q\omega}$ – те ж за частотою при сталій напрузі.

На основі аналізу експериментальних даних в [11] узагальнені статистичні характеристики навантаження вузла можуть бути визначені у чисельному вигляді в інтервалі зміни напруги від $1,1U_n$ до критичного значення, для значень напруги нижче критичного стану і режиму, який існує після вимкнення деяких електроприймачів при значеннях напруги більше критичного. Від $1,1U_n$ до критичного значення напруги характеристика активного навантаження вузла описується рівнянням

$$P_{*нв} = 1 - k_{PU} + k_{PU}U_* + k_{P\omega}\omega_*, \quad (14.42)$$

де $k_{PU} = 0,9 \pm 0,5$ – коефіцієнт навантаження, склад якого близький до середнього, причому для промислових вузлів навантаження

$k_{PU} = 0,6 \pm 0,3$, а для вузлів невеликих промислових підприємств $k_{PU} = 1,2 \pm 0,3$. Орієнтовні значення коефіцієнта $k_{P\omega} = 1,2 \pm 0,8$; більшим значенням $k_{P\omega}$ звичайно відповідає менше значення коефіцієнта k_{PU} і навпаки.

З урахуванням названих значень коефіцієнтів k_{PU} та $k_{P\omega}$ рівняння (14.42) набирає вигляду

$$P_{*нв} = -1,1 + 0,9U_* + 1,2\omega_* \quad (14.42,а)$$

Разом із змінами реактивного навантаження залежно від напруги необхідно додатково брати до уваги значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi_{нв}$, оскільки ці значення встановлюються дією ДРП. Регулювальний ефект за напругою зі сталою частотою некомпенсованого реактивного навантаження $k_{QU} = 3,8 \pm 1,8$, а скомпенсованого – $k_{QU} \approx (1,1 \pm 1,1)/\text{tg} \varphi_{нв} + 2$. Регулювальний ефект реактивного навантаження за частотою зі сталою напругою $k_{Q\omega} \approx (-1,5 \pm 1)/\text{tg} \varphi_{нв} + 1$. Зваживши на це, статичну характеристику реактивного навантаження вузла опишемо рівнянням

$$Q_{*нв} \approx \left[\begin{array}{l} 5,7 - \text{tg} \varphi_{нв} - 9,5U_* + \\ + (5,3 + \text{tg} \varphi_{нв})U_*^2 + (\text{tg} \varphi_{нв} - 1,5)\omega_* \end{array} \right] / \text{tg} \varphi_{нв} \quad (14.43)$$

Для значень напруги нижче критичного точно описати статичні характеристики навантаження вузла не вдається, бо прогнозувати в такому стані споживання реактивної потужності електроприймачами досить складно. Можливе виникнення лавини напруги через зростаючий дефіцит реактивної потужності в мережі. Цей процес може припинитися лише з вимкненням частини електроприймачів. Тому в режимі, що встановлюється після того, як напруга стане меншою критичної (декілька секунд), можна використовувати описання статичних характеристик навантаження вузла:

$$P_{*нв} = 0,4U_*^2; \quad Q_{*нв} = 2,4U_*^2 \quad (14.44)$$

У післяаварійному режимі, коли частина електроприймачів вимкнена, при значеннях напруги вище критичного вважають, що вид статичних характеристик навантаження вузла збігається з початковими характеристиками, перерахованими на частку навантаження, яка залишилася (індексом "штрих" позначені показники післяаварійного режиму):

$$\left. \begin{array}{l} P'_{*нв}(U_*, \omega_*) = (P'_{нв}/P_{нв})P_{*нв}(U_*, \omega_*) \\ Q'_{*нв}(U_*, \omega_*) = (Q'_{нв}/Q_{нв})Q_{*нв}(U_*, \omega_*) \end{array} \right\} \quad (14.45)$$

Тут $P'_{нв}/P_{нв}$ – відносна частка споживаної активної потужності залишковою частиною електроприймачів вузла навантаження; $Q'_{нв}/Q_{нв}$ – відносна частка споживаної реактивної потужності в післяаварійному режимі.

На основі розглянутої моделі вузла навантаження статичну стійкість режиму вузла з комплексним навантаженням оцінюють з використанням непрямих критеріїв стійкості (14.9) та (14.10) за методикою, викладеною у підрозд. 14.3.

Приклади розрахунків

Приклад 14.1. Визначити показники для межі статичної стійкості режиму роботи групи електроприймачів (чотири асинхронних двигуни типу АЗ-13-59-6), які живляться через ЛЕП від ГПП (рис. 14.11). Початкові дані для розрахунку позначено на рисунку.

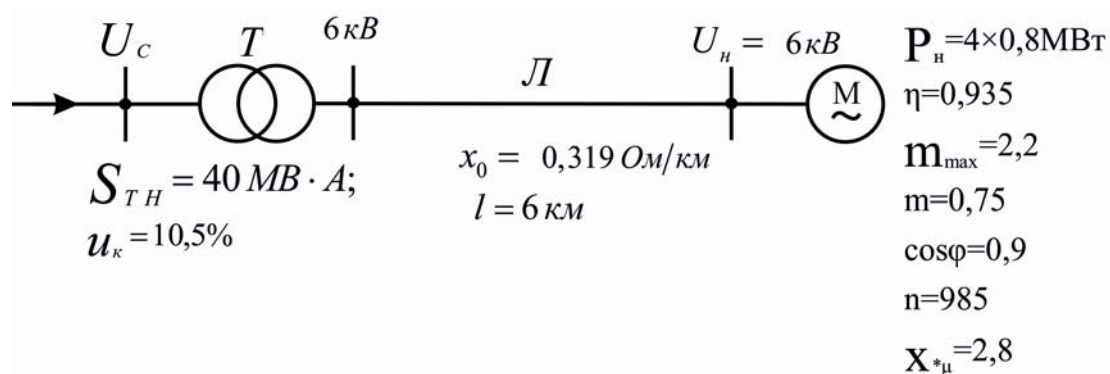


Рис. 14.11 (до прикладу 14.1)

Розв'язання. Попередньо розраховуємо значення параметрів елементів електропередачі та параметрів навантаження із зведенням до базисної напруги $U_{\delta} = 6 \text{ кВ}$ і базисної потужності

$$S_{\delta} = S_{aДн} = 4P_n / (\eta \cos \varphi_n) = 4 \cdot 0,8 / (0,935 \cdot 0,9) = 3,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Опір трансформатора

$$x_{*Т} = u_k S_{\delta} / (100 S_{Тн}) = 10,5 \cdot 3,8 / (100 \cdot 40) = 0,01.$$

Опір ЛЕП

$$x_{*л} = x_0 l S_{\delta} / U_{\delta}^2 = 0,319 \cdot 6 \cdot 3,8 / 6^2 = 0,202.$$

Індуктивний опір розсіювання магнітного ланцюга двигуна

$$x_{*s} = 1 / (2m_{max} \cos \varphi_n) = 1 / (2 \cdot 2,2 \cdot 0,9) = 0,253.$$

Активна потужність, споживана у початковому режимі двигунами,

$$P_* = 4mP_{Дн} / S_{\delta} = 4 \cdot 0,75 \cdot 0,8 / 3,8 = 0,632.$$

Активний опір ротора двигуна у початковому режимі (спрощена схема заміщення асинхронного двигуна)

$$P_* = U_{*б} (r_{*2}/s) / [x_{*s}^2 + (r_{*2}/s)^2] \Rightarrow 0,632 = 1^2 (r_{*2}/s) / [0,253^2 + (r_{*2}/s)^2],$$

звідки $r_{*2}/s = 1,54$.

Реактивна потужність, споживана у початковому режимі двигунами,
 $Q_* = [P_*/(r_{*2}/s)]x_{*s} + U_{*б}^2/x_{*μ} = (0,632/1,54)0,253 + 1^2/2,8 = 0,461$.

Значення напруги на шинах системи у початковому режимі

$$U_{*C0} = \sqrt{(U_{*б}^2 + Q_*x_{*3ш})^2 + (P_*x_{*3ш})^2} / U_{*б} =$$

$$= \sqrt{(1^2 + 0,461 \cdot 0,212)^2 + (0,632 \cdot 0,212)^2} / 1 = 1,105.$$

Значення напруги на шинах системи, при якій відбувається гальмування двигунів

$$U_{Cкр} = \sqrt{2P_*(x_{*s} + x_{*3ш})} = \sqrt{2 \cdot 0,632(0,253 + 0,01 + 0,202)} = 0,766.$$

Запас стійкості режиму за напругою

$$K_{3U} = (U_{*C0} - U_{*Cкр})100/U_{*C0} = (1,105 - 0,766) \cdot 100/1,105 = 30,8\%.$$

Приклад 14.2. На рис. 14.12 зображено схему живлення синхронного двигуна типу СДН-18-61-20. Визначити максимально припустиме навантаження двигуна за умови збереження ним статичної стійкості режиму та запас статичної стійкості режиму роботи двигуна у нормальному режимі. Початкові дані для розрахунку – на рисунку.

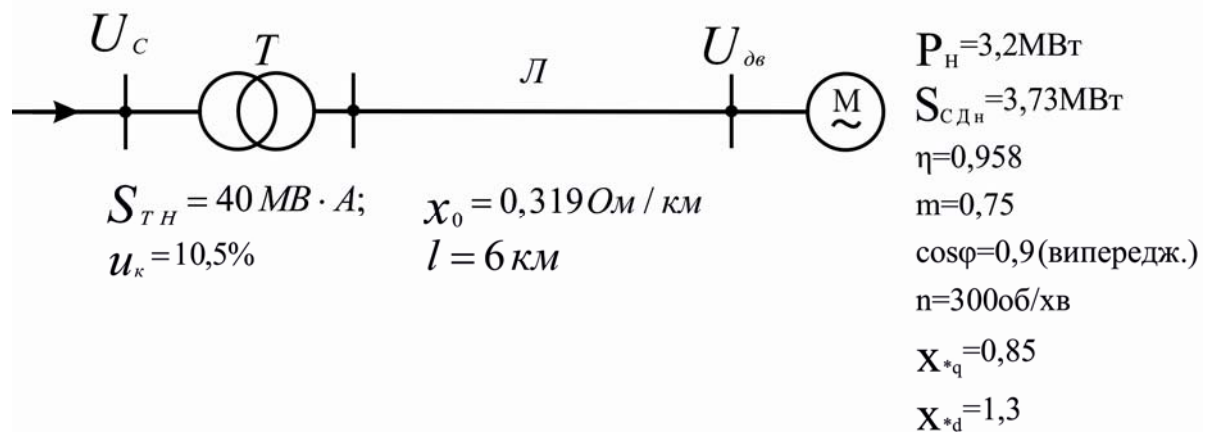


Рис. 14.12 (до прикладу 14.2)

Розв'язання. Параметри схеми та режиму двигуна зводимо до базисних значень напруги $U_б = 6 \text{ кВ}$ ($U_{*б} = 1$) і потужності $S_б = S_{сдн} = 3,73 \text{ МВА}$.

Опір трансформатора

$$x_{*T} = u_k S_б / (100 S_{TH}) = 10,5 \cdot 3,73 / (100 \cdot 40) = 0,098.$$

Опір ЛЕП

$$x_{*л} = x_0 l S_{\bar{\sigma}} / U_{\bar{\sigma}}^2 = 0,319 \cdot 6 \cdot 3,73 / 6^2 = 0,198.$$

Опір двигуна

$$x_{*d} = x_{*н d} S_{\bar{\sigma}} / S_{c Д н} = 1,3;$$

$$x_{*q} = x_{*н q} S_{\bar{\sigma}} / S_{c Д н} = 0,85.$$

Активна та реактивна складові потужності навантаження двигуна

$$P_{*0} = m P_{н} / S_{\bar{\sigma}} = 0,75 \cdot 3,2 / 3,73 = 0,641;$$

$$Q_{*0} = P_{*0} \operatorname{tg} \varphi = 0,643 \operatorname{tg}(\arccos 0,9) = -0,312.$$

Значення напруги в системі для початкового режиму

$$U_{*c0} = \sqrt{(U_{*\bar{\sigma}}^2 + Q_{*0} x_{*зш})^2 + (P_{*0} x_{*зш})^2} / U_{*\bar{\sigma}} =$$

$$= \sqrt{[1^2 - 0,312(0,098 + 0,198)]^2 + [0,634(0,098 + 0,198)]^2} / 1 = 1,07.$$

Електрорушійна сила двигуна у початковому режимі

$$E_{*q} = [U_{*\bar{\sigma}}^4 - U_{*\bar{\sigma}}^2 Q_{*0} (x_{*q} + x_{*d}) + (P_{*0}^2 + Q_{*0}^2) x_{*d} x_{*q}] /$$

$$/ [U_{*\bar{\sigma}} \sqrt{U_{*\bar{\sigma}}^4 - 2U_{*\bar{\sigma}}^2 Q_{*0} x_{*q} + (P_{*0}^2 + Q_{*0}^2) x_{*q}^2}] =$$

$$= [1^4 - 1^2 \cdot 0,312(0,85 + 1,3) + (0,643^2 + 0,312^2) \cdot 0,85 \cdot 1,3] /$$

$$/ [1 \cdot \sqrt{1^4 - 2 \cdot 1^2 \cdot 0,312 \cdot 0,85 + (0,643^2 + 0,312^2) \cdot 0,85^2}] = 1,61.$$

Максимальне значення активної потужності у системі

$$P_{*max} = U_{*c0} E_{*q} / (x_{*d} + x_{*зш}) = 1,07 \cdot 1,61 / (1,3 + 0,208) = 1,14.$$

Значення напруги у системі, яке відповідає межі статичної стійкості режиму двигуна

$$U_{*cкр} = P_{*0} (x_{*d} + x_{*зш}) / E_{*q} = 0,643 \cdot (1,3 + 0,208) / 1,61 = 0,602.$$

Запас статичної стійкості за напругою

$$K_{зУ} = (U_{*c0} - U_{*cкр}) \cdot 100 / U_{*c0} = (1,108 - 0,602) \cdot 100 / 1,108 = 45,7\%.$$

Приклад 14.3. Користуючись результатами, отриманими у двох попередніх прикладах, оцінити зміну статичної стійкості режиму вузлів навантаження залежно від параметрів електропередачі.

Розв'язання. Залежності параметрів режиму від опору електричної мережі на основі виконаних у попередніх прикладах розрахунків описуємо рівнянням для вузла:

- з асинхронними двигунами

$$U_{*c0} = \sqrt{(1 + 0,104 x_{*зш})^2 + 0,399 x_{*зш}^2};$$

$$U_{*cкр} = \sqrt{0,32 + 1,264 x_{*зш}};$$

- з синхронними двигунами

$$U_{*c0} = \sqrt{(1 - 0,312 x_{*зш})^2 + 0,413 x_{*зш}^2};$$

$$U_{*cкр} = 0,519 + 0,399 x_{*зш}.$$

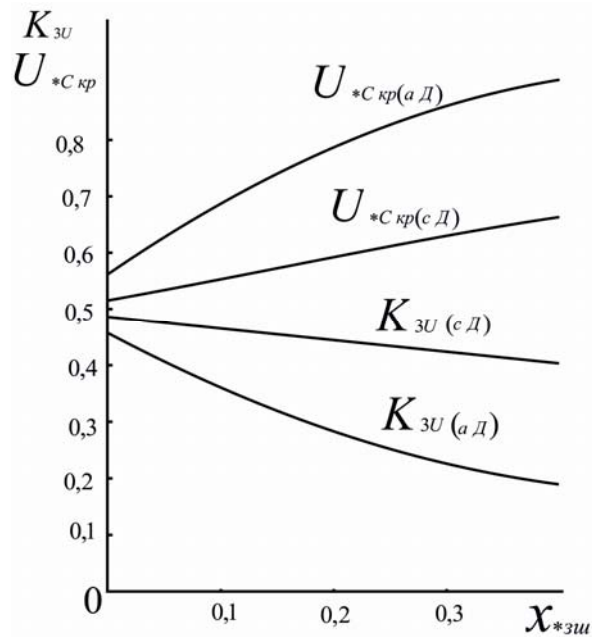


Рис. 14.13 (до прикладу 14.3)

Дані розрахунку цих залежностей зведено до табл. 14.2 і зображено на рис. 14.13. Як бачимо, вузол з синхронним двигуном зберігає вищі значення критичних параметрів режиму за статичною стійкістю режиму при збільшенні опору електричної мережі (аніж такий же вузол з асинхронними двигунами).

Таблиця 14.2

Параметри статичного навантаження

U_*	0	0,20	0,40	0,60	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,0	1,05	1,10
P_*	0	0,05	0,18	0,41	0,53	0,60	0,68	0,75	0,83	0,91	1,0	1,09	1,18
Q_*	0	0,03	0,12	0,27	0,34	0,39	0,43	0,52	0,62	0,77	1,0	1,35	1,90

Приклад 14.4. Оцінити умови статичної стійкості режиму навантаження розподільного пункту з напругою 6 кВ, який ввімкнено до ГПП заводу через КЛ і живить шість асинхронних двигунів типу АЗ-13-62-8 та чотири синхронних двигуни типу СДЗ-13-34-6А (рис. 14.14,а). Дані для розрахунку – на рисунку.

Розв'язання. Складаємо схему заміщення СЕП (рис. 14.4,б) і визначаємо параметри її елементів у відносних одиницях виміру, виконуючи наближене зведення до базисних умов $U_{\bar{0}} = 6 \text{ кВ}$ і

$$S_{\bar{0}} = 6S_{a \text{ Дн}} + 4S_{c \text{ Дн}} = 6 \cdot 0,63 / (0,935 \cdot 0,87) + 4 \cdot 0,45 / (0,93 \cdot 0,9) = 6,8 \text{ МВА}$$

Опір зв'язку ГПП з живильною електричною системою

$$x_{*c} = S_{\bar{0}} / S_k = 6,8 / 500 = 0,0136.$$

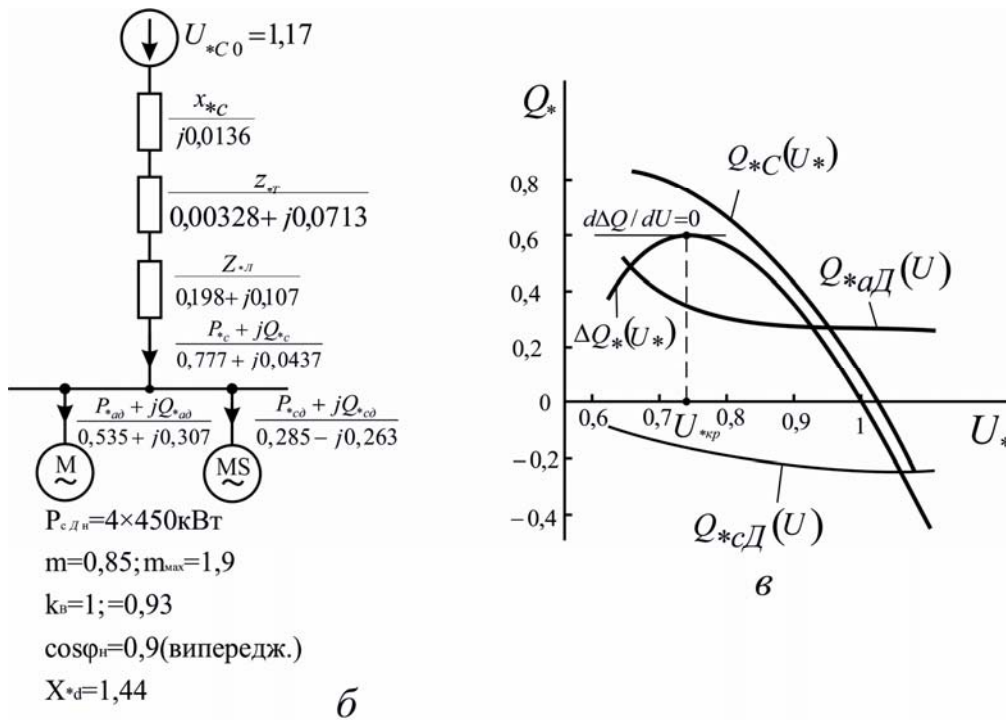
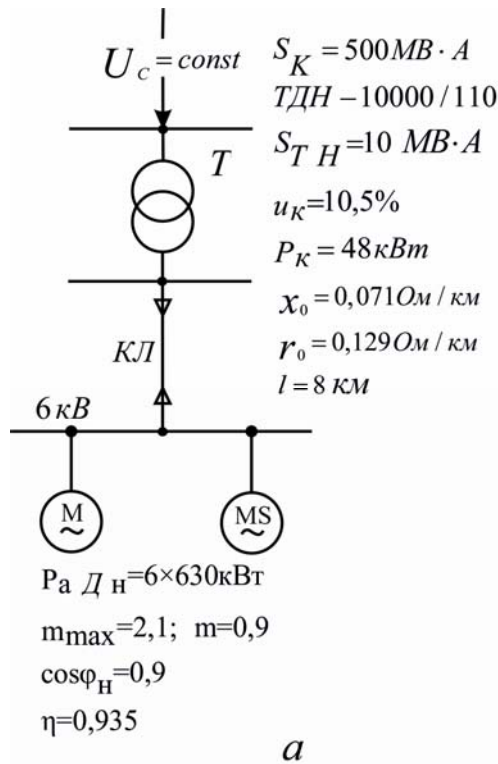


Рис. 14.14 (до прикладу 14.4)

Опір трансформатора:

$$|z_{*T}| = u_K S_{\delta} / (100 S_{T H}) = 10,5 \cdot 6,8 / (100 \cdot 10) = 0,0714;$$

$$r_{*T} = \Delta P_K S_{\delta} / S_{T H}^2 = 0,048 \cdot 6,8 / 10^2 = 0,00326;$$

$$x_{*T} = \sqrt{0,0714^2 - 0,00326^2} = 0,0713.$$

Опір КЛ:

$$r_{*л} = r_0 l S_{\bar{\sigma}} / U_{\bar{\sigma}}^2 = 0,129 \cdot 8 \cdot 6,8 / 6^2 = 0,195;$$

$$x_{*л} = x_0 l S_{\bar{\sigma}} / U_{\bar{\sigma}}^2 = 0,071 \cdot 8 \cdot 6,8 / 6^2 = 0,107.$$

Результуючі опори живильної мережі:

$$r_{*зш} = 0,00326 + 0,195 = 0,1983;$$

$$x_{*зш} = 0,0136 + 0,0713 + 0,107 = 0,1919.$$

Параметри еквівалентного асинхронного двигуна:

▪ для номінального режиму

$$S_{*а Дн} = [6 \cdot 0,63 / (0,935 \cdot 0,87)] / 6,8 = 0,684;$$

$$P_{*а Д1н} = P_{а Дн} / (\eta S_{\bar{\sigma}}) = 6 \cdot 0,63 / (0,935 \cdot 6,8) = 0,595;$$

$$Q_{*а Д1н} = P_{*а Д1н} \operatorname{tg} \varphi_n = 0,595 \operatorname{tg}(\arccos 0,87) = 0,337;$$

▪ для початкового режиму ($U_{*\bar{\sigma}} = 1$)

$$P_{*а Д} = m P_{*а Д1н} = 0,9 \cdot 0,595 = 0,535;$$

$$Q_{*а Д} = Q_{*а Д1н} \left\{ c + m / \left[\operatorname{tg} \varphi_n \left(m_{max} / m + \sqrt{m_{max}^2 / m^2 - 1} \right) \right] \right\},$$

де

$$c = 1 - 1 / \left[\left(m_{max} + \sqrt{m_{max}^2 - 1} \right) \operatorname{tg} \varphi_n \right] =$$

$$= 1 - 1 / \left[\left(2,1 + \sqrt{2,1^2 - 1} \right) \operatorname{tg}(\arccos 0,87) \right] = 0,553;$$

$$Q_{*а Д} = 0,337 \left\{ 0,553 + 0,9 / \left[0,56 \left(2,1 / 0,9 + \sqrt{2,1^2 / 0,9^2 - 1} \right) \right] \right\} = 0,307.$$

Параметри еквівалентного синхронного двигуна:

• для нормального режиму

$$S_{*с Дн} = [4 \cdot 0,45 / (0,93 \cdot 0,9)] / 6,8 = 0,316;$$

$$P_{*с Д1н} = P_{*с Дн} / (\eta S_{\bar{\sigma}}) = 4 \cdot 0,45 / (0,93 \cdot 6,8) = 0,285;$$

• для початкового режиму ($U_{*\bar{\sigma}} = 1$)

$$P_{*с Д} = m P_{*с Д1н} = 0,85 \cdot 0,285 = 0,242;$$

$$Q_{*с Д} = S_{*с Дн} \left[\sqrt{\left(k_{з\bar{\sigma}x} / k_{з\bar{\sigma}} \right)^2 - \left(x_{*д} P_{*с Д} / S_{*с Дн} \right)^2} - 1 \right] / x_{*д},$$

де

$$k_{з\bar{\sigma}x} \approx 1 / (x_{*д} m_{max} \cos \varphi_n) = 1 / (1,44 \cdot 1,9 \cdot 0,9) = 0,406;$$

$$Q_{*с Д} = 0,316 \left[\sqrt{\left(1 / 0,406 \right)^2 - \left(1,44 \cdot 0,242 / 0,316 \right)^2} - 1 \right] / 1,44 = 0,263.$$

Потужність, яка надходить до вузла навантаження від ГПП:

$$P_{*с} = P_{*а Д} + P_{*с Д} = 0,535 + 0,242 = 0,777;$$

$$Q_{*с} = Q_{*а Д} - Q_{*с Д} = 0,307 - 0,263 = 0,0437.$$

Значення напруги на шинах ГПП у початковому режимі ($U_{*C0} = const$)

$$U_{*C0} = \sqrt{\frac{[1 + (0,777 \cdot 0,1983 + 0,0437 \cdot 0,1919)/1]^2 +}{+(0,777 \cdot 0,1919 - 0,0437 \cdot 0,1983)^2/1^2}} = 1,17.$$

Зміна напруги у вузлі порушує баланс реактивної потужності. Знайдемо складові реактивної потужності у вузлі навантаження залежно від напруги:

▪ реактивна потужність, яка надходить від ГПП, відповідно до виразу (14.13)

$$Q_{*c}(U_*) = \left(\frac{-U_*^2 - 0,777 \cdot 0,1983 +}{+\sqrt{1,17^2 U_*^2 - 0,777^2 \cdot 0,1919^2}} \right) / 0,1919 \Rightarrow \\ \Rightarrow Q_{*c}(U_*) = 5,21(-U_*^2 - 0,154 + \sqrt{1,37U_*^2 - 0,0222});$$

▪ реактивна потужність еквівалентного асинхронного двигуна за виразом (14.15,a)

$$Q_{*aД}(U_*) = 0,337 \left\{ \begin{array}{l} 0,553U_*^2 + \\ +0,9/[0,567(2,1U_*^2/0,9 + \sqrt{2,1^2U_*^4/0,9^2 - 1})] \end{array} \right\} \Rightarrow \\ \Rightarrow Q_{*aД}(U_*) = 0,168U_*^2 + 0,535 / (2,33U_*^2 + \sqrt{5,44U_*^4 - 1});$$

▪ реактивна потужність еквівалентного синхронного двигуна за виразом (14.23)

$$Q_{*cД}(U_*) = 0,316 \left[\sqrt{U_*^2/0,406^2 - (1,44 \cdot 0,242/0,316)^2} - U_*^2 \right] / \\ / 1,44 \Rightarrow Q_{*cД}(U_*) = 0,219(\sqrt{6,067U_*^2 - 1,216} - U_*^2).$$

Результати розрахунку складових балансу реактивної потужності при різних значеннях напруги у вузлі навантаження:

U_*	0,6	0,66	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1	1,05	1,1	1,15
Q_{*c}	0,9	0,87	0,84	0,78	0,68	0,56	0,41	0,33	0,04	-0,19	-0,44	-0,72
$Q_{*aД}$	-	0,53	0,41	0,35	0,32	0,31	0,3	0,3	0,31	0,31	0,32	0,335
$Q_{*cД}$	0,14	0,17	0,18	0,2	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28	0,282
ΔQ_*	-	0,51	0,61	0,62	0,58	0,48	0,35	0,28	0	-0,23	-0,48	-0,77

З графічного аналізу цих складових за критерієм $d\Delta Q/dU = 0$ (рис. 14.14,в) випливає, що критична напруга у вузлі $U_{*кр} = 0,73$. Запас статичної стійкості режиму $K_{3U} = 100(1 - 0,73)/1 = 27\%$.

Приклад 14.5. Виявити зміну умов статичної стійкості режиму за напругою вузла навантаження з дев'ятьма асинхронними двигунами (рис. 14.15,a) при вмиканні конденсаторної батареї, яка має у початковому режимі потужність, що дорівнює компенсувальній спроможності синхронних двигунів із попереднього прикладу. Дані для розрахунку – на рисунку. Активна потужність, споживана у вузлі, і параметри зовнішньої мережі в іменованих одиницях виміру відповідають даним, наведеним у попередньому прикладі.

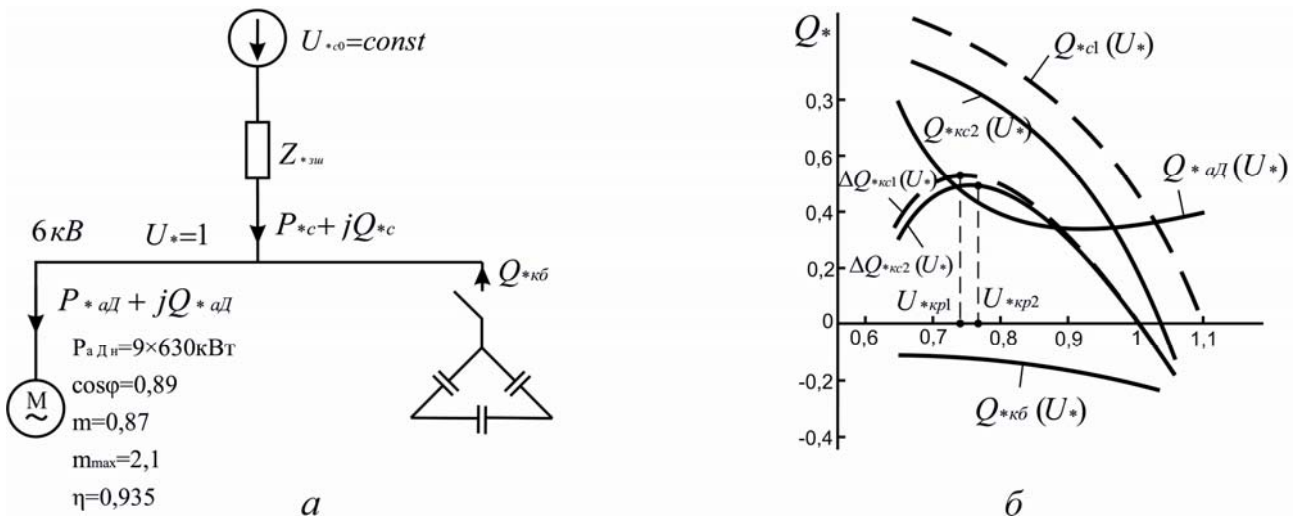


Рис. 14.15 (до прикладу 14.5)

Розв'язання. За базисні умови для вузла навантаження беремо:

$$U_{*б} = U/U_{б} = 6/6 = 1;$$

$$S_{б} = P_{aДн}/(\eta \cos \varphi_n) = 9 \cdot 0,63 / (0,935 \cdot 0,89) = 6,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Зважаючи на те, що чисельні значення базисних величин збігаються з узяними з прикладу 14.4, параметри зовнішньої мережі

$$\underline{z}_{*зм} = 0,1983 + j0,1919.$$

Параметри еквівалентного асинхронного двигуна:

- для номінального режиму

$$P_{*aД1н} = P_{aДн}/(\eta S_{б}) = 9 \cdot 0,63 / (0,935 \cdot 6,8) = 0,892;$$

$$Q_{*aД1н} = P_{*aД1н} \operatorname{tg} \varphi_n = 0,892 \operatorname{tg}(\arccos 0,89) = 0,457;$$

- для початкового режиму

$$P_{*aД} = m P_{*aД1н} = 0,87 \cdot 0,892 = 0,777;$$

$$Q_{*aД} = Q_{*aД1н} \left\{ c + m / \left[\left(m_{\max} / m + \sqrt{m_{\max}^2 / m^2 - 1} \right) \operatorname{tg} \varphi_n \right] \right\},$$

де

$$c \approx 1 - 1 / \left[\left(m_{\max} + \sqrt{m_{\max}^2 - 1} \right) \operatorname{tg} \varphi_n \right] =$$

$$= 1 - 1 / \left[\left(2,1 + \sqrt{2,1^2 - 1} \right) 0,512 \right] = 0,505;$$

$$Q_{*aД} = 0,457 \left\{ 0,505 + 0,87 / \left[\left(2,1 / 0,87 + \sqrt{2,1^2 / 0,87^2 - 1} \right) 0,512 \right] \right\} = 0,399.$$

Активна потужність, що надходить до вузла від ГПП, $P_{*C} = P_{*aД} = 0,777$, а реактивна потужність (компенсація відсутня) дорівнює $Q_{*C1} = Q_{*aД} = 0,399$.

Реактивна потужність при ввімкненні конденсаторної батареї у вузлі навантаження

$$Q_{*C2} = Q_{*aД} - Q_{*кб} = 0,399 - 0,263 = 0,136.$$

Значення напруги на шинах ГПП у початковому режимі:

- при відсутності компенсації реактивної потужності

$$U_{*C01} = \sqrt{\left[1 + (0,777 \cdot 0,198 + 0,399 \cdot 0,192)/1\right]^2 + (0,777 \cdot 0,192 - 0,399 \cdot 0,198)^2} = 1,23;$$

- при ввімкненні конденсаторної батареї

$$U_{*C02} = \sqrt{\left(1 + (0,777 \cdot 0,198 + 0,136 \cdot 0,192)\right)^2 + (0,777 \cdot 0,192 - 0,136 \cdot 0,198)^2} = 1,186.$$

Реактивна потужність, що надходить від ГПП:

$$Q_{*C1}(U_*) = 5,21(-U_*^2 - 0,154 + \sqrt{1,52U_*^2 - 0,0222});$$

$$Q_{*C2}(U_*) = 5,21(-U_*^2 - 0,154 + \sqrt{1,41U_*^2 - 0,0222}).$$

Реактивна потужність еквівалентного асинхронного двигуна

$$Q_{*aД}(U_*) = 0,457(0,505U_*^2 + 0,87 / (0,512(2,1U_*^2/0,87 + \sqrt{2,1^2U_*^4/0,87^2 - 1}))) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow Q_{*aД}(U_*) = 0,231U_*^2 + 0,777 / (2,41U_*^2 + \sqrt{5,83U_*^4 - 1}).$$

Реактивна потужність конденсаторної батареї

$$Q_{*кб}(U_*) = Q_{*кбн} U_*^2 = 0,263U_*^2.$$

Результати розрахунку складових балансу реактивної потужності при різних значеннях напруги у вузлі зведено до табл. 14.3 і зображено на рис. 14.15,б.

Таблиця 14.3

Результати розрахунків параметрів режиму роботи двигунів

Зовнішній опір (трансформатора КЛ)	$x_{*зи}$									
		0	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4
Вузол з асинхронними двигунами	U_{*c0}	1,0	1,006	1,012	1,02	1,029	1,038	1,048	1,06	1,072
	$U_{*cкр}$	0,566	0,619	0,668	0,714	0,757	0,797	0,836	0,873	0,909
	K_3U	0,434	0,385	0,34	0,3	0,267	0,232	0,202	0,176	0,152
Вузол з синхронними двигунами	U_{*c0}	1,0	1,016	1,033	1,051	1,07	1,09	1,11	1,13	1,154
	$U_{*cкр}$	0,519	0,539	0,559	0,579	0,598	0,618	0,638	0,658	0,678
	K_3U	0,481	0,469	0,459	0,449	0,441	0,433	0,425	0,418	0,412

З рівнянь

$$\Delta Q_{*C1} = Q_{*C1} - Q_{*a Д}; \quad \Delta Q_{*C2} = Q_{*C2} + Q_{*кб} - Q_{*a Д}$$

знаходимо значення критичної напруги: при відсутності компенсації $U_{*кр1} = 0,745$; при вмиканні конденсаторної батареї $U_{*кр2} = 0,76$.

Таким чином, вмикання конденсаторної батареї знижує вимоги до рівня напруги на ГПП, але погіршує умови статичної стійкості режиму: запас стійкості знижується з $K_{зU} = 100(1 - 0,745) = 25,5 \%$ до $K_{зU} = 100(1 - 0,76) = 24 \%$.

Порівняння цих результатів з отриманими у попередньому прикладі свідчить, що заміна асинхронних двигунів синхронними більше підходить до зниження вимог щодо рівня напруги на шинах ГПП і забезпечення достатнього запасу статичної стійкості режиму вузла навантаження.

Контрольні запитання

1. Які розрахункові моделі вузла навантаження використовують для аналізу статичної стійкості режиму роботи?
2. За якими критеріями може бути заміщено розрахункову модель вузла навантаження?
3. Вплив параметрів електричної мережі на критичні показники, що характеризують статичну стійкість режиму роботи двигунів.
4. Який вплив АРЗ синхронних двигунів на умови статичної стійкості їх режиму роботи?
5. Як зміниться стійкість режиму вузла з асинхронним навантаженням при компенсації його реактивної складової потужності статичними конденсаторами чи синхронними компенсаторами?
6. Що являють собою статичні характеристики вузла навантаження з комплексним навантаженням?
7. Суть поняття регулювального ефекту навантаження.
8. Що таке лавина напруги та причини її виникнення?
9. За якими критеріями оцінюється статична стійкість режиму вузла з комплексним навантаженням?

Теми рефератів

1. Складання розрахункової моделі вузла навантаження.
2. Порушення статичної стійкості режиму вузла з асинхронним навантаженням.
3. Вплив розміщення ДРП у розподільній мережі на статичну стійкість режиму СЕП.
4. Оцінка статичної стійкості режиму СЕП з регулюванням напруги трансформаторами.
5. Узагальнені характеристики вузла навантаження.
6. Вплив комплексного навантаження на статичну стійкість.

Розділ 15. СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ВУЗЛА НАВАНТАЖЕННЯ ПРИ СИЛЬНИХ ЗБУРЕННЯХ

15.1. Характерні причини сильних збурень у вузлах навантаження

Сильні збурення в СЕП супроводжуються суттєвими змінами режиму нормального електропостачання споживачів. Вони виникають з різних причин: короткі замикання та перевантаження в живильних і розподільних мережах; різкозмінні моменти опору на валах асинхронних та синхронних двигунів прокатних станів і підйомних кранів; накиди навантаження від дугових плавильних печей трубопрокатних та трубозварювальних станів. Такі збурення призводять до значних відхилень і коливань напруги, змін її фази відносно струму джерел живлення та інших наслідків.

Істотну роль відіграють перехідні процеси у вузлах СЕП з потужним двигуновим навантаженням. На великих промислових підприємствах застосовуються асинхронні двигуни одиничною потужністю до 5000 кВт, а одинична потужність синхронних двигунів досягає 63000 кВт.

Асинхронні та синхронні двигуни великої потужності в процесі експлуатації можуть ініціювати порушення стійкості режиму у вузлах системи через нестійкий стан роботи самих двигунів. Порушення стійкості режиму від асинхронних двигунів пов'язане з можливістю “перекидання” (гальмування) при зниженні напруги, а для синхронних двигунів відзначається випадінням з синхронізму при низьких значеннях напруги в електричній мережі або зміною збудження двигунів, що може спричинити порушення стійкості режиму роботи всього вузла навантаження СЕП.

Аналіз перехідних процесів у вузлах СЕП з різкозмінним двигуновим навантаженням можна звести до розв'язку системи нелінійних диференціальних рівнянь, що описують рух роторів двигунів та зміну струмів і напруг. При цьому методика розрахунку перехідних процесів базується на таких допущеннях:

- навантаження на валу двигуна змінюється суворо періодично, циклічно або випадково;
- перехідний процес розглядається при сталій е.р.с. генераторів $E'_q \approx E' = const$ за їх перехідним опором;

- опір двигунів та інших видів навантаження в момент комутації постійний;
- дія демпферного моменту синхронних двигунів та регуляторів частоти обертання турбін електростанцій не враховується.

Характерний перехідний процес, який суттєво впливає на режим роботи вузла навантаження, виникає в системах електропостачання з широко застосованою роздільною роботою секцій розподільних пристроїв 6-10 кВ та автоматичним вмиканням резерву (АВР) на секційному вимикачеві (рис. 15.1). При КЗ у ланцюзі живлення однієї з секцій розподільного пристрою можуть бути порушені стійкість роботи двигунів та технологічні процеси без перервних виробництв. За допомогою АВР двигуни секції з пошкодженим живленням перемикають на непошкоджену щодо живлення (резервну) секцію, що

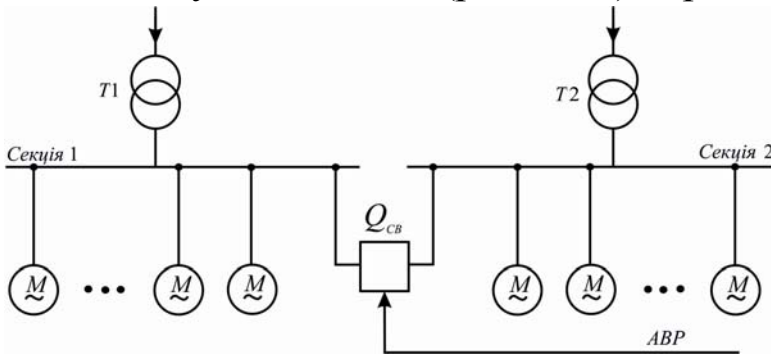


Рис. 15.1. Схема підстанції з АВР на секційному вимикачеві $Q_{св}$ збірних шин

може супроводжуватися зниженням значень напруги у вузлі та зменшенням обертових моментів двигунів. Збереження стійкості роботи вузла навантаження за цих умов можливе лише при успішному самозапуску двигунів переключеної секції.

З позицій аналізу стійкості режиму вузла СЕП зі значним двигуновим навантаженням суттєву роль відіграє характерний режим КЗ, при якому частка струмів, що генеруються синхронними двигунами, досягає 50...60 % у загальному струмі КЗ. У таких випадках актуальне завдання – визначити частку складових струмів КЗ від синхронного двигунового навантаження та їх оптимального обмеження.

Отже, сильні збурення в СЕП ініціюються перерахованими нижче причинами:

- трифазні КЗ на затискачах асинхронних чи синхронних двигунів;
- накиди навантаження на двигуни;
- вимкнення двигунів від електричної мережі;
- пуск двигунів;
- самозапуск двигунів;
- самозбудження асинхронних двигунів.

15.2. Рівняння електромеханічних перехідних процесів в асинхронному двигуні

Будь-який режим асинхронного двигуна, ввімкненого до електричної мережі з напругою U , можна схарактеризувати багатьма показниками. Основні з них – частота обертання ротора ω та надперехідна е.р.с. E'' , через які визначають решту параметрів режиму.

Режим асинхронного двигуна характеризується диференціальними рівняннями:

$$T_j (d\omega/dt) = M - M_{mx}; \quad (15.1)$$

$$T_2' dE_{BM}''/dt + E_{BM}'' = \sqrt{[U(x_1 - x'')/x_1]^2 - (T_2' s E_{BM}'')^2}; \quad (15.2)$$

$$T_2' dE_{BL}''/dt + E_{BL}'' = 0, \quad (15.3)$$

де T_j – електромеханічна постійна часу агрегату двигун–механізм; M і M_{mx} – електромагнітний момент двигуна та механічний момент опору механізму; E_{BM}'' і E_{BL}'' – вимушена та вільна складові надперехідної е.р.с. E'' ; x_1 і x'' – синхронний та надперехідний опори; T_2' – постійна часу обмотки ротора.

Електромагнітний момент визначається виразом

$$M = P / \omega_C, \quad (15.4)$$

де P – активна потужність, що споживається з мережі; ω_C – синхронна частота напруги на затискачах двигуна (при ввімкненому двигуні до мережі $\omega = \omega_C = 1$ та у відносних одиницях виміру $M = P$).

Момент опору механізму, зведений до номінальної потужності двигуна s_n , можна визначити з рівняння

$$M_{mx} = [M_0 + (\kappa_3 - M_0)(\omega / \omega_{ycm})^p] \cos \varphi_n \eta_n, \quad (15.5)$$

де M_0 – початковий момент (при $s = 1$); κ_3 – коефіцієнт завантаження двигуна в синхронному режимі ($s = 0$); ω_{ycm} – частота обертання ротора в усталеному режимі; p – показник степені, який характеризує залежність моменту опору механізму від частоти обертання; $\cos \varphi_n$ і η_n – номінальний коефіцієнт потужності та коефіцієнт корисної дії двигуна. За початкові умови для розв'язку системи диференціальних рівнянь (15.1) беремо значення основних параметрів режиму:

$$\omega(0) = \omega(-0); \quad (15.6)$$

$$E_{BM}''(0) = [(x_1 - x'') / x_1][U / \sqrt{1 + [s(0)T_2']^2}]; \quad (15.7)$$

$$E_{BL}''(0) = E''(-0) - E_{BM}''(0), \quad (15.8)$$

де $\omega(-0)$, $E''(-0)$ – частота та надперехідна е.р.с. у попередньому режимі. Решту параметрів режиму визначають з виразів:

– ковзання ротора

$$s = 1 - \omega_*; \quad (15.9)$$

– споживана з мережі активна потужність

$$P = UE''_{BM} \sin \delta_{UE''} / x'' + UE''_{BL} \sin(\delta_{UE''} - st) / x''; \quad (15.10)$$

– реактивна потужність, споживана двигуном з мережі,

$$Q = U^2 / x'' - UE''_{BM} \cos \delta_{UE''} / x'' - UE''_{BL} \cos(\delta_{UE''} - st) / x''; \quad (15.11)$$

– струм в обмотці статора

$$I = \sqrt{P^2 + Q^2} / U; \quad (15.12)$$

– вимушена складова синхронної е.р.с. двигуна

$$E_{1BM} = \sqrt{(E''_{BM} x_1 / x'')^2 + [U(x_1 - x'') / x'']^2 - (2E''_{BM} x_1 / x'') \sqrt{[U(x_1 - x'') / x'']^2 + (sT_{20} E''_{BM})^2}}; \quad (15.13)$$

– вимушена складова струму в обмотці ротора (x_{12} – її опір)

$$I_{2BM} = E_{1BM} / x_{12}; \quad (15.14)$$

– вільна складова синхронної е.р.с. двигуна

$$E_{1BL} = E''_{BL} x_1 / x''; \quad (15.15)$$

– вільна складова струму в обмотці ротора

$$I_{2BL} = E_{1BL} / x_{12}. \quad (15.16)$$

Рівняння (15.1)–(15.5) разом з початковими умовами (15.6)–(15.8) і виразами, що визначають інші параметри режиму через основні параметри, повністю описують режим роботи асинхронного двигуна.

Для розрахунків перехідних процесів при частоті напруги мережі ω_C , яка різниться від номінальної, використовують ті ж рівняння (15.1)–(15.5) і вирази (15.6)–(15.8), якщо взяти напругу, е.р.с., активну і реактивну потужність, зведені до номінальної частоти.

15.3. Сильне збурення як трифазне замикання на затискачах асинхронного двигуна

За трифазного КЗ напруга на обмотці статора $U = 0$, отже, вимушені складові параметрів режиму двигуна також дорівнюють нулю. Тоді перехідні процеси визначають лише вільні складові.

З (15.1)–(15.3) випливає, що при трифазному КЗ, коли $U = 0$ і $E_{BM} = 0$, рівняння електромеханічних перехідних процесів набирають вигляду:

$$T_j d\omega / dt = -M_{mx}; \quad (15.17)$$

$$T_2 dE''_{звед} / dt + E''_{звед} = 0, \quad (15.18)$$

де $E''_{звед} = E''_{ВЛ} / \omega$ – зведена до номінальної частоти надперехідна е.р.с.

Початкові умови для розв'язку рівнянь (15.17), (15.18) визначають з режиму, що передує КЗ:

$$\left. \begin{aligned} \omega(0) &= \omega(-0) \\ E''_{звед}(0) &= E''(-0) \end{aligned} \right\}. \quad (15.19)$$

При КЗ двигун загальмовується під впливом моменту опору механізму M_{mx} за законом

$$\omega = \omega(0) - \int_0^t (M_{mx} / T_j) dt. \quad (15.20)$$

Надперехідна е.р.с. E'' змінюється, виходячи з (15.18), за залежністю

$$E''_{звед} = E''_{звед}(0) \exp(-t / T'_{2ВЛ}) \quad (15.21)$$

або для натурального значення е.р.с.

$$E'' = E''(-0) \omega \exp(-t / T'_{2ВЛ}). \quad (15.22)$$

Із (15.22) маємо, що при трифазному КЗ е.р.с. на затискачах асинхронного двигуна затухає за аперіодичним законом з постійною часу обмотки ротора при короткозамкненій обмотці статора $T'_{2ВЛ}$, що відповідає ковзанню $s = 0$ (синхронному стану асинхронного двигуна). Постійна часу $T'_{2ВЛ}$ для синхронного стану в 4...5 разів більша, аніж для пускового стану (при $s = 1$) і змінюється в межах $T'_{2ВЛ} = 0,1...0,2$ с.

При трифазному КЗ струм в обмотці статора

$$I = E''_{звед} / x''_C = [E''(-0) / x''_C] \exp(-t / T'_{2ВЛ}), \quad (15.23)$$

де x''_C – надперехідний опір асинхронного двигуна при $s = 0$.

Значення x''_C на 30...35 % більше опору $x''_{пуск}$ (відповідає $s = 1$ – стан пуску). Тому надперехідний струм двигуна

$$I'' = E''(-0) / x''_C \quad (15.24)$$

на 35...40 % менший пускового струму, який приблизно дорівнює

$$I_{пуск} \approx 1 / x''_{пуск}. \quad (15.25)$$

Оскільки час існування КЗ у мережі до початку розмикання контактів вимикачів напругою 6 (10) кВ складає не менше 0,15...0,2 с, то струм КЗ від асинхронного двигуна за цей період затухає практично до нуля. Тому складовою струму КЗ від двигуна при визначенні значення струму вимкнення вимикачів нехтують. Її слід враховувати лише при визначенні ударного струму КЗ у місці ввімкнення двигуна.

При трифазному КЗ синхронна е.р.с. E_1 визначається з виразу

$$E_1 = (x_1 / x_C'')E'' = (x_1 / x_C'')E''(-0)\omega \exp(-t / T_{2BL}''). \quad (15.26)$$

При КЗ струм в обмотці ротора, зведений до статорної обмотки, практично збігається зі струмом у статорній обмотці. За приклад на рис.15.2 наведено розрахункові криві зміни у часі параметрів режиму двигуна типу А-130-62-10 при трифазному КЗ на його затискачах (до виникнення КЗ двигун працював у нормальному режимі).

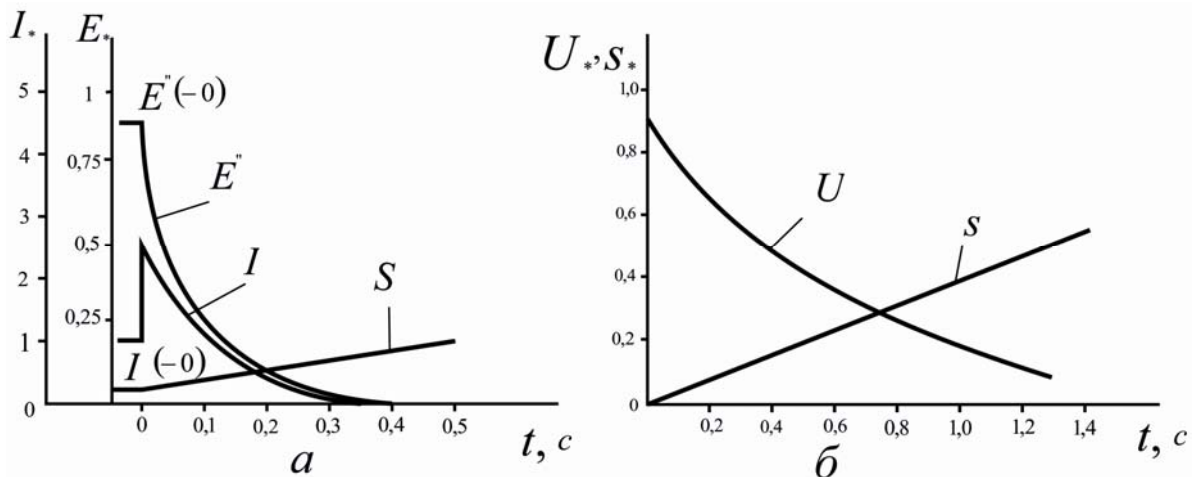


Рис. 15.2. Розрахункові криві перехідного процесу: *a* – при трифазному КЗ на затискачах двигуна типу А-130-62-10; *б* – після вимкнення двигуна

При трифазному КЗ значення ковзання асинхронних двигунів збільшується, а напруги зменшується. Якщо вимкнути КЗ, то напруга у вузлі навантаження може до номінального значення не відновитися. Це зумовлене тим, що з підвищенням значень ковзання споживана реактивна потужність асинхронними двигунами зростає. У результаті значення напруги продовжує зменшуватися.

Залежність електромагнітного моменту двигуна від ковзання показано на рис. 15.3. При виникненні КЗ обертальний момент двигуна різко зменшується (точка 2 на характеристиці III), ковзання зростає і ротор двигуна гальмується. Якщо КЗ буде вимкнено при ковзанні $s_{\text{вимк}}$ (точка 3 на кривій III), то значення обертального моменту

двигуна знову зростуть. У момент часу вимкнення КЗ значення електромагнітного моменту досягає точки 4 на характеристиці II, де воно перебільшує значення моменту статичного навантаження. При цьому швидкість обертання ротора двигуна збільшується, його ковзання спадає, після чого має місце новий усталений режим (точка 5 на характеристиці I).

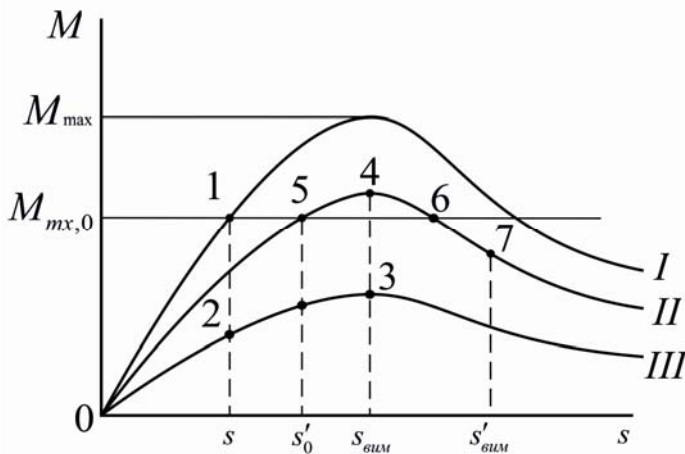


Рис. 15.3. Залежність електромагнітного моменту асинхронного двигуна від ковзання при дії сильних збурень

Якщо тривалість стану роботи з КЗ відповідає вимкненню двигуна при ковзанні s' (за точкою 6 на характеристиці II), то значення електромагнітного моменту двигуна після вимкнення КЗ продовжує зменшуватися. Результуючий момент на валу двигуна, до того ж, стає гальмівним. Значення ковзання двигуна зростатиме до зупинки ротора.

Якщо тривалість стану роботи з КЗ відповідає вимкненню двигуна при ковзанні s' (за точкою 6 на характеристиці II), то значення електромагнітного моменту двигуна після вимкнення КЗ продовжує зменшуватися. Результуючий момент на валу двигуна, до того ж, стає гальмівним. Значення ковзання двигуна зростатиме до зупинки ротора.

Результуючий момент на валу двигуна, до того ж, стає гальмівним. Значення ковзання двигуна зростатиме до зупинки ротора.

15.4. Сильне збурення як накид навантаження на асинхронний двигун

Накид навантаження на асинхронний двигун може статися від зменшення напруги у вузлі електричної мережі або збільшення моменту навантаження на валу двигуна і, відповідно, супроводжується підвищенням його ковзання. Якщо напруга змінюється на ΔU , у перехідному процесі в ланцюгах асинхронного двигуна виникає як вимушена, так і вільна складові е.р.с. Перехідний процес у ланцюгах асинхронного двигуна при цьому описується загальною системою диференціальних рівнянь (15.1)–(15.3) за початкових умов (15.6)–(15.8).

Надперехідна е.р.с. в усталеному режимі, що передуює зниженню напруги,

$$E''(-0) = E''_{BM}(-0) = [(x_1 - x'') / x_1][U(-0) / \sqrt{1 + [s(0)T_2']^2}]. \quad (15.27)$$

Після зниження напруги вимушена складова надперехідної е.р.с. змінюється стрибкоподібно, пропорційно зміні напруги

$$E''_{BM}(+0) = [(x_1 - x'') / x_1][U(+0) / \sqrt{1 + [s(0)T_2']^2}]. \quad (15.28)$$

Вільна складова надперехідної е.р.с. за час спаду ковзання компенсує стрибкоподібні зміни напруги і відповідно (15.8) визначається за виразом

$$E''_{BL}(+0) = [(x_1 - x'') / x_1] [\Delta U / \sqrt{1 + [s(0)T_2']^2}]. \quad (15.29)$$

Подальша зміна е.р.с. може бути описана диференціальним рівнянням (15.3), розв'язок якого дає залежність

$$E''_{BL} = E''_{BL}(+0) \exp(-t / T_2'). \quad (15.30)$$

Вимушена складова е.р.с. E''_{BM} при сталій напрузі на обмотці статора асинхронного двигуна (15.2) змінюється внаслідок зміни ковзання. Оскільки швидкість зміни ковзання визначається постійною часу T_j , швидкість зміни е.р.с. E''_{BM} залежить від T_2' . Між цими величинами існує співвідношення $T_j \gg T_2'$, завдяки якому е.р.с. E''_{BM} практично миттєво досягає свого усталеного значення і після зниження напруги буде

$$E''_{BM} = [(x_1 - x'') / x''] \cdot [U(+0) / \sqrt{1 + (sT_2')^2}]. \quad (15.31)$$

Сумарна зверх перехідна е.р.с. встановлюється накладанням вільної та вимушеної складових

$$E'' = \sqrt{(E''_{BM} + E''_{BL} \cos st)^2 + (E''_{BL} \sin st)^2}. \quad (15.32)$$

При накидах навантаження на асинхронний двигун, що викликають збільшення моменту опору на валу, значення ковзання двигуна підвищується. Якщо момент опору виявиться більшим за максимальний ($M_{mx} > M_{max}$), то ковзання двигуна зросте до значення $s = 1$ (ротор зупиниться). Щоб цього не сталося, необхідно своєчасно відновити напругу або зменшити момент опору на валу двигуна.

У нормальному режимі асинхронний двигун працює при ковзанні s_0 та моментів M_{mx} (точка a на рис. 15.4). Якщо значення напруги на затискачах двигуна знизиться з U_0 до U_1 , то його електромагнітний момент зменшиться

$$M_1 = M_0 (U_1 / U_0)^2 = 2M_{max} (U_1 / U_0)^2 (s / s_{кр} + s_{кр} / s). \quad (15.33)$$

При зниженні електромагнітного моменту з M_0 до M_1 ротор двигуна гальмується. Час, по закінченні якого ротор двигуна зупиниться, та зміни ковзання за цей період можна визначити, якщо проінтегрувати рівняння руху

$$T_j (ds / dt) = M_{mx0} - M_1. \quad (15.34)$$

За встановлених умов визначимо граничний час, протягом якого напруга може знижуватися з U_0 до U_1 без зупинки ротора двигуна і

відбудеться його повернення до нормальної роботи після відновлення початкового значення напруги. Для цього ковзання не повинно перевищити значення s_1 (точка b на рис. 15.4,а), оскільки при ковзанні більше s_1 (наприклад, $s_3 > s_1$) робоча точка режиму відповідає нестійкому стану роботи двигуна ділянки характеристики (при відновленні напруги U_0 ротор продовжує гальмуватися і зупиняється).

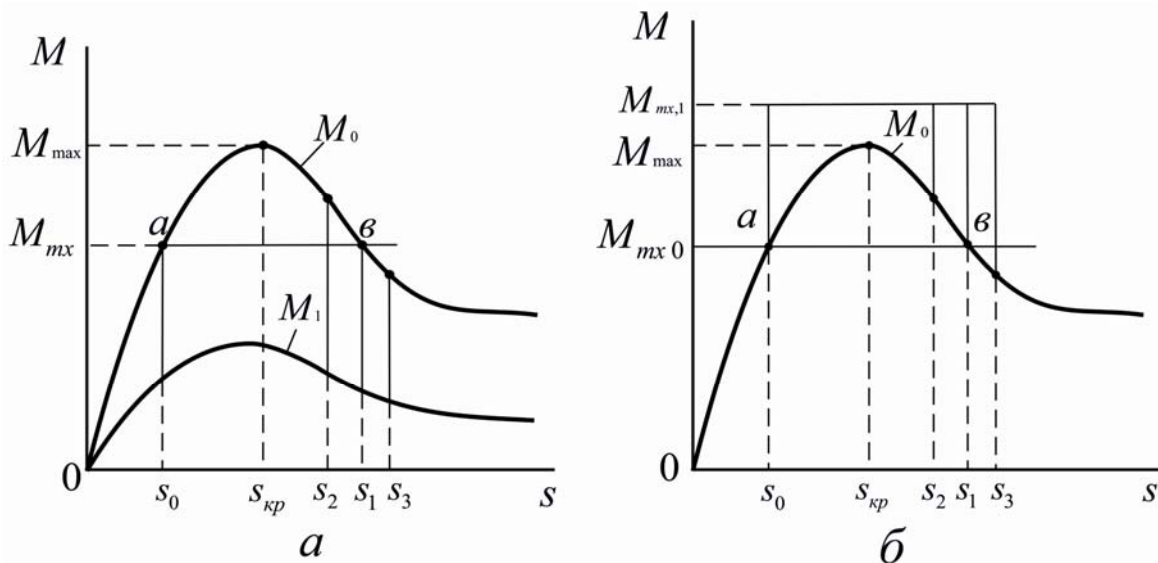


Рис. 15.4. Зміни електромеханічних характеристик агрегату з асинхронним двигуном: *а* – при зниженні напруги; *б* – при підвищенні моменту опору робочого механізму

Підставивши вираз (15.33) в рівняння (15.34), останнє запишемо так:

$$T_j(ds / dt) = M_{mx0} - 2M_{max}(U_1 / U_0)^2 / (s / s_{kp} + s_{kp} / s),$$

звідки

$$dt = T_j ds / [M_{mx0} - 2M_{max}(U_1 / U_0)^2 / (s / s_{kp} + s_{kp} / s)].$$

Після інтегрування лівої частини цього рівняння в інтервалі часу від $t = 0$ до $t = t_{cp}$, а правої частини в інтервалі зміни ковзання від $s^*_{0} = s_0 / s_{kp}$ до $s^*_{1} = s_1 / s_{kp}$, визначимо час, протягом якого ротор двигуна досягає ковзання s^*_{1} :

$$t_{cp} = \frac{s_{kp} T_j}{M_{mx0}} \cdot \left[\begin{aligned} & s^* + \kappa \ln(s^*{}^2 - 2\kappa s^* + 1) + \\ & + \frac{2\kappa^2}{\sqrt{1-\kappa^2}} \operatorname{arctg} \frac{s^* - \kappa}{\sqrt{1-\kappa^2}} \end{aligned} \right] \Bigg|_{s^*_{0}}^{s^*_{1}}, \quad (15.35)$$

$$\text{де } \kappa = \frac{M_{mx}}{M_{mx0}} \left(\frac{U_1}{U_0} \right)^2; \quad s_* = \frac{s}{s_{кр}}$$

Значення ковзання s_{*0} і s_{*1} знайдемо з виразу

$$M_{mx0} = 2M_{max} / (s_* + 1 / s_*)$$

або $s_*^2 - 2M_{max}s_* / M_{mx} + 1 = 0$, звідки

$$s_* = M_{max} / M_{mx0} \pm \sqrt{(M_{max} / M_{mx0})^2 - 1}. \quad (15.36)$$

Знак "+" відповідає s_{*1} , а "-" – s_{*0} .

Зміна стану роботи двигуна при підвищенні значення моменту опору на валу (рис.15.4,б) повністю відповідає його станіві при зниженні живильної напруги. При визначенні $t_{зр}$ за виразом (15.35)

M_{mx0} необхідно замінити на M_{mx1} .

При накидах навантаження електромагнітний момент асинхронного двигуна можна також визначити як суму електромагнітних моментів, обумовлених вимушеною та вільною складовими через відповідні значення е.р.с.

15.5. Пуск асинхронного двигуна

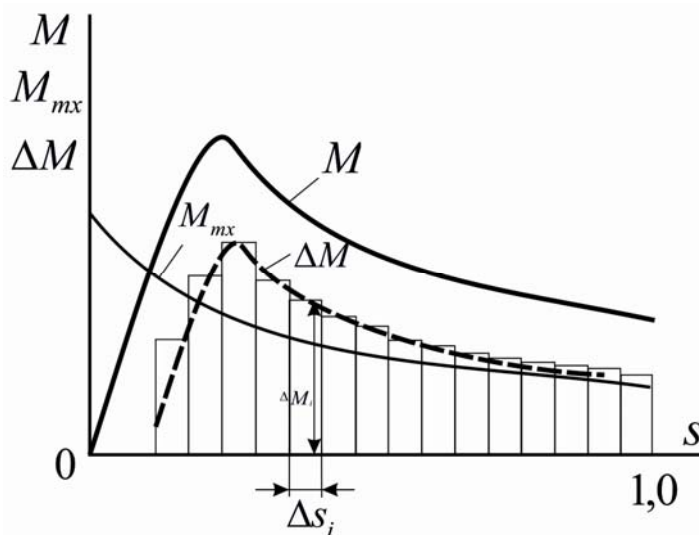


Рис. 15.5. Графоаналітичний розрахунок пуску асинхронного двигуна

Пусковий режим асинхронного двигуна – це перехід двигуна і відповідного робочого механізму з нерухомого стану ($\omega = 0$) у стан обертання з номінальною кутовою швидкістю ($\omega = \omega_0$). Під час пуску двигун розвиває електромагнітний момент, необхідний для подолання опору робочого механізму та створення достатньої кінетичної енергії мас агрегату, що обертаються. Двигун розганяється під дією асинх-

ронного електромагнітного моменту, обумовленого вимушеною складовою е.р.с. Вільні складові режиму виникають лише в момент часу вмикання двигуна до електричної мережі і виявляють себе тіль-

ки спочатку пуску, практично не впливаючи на розгін двигуна. Тому в розрахунках пуску асинхронного двигуна вільну складову е.р.с. можна не враховувати.

Диференціальні рівняння, що описують перехідний процес пуску асинхронного двигуна, отримуємо із загальної системи рівнянь (15.1)–(15.3), взявши $E''_{BL} = 0$:

$$T_j d\omega / dt = T_{20}(1 - \omega)(E'')^2 / (x_1 - x'') - M_{mx}; \quad (15.37)$$

$$T_2' dE'' / dt + E'' = \sqrt{[U(x_1 - x'') / x_1]^2 - [T_2'(1 - \omega)E'']^2}. \quad (15.38)$$

При пуску з нерухомого стану початковими умовами до рівнянь перехідних процесів маємо:

$$\left. \begin{aligned} \omega(0) &= 0 \\ E''(0) &= [(x_1 - x'') / x_1]U / \sqrt{1 + (T_2')^2} \end{aligned} \right\} \quad (15.39)$$

Електромагнітні перехідні процеси пуску асинхронного двигуна визначаються електромагнітною постійною часу, що дорівнює $T_2' = 0,02 \dots 0,1$ с. Електромеханічні перехідні процеси характеризуються електромеханічною постійною часу ($T_j = 1 \dots 10$ с). Зіставлення T_2' і T_j свідчить: швидкість зміни надперехідної е.р.с. E'' в процесі пуску на один–два порядки вища швидкості зміни частоти обертання. Це – основа допущення, що надперехідна е.р.с. порівняно із зміною частоти обертання ротора двигуна практично миттєво досягає свого усталеного значення. Тоді зміну цієї е.р.с. можна визначати з рівняння усталеного режиму, що отримуємо з рівняння (15.38) за умови $dE'' / dt = 0$:

$$E'' = [(x_1 - x'') / x_1]U / \sqrt{1 + (sT_2')^2}. \quad (15.40)$$

Тому процес пуску асинхронного двигуна описується одним диференціальним рівнянням електромеханічних перехідних процесів (15.37). Пуск асинхронного двигуна досягається перевищенням електромагнітного моменту над моментом опору механізму (рис. 15.5). Розглянемо розрахунок цього процесу за рівнянням руху

$$T_j ds / dt = M_{mx} - M = \Delta M. \quad (15.41)$$

Рівняння (15.41) досліджують за різних значень M_{mx} . Тоді значення M_{mx} та M обчислюють за значеннями ковзання s . Статичні характеристики $M(s)$ і $M_{mx}(s)$ та їх різниця $\Delta M(s)$ наведено на рис. 15.5. Розбивши $M(s)$ на ряд однакових за ковзанням інтервалів

$$\Delta s_1 = \Delta s_2 = \dots = \Delta s_i = \dots = \Delta s_n,$$

рівняння руху (15.41) на будь-якому інтервалі уявимо як

$$\Delta M_i = T_j (\Delta s_i / \Delta t_i)$$

або

$$\Delta s_i = (1 / T_j) \Delta M_i \Delta t_i, \quad (15.42)$$

де ΔM_i – середнє значення надлишкового моменту на інтервалі Δs_i . Час від початку пуску двигуна до кінця n -го інтервалу визначається за виразом

$$t = T_j \sum_{i=1}^n (\Delta s_i / \Delta M_i). \quad (15.43)$$

Точність обчислення t з (15.43) зростає із зменшенням інтервалу Δs_i та відповідним збільшенням кількості інтервалів.

Якщо $M_{mx} = \text{const}$ протягом усього процесу розгону двигуна, а електромагнітний момент M описати за відповідним спрощеній схемі заміщення двигуна виразом

$$M = U^2 r_2 s / (x_s^2 s^2 + r_2^2), \quad (15.44)$$

надлишковий момент обчислимо за залежністю

$$\Delta M = M_{mx} - U^2 r_2 s / (x_s^2 s^2 + r_2^2). \quad (15.45)$$

Час розгону двигуна в діапазоні зміни ковзання від s_1 до s_2

$$t = \int_{s_1}^{s_2} T_j (ds / dM) = T_j \int_{s_1}^{s_2} (x_s^2 s^2 + r_2^2) ds / [M_{mx} (x_s^2 s^2 + r_2^2) - U^2 r_2 s]. \quad (15.46)$$

Таким чином, якщо момент опору, створений робочим механізмом, сталий, аналіз перехідного процесу у вузлі навантаження при пуску асинхронного двигуна значно спрощується.

15.6. Самозбудження асинхронних двигунів під час пуску

При послідовному вмиканні конденсаторних батарей до мережі відбувається компенсація індуктивного опору останньої і залежно від струму навантаження двигунів – збільшення значень напруги. При цьому можуть виникати непередбачені та небажані за нормальною експлуатацією СЕП явища:

- коливання синхронних машин;
- ”застрявання” асинхронних двигунів на частотах обертання, нижчих за нормальні значення;
- резонансні коливання при знижених частотах, які стають причиною виникнення субгармонійних струмів та напруг.

Можливість самозбудження асинхронних двигунів при пуску оцінюють з допомогою тих же співвідношень, що й при розрахунку режимів синхронної машини. До того ж необхідний повніший аналіз зазначених умов.

Асинхронний двигун, як і асинхронний генератор, характеризується опорами x'_d, x_d , що при змінах кутової швидкості двигуна ω

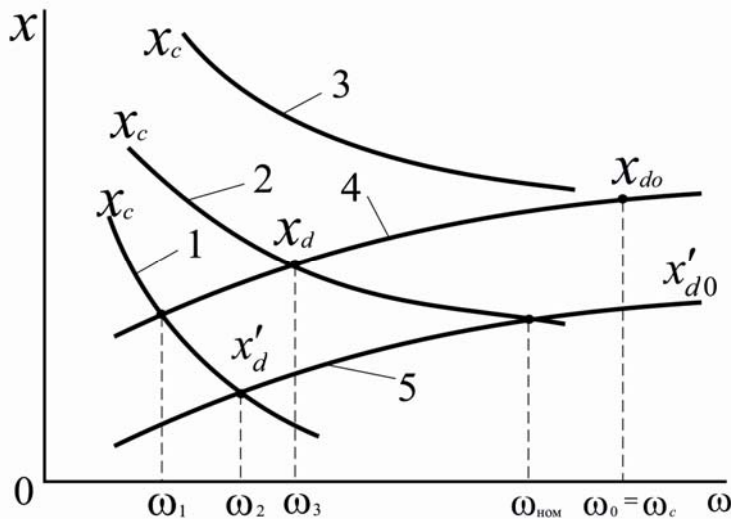


Рис. 15.6. До розгляду самозбудження асинхронного двигуна

змінюються за кривими 4 і 5 (рис. 15.6).

Якщо до електричного контуру двигуна ввімкнута конденсаторна батарея поздовжньої компенсації з ємнісним опором $x_C = 1 / (\omega C_{кб})$, то залежно від значень кутової швидкості ω значення x_C при різних значеннях $C_{кб}$ змінюються за кривими 1, 2, 3. Ці криві практично охоплюють всю зону між кривими

$x'_d(\omega)$ і $x_d(\omega)$, що являє собою зону самозбудження двигуна.

При зміні x_C під час пуску двигуна за кривою 3 самозбудження не виникає. Якщо x_C змінюється за кривою 2, то самозбудження спостерігається від значення кутової швидкості ω_3 до нормального режиму з ω_n .

У разі зміни x_C за кривою 1 самозбудження двигуна під час пуску може виникнути в інтервалі значень кутової швидкості від ω_1 до ω_2 . Однак може і зникнути, не отримавши повного розвитку, якщо двигун швидко міне зону самозбудження. Значення кутової швидкості ω_1 та ω_2 відповідають межі зони самозбудження двигуна при x_C , що змінюється за кривою 1.

Під час пуску не слід допускати самозбудження асинхронного двигуна через появу небажаних наслідків:

- можливе перегрівання з причини перевищення у декілька разів струмом статора і споживаною потужністю з мережі номінальних значень;

- зниження напруга на затискачах двигуна та зменшення його електромагнітного моменту;

- загроза "застрявання" двигуна на частоті, нижчій за номінальну в зв'язку із зменшенням електромагнітного моменту, в результаті чого виникають "биття" струму і моменту, які призводять до коливання ротора.

При розгляді процесу самозбудження двигуна необхідно врахувати чинники:

- опір двигуна під час розгону змінюється від мінімального значення до максимального;

- індуктивність обмоток двигуна при деякому значенні ковзання ротора може створювати резонансний контур з ємністю поздовжньої компенсації, завдяки чому двигун самозбуджується при частоті, нижчій за номінальну, та обертається з частотою, що відповідає частоті вільних коливань цього кола;

- під час розгону двигуна може виникнути від'ємне значення ковзання ротора, коли двигун переходить на генераторний режим відносно кола самозбудження; створюються умови для усталеної роботи двигуна в цьому режимі при рівності втрат в колі ротора і генеруючої потужності або для роботи двигуна з номінальною частотою, якщо втрати більші генеруючої потужності і самозбудження взагалі не виникає чи нестійке;

- значення частоти генеруючого кола залежить від параметрів мережі, ємнісних опорів конденсаторної батареї та опору обмоток двигуна; для запобігання самозбудження слід вибрати відповідну компенсаційну ємність або ввімкнути послідовно (паралельно) ємності активний резистор.

Залежно від співвідношення x_C та параметрів двигуна виникають три характерні режими роботи за кривими 1, 2, 3 рис. 15.6.

У **першому режимі** (крива 3) $x_C > x_{\mu 0}$, де $x_{\mu 0}$ – індуктивний опір кола намагнічування двигуна, вся зона самозбудження останнього перебуває в діапазоні частот обертання більше синхронної, а в межах зміни частоти обертання від нуля до синхронної двигун практично не збуджується.

У **другому режимі** (крива 2) $x_s / (r_2 / r_1 + 1)^2 \leq x_C < x_{\mu 0}$, де x_s – опір розсіювання обмотки статора; r_2 і r_1 – активні опори обмоток ротора і статора двигуна. Тоді одна частина зони самозбудження двигуна міститиметься в діапазоні частот обертання від нуля до синхронної

частоти обертання. Залежність електромагнітного моменту двигуна від ковзання видно на рис. 15.7,*а*. Самозбудження тут виявляється в зменшенні частоти обертання двигуна на 35...40 % від номінального значення.

У *третьому режимі*, коли $x_c < x_s / (r_2 / r_1 + 1)^2$, – самозбудження двигуна розпочинається при частоті обертання, близькій до нуля, і зона самозбудження – у діапазоні частот обертання від нуля до синхронної.

Залежність електромагнітного моменту асинхронного двигуна від ковзання при розгоні зображено на рис. 15.7,*б*. Якщо після вмикання до мережі двигун розганяється настільки повільно, що процес самозбудження встигає закінчитися за час проходження зони самозбудження, то двигун "застряє" на зниженій частоті обертання, спричинивши коливання.

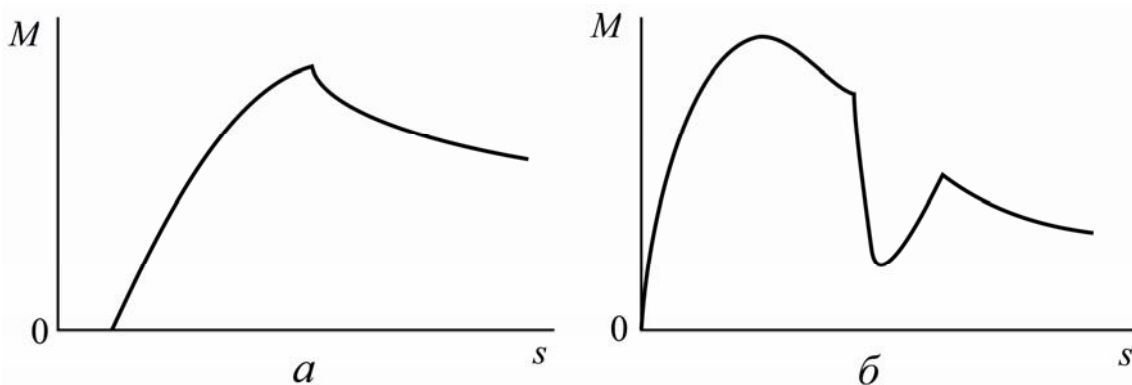


Рис. 15.7. Залежність електромагнітного моменту асинхронного двигуна від ковзання: *а* – при самозбудженні; *б* – при розгоні

При малих значеннях моменту інерції двигуна та моменту опору робочого механізму, а також при великому значенні напруги двигун може розганятися настільки швидко, що самозбудження не встигає розвинутися. У такому разі двигун швидко проходить зону самозбудження і розганяється до номінальної частоти обертання. Цьому режимові відповідає крива *1* на рис. 15.6.

15.7. Самозапуск асинхронних двигунів

Для забезпечення стійкості режиму та надійності електропостачання важливих електроустановок при короткочасних зниженнях або вимиканнях напруги живильної мережі застосовується самозапуск

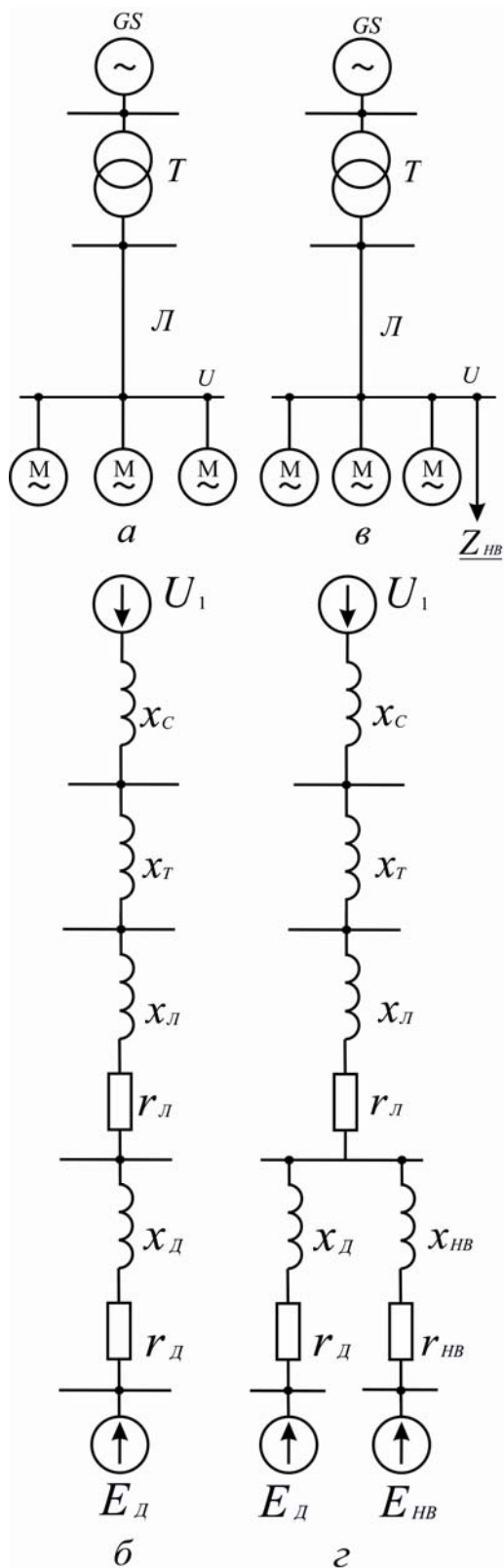


Рис. 15.8. До розгляду схем живлення навантаження: розрахункові схеми для двигунового (а) та змішаного навантаження (в); схеми заміщення (б, г) для схем а та б

двигунів. **Самозапуск** – це процес відновлення нормального стану роботи двигунів після зниження їх електромагнітного моменту в результаті короточасних зменшень напруги або вимкнень від живильної мережі.

При самозапуску значення залишкової напруги на затискачах двигунів повинно бути таким, щоб їхній електромагнітний момент перевищував статичний момент опору робочих механізмів. У режимі самозапуску залишають ввімкненими двигуни найбільш важливих робочих механізмів. Двигуни агрегатів, самозапуск яких неприпустимий за умов техніки безпеки, повинні обов'язково вимикатися.

При розрахунках самозапуску визначають допустиму кількість та сумарну потужність двигунів, що не вимикаються, для роботи яких достатній рівень залишкової напруги на їх затискачах. При цьому забезпечуються електромагнітні моменти, що перевищують гальмівні моменти від робочих механізмів.

Самозапуск вважають забезпеченим, якщо при зниженні значення напруги та наступному відновленні до номінальної напруги надлишковий момент на валу агрегатів достатній для доведення їх до номінальної частоти обертання (за умови: за час їх розгону нагрівання обмоток не перевищить допустимого).

Електроприймачі за вимогами самозапуску можна умовно поділити на дві групи:

- зі сталими моментами опору, що створені робочими механізмами. Двигуни цих електроприймачів при короткочасній перерві в електропостачанні швидко втрачають частоту обертання і при відновленні нормального значення напруги повільно розганяються (шарові млини, конвеєри, прокатні стани тощо). Здійснення самозапуску двигунів таких електроспоживачів можливе тоді, коли при відновленні до нормального значення напруги двигун матиме момент $(0,8...0,9)M_n$. Для цього час перерви в електропостачанні повинен бути скорочений до деякого значення, що визначається відповідно до умови, щоб не відбулося зниження частоти обертання нижче допустимої межі згідно із значенням електромагнітного моменту;

- з вентиляторними характеристиками (відцентрові насоси, вентилятори, центрифуги та ін.). Оскільки момент опору робочих механізмів зі зниженням частоти обертання зменшується, самозапуск їх двигунів проходить легше, ніж двигунів агрегатів першої групи.

Самозапуск групи двигунів може бути легшим із зменшенням сумарної потужності двигунів, що беруть участь у самозапуску, шляхом секціонування шин розподільного пристрою, який живиться від одного вводу.

Розрахунок самозапуску асинхронного двигуна полягає в перевірці можливостей самозапуску. Необхідно з'ясувати достатність електромагнітного моменту при залишковому значенні живильної напруги і визначити допустиме нагрівання за час розгону агрегату двигун – робочий механізм. Характерні схеми живлення вузлів СЕП з двигунами та іншими навантаженнями при аналізі умов здійснення самозапуску – на рис.15.8,*а,в*.

Із схеми заміщення (рис.15.8,*б*) маємо, що залишкова напруга на затискачах двигунів при самозапуску визначається за виразом

$$U = U_1 |z_D| / \sqrt{(r_L + r_D)^2 + (x + x_D)^2}, \quad (15.47)$$

де $|z_D| = \sqrt{r_D^2 + x_D^2}$; $x = x_C + x_T + x_L$; r_D, x_D – еквівалентний активний та реактивний опори двигунів при ковзанні, яке відповідає початку самозапуску.

Для схеми заміщення (рис. 15.8,*в*), в якій комплексне навантаження, подане двигунами та опором статичного навантаження залишкова напруга при самозапуску

$$U = U_1 |z_{Dнв}| / \sqrt{(r_L + r_{Dнв})^2 + (x + x_{Dнв})^2}, \quad (15.48)$$

де $z_{Dнв} = z_D z_{нв} / (z_D + z_{нв})$.

Між напругами U і U_1 при самозапуску має місце співвідношення

$$U \geq \frac{U_1 |z_D|}{z_D + x}. \quad (15.49)$$

Знаючи мінімально допустиме значення напруги в забезпеченні самозапуску, можна визначити значення потужності двигунів, що не вимикаються. Опір двигуна у момент самозапуску визначається за виразом

$$|z_D| = S_{\bar{o}} U_H^2 / (S_C U_{\bar{o}}^2), \quad (15.50)$$

де $S_{\bar{o}}$ – базисна потужність; U_H – номінальна живильна напруга; $U_{\bar{o}}$ – базисна напруга; S_C – розрахункова потужність двигунів при номінальній напрузі та ковзанні в момент самозапуску.

Взявши в (15.49) знак рівності та підставивши в нього (15.50), маємо

$$U = U_1 S_{\bar{o}} U_H^2 / (S_{\bar{o}} U_H + x U_{\bar{o}}^2 S_C). \quad (15.51)$$

З виразу (15.51) знаходимо потужність двигунів у момент початку самозапуску

$$S_C = (U_1 / U - 1) S_{\bar{o}} U_H^2 / (x U_{\bar{o}}^2) \quad (15.52)$$

Потужність двигунів у момент самозапуску можна також визначити через номінальну потужність двигуна

$$S_C = P_H K_s / (\eta_H \cos \varphi_H), \quad (15.53)$$

де K_s – кратність струму двигуна при ковзанні s_C , що відповідає початку самозапуску; η_H , $\cos \varphi_H$ – номінальні значення к.к.д. та коефіцієнта потужності двигуна. Значення K_s визначається з виразу

$$K_s = I_{*нукс} \sqrt{1 + s_{кр}^2} / \sqrt{1 + (s_{кр} / s_C)^2},$$

де $I_{*нукс}$ – кратність пускового струму.

Порівнявши праві частини виразів (15.52) і (15.53), можна визначити потужність двигунів, що не вимикають при самозапуску:

- для схеми на рис. 15.8,а

$$P_{HC} = \frac{(U_H / U_{\bar{o}})^2 S_{\bar{o}} \cos \varphi_H \cdot \eta_H}{x K_s (U_1 / U - 1)}; \quad (15.54)$$

- для схеми на рис. 15.8,в

$$P_{HC} = \frac{\cos \varphi_H \cdot \eta_H}{K_s} \times \left[\frac{S_{\bar{o}}}{x} (U_H / U_{\bar{o}})^2 (U_1 / U - 1) - U^2 / |z_{H\bar{o}}| \right]. \quad (15.55)$$

Мінімально допустимі значення напруги на затискачах двигуна знаходять за можливістю здійснення самозапуску:

- для агрегатів з постійним моментом опору

$$U^2 M_{Д\ min} \geq 1,1 M_{МХ}; \quad (15.56)$$

- для агрегатів з вентиляторною характеристикою моменту опору

$$U^2 M_{Д\ max} \geq 1,1 M_{МХ}; \quad (15.57)$$

де $M_{Д\ min}$, $M_{Д\ max}$ – мінімальний та максимальний електромагнітні моменти двигуна; $M_{МХ}$ – статичний момент робочого механізму.

15.8. Рівняння електромеханічних перехідних процесів у синхронному двигуні

Найбільш розповсюджена система координат для запису рівнянь перехідних процесів у синхронних двигунах – система координат d, q . Рівняння Парка-Горєва для синхронного двигуна:

$$\left. \begin{aligned} -u_d &= \psi_q d\gamma / dt + d\psi_d / dt + r i_d \\ -u_q &= -\psi_d d\gamma / dt + d\psi_q / dt + r i_q \end{aligned} \right\} \dots \quad (15.58)$$

При короткочасних перервах в електропостачанні замість повних рівнянь (15.58) звичайно користуються спрощеними рівняннями, отриманими в результаті припущень:

- на складову е.р.с., яка залежить від швидкості зміни амплітуди потокозчеплення, не зважають, тобто уявляють $d\psi / dt = 0$;
- не враховують або наближено визначають активний опір статорної обмотки ($r = 0$).

Спрощені рівняння Парка-Горєва мають такий вигляд:

$$\left. \begin{aligned} u_d &= -\psi_q \cdot d\gamma / dt \\ u_q &= \psi_d \cdot d\gamma / dt \end{aligned} \right\} \quad (15.59)$$

Вони дають змогу зменшити систему диференціальних рівнянь, що описують перехідні процеси в синхронному двигуні, на два порядки і в 2...3 рази збільшити крок інтегрування під час розв'язку рівнянь. Ці рівняння більш наочні і дозволяють вилучити з розгляду в синхронному двигуні магнітні потоки.

При напрузі живильної електричної мережі U та напрузі на обмотці збудження U_f режим синхронного двигуна визначається такими основними параметрами: δ – кут, що характеризує стан ротора відносно осі, яка синхронно обертається (вектор напруги \dot{U} живильної мережі); s – ковзання ротора двигуна або $\omega = 1 - s$ – частота обе-

ртання ротора; E_q'' , E_d'' – складові надперехідної е.р.с. двигуна – осями q та d ; $E_T' = dE_q'' / dt$ – похідна від е.р.с. E_q'' .

Через означені показники обчислюють основні параметри режиму: P , Q – активна і реактивна складові потужності, що споживає двигун із мережі; I – струм у статорній обмотці; I_f , I_{1d} , I_{1q} – струм в обмотці збудження і демпферних обмотках по осях d та q ; E_q , E_d – складові синхронної е.р.с. двигуна. Режим роботи описаний диференціальними рівняннями перехідних процесів:

$$d\delta / dt = 2\pi f_0 s; \quad (15.60)$$

$$T_j ds / dt = M_{mx} - M; \quad (15.61)$$

$$E_T' = dE_q'' / dt; \quad (15.62)$$

$$T_d' T_d'' dE_T' / dt + (T_d' + T_d'') E_T' = -E_q'' + (T_d' + T_d'') [(x_d' - x_d'') / x_d'] (du_q / dt) + u_q (x_q - x_q'') / x_d + (x_d'' / x_d) E_{qH} (u_f + T_{\sigma 1d} du_f / dt); \quad (15.63)$$

$$T_{1q}' dE_d'' / dt + E_d'' = u_d (x_q - x_q'') / x_q. \quad (15.64)$$

У рівнянні (15.63) $T_{\sigma 1d}$ – постійна часу розсіювання демпферної обмотки за поздовжньою віссю, що визначають відношенням

$$T_{\sigma 1d} = x_{\sigma 1d} / R_{1d}. \quad (15.65)$$

Момент опору робочого механізму, зведений до номінальної потужності, встановлюється за залежністю

$$M_{mx} = [M_0 + (\kappa_3 - M_0) \omega^p] P_H / S_H, \quad (15.66)$$

де M_0 – початковий момент (при $s = 1$ або $\omega = 0$); p – показник степеня, який характеризує залежність моменту опору робочого механізму від частоти обертання.

Електромагнітний момент, розвинений синхронним двигуном,

$$M = P / \omega_U, \quad (15.67)$$

де ω_U – частота напруги на статорній обмотці.

Споживані у перехідних режимах активна та реактивна складові потужності звичайно виражають через складові надперехідної е.р.с. та визначають з виразів:

$$P = E_q'' U \sin \delta / x_d'' - E_q'' U \cos \delta / x_q'' + (U^2 / 2) (1 / x_q'' - 1 / x_d'') \sin(2\delta); \quad (15.68)$$

$$Q = -E_q'' U \cos \delta / x_d'' - E_d'' U \sin \delta / x_q'' + U^2 (\cos^2 \delta / x_d'' + \sin^2 \delta / x_q''). \quad (15.69)$$

Початкові умови при розв'язку диференціальних рівнянь перехідних процесів:

$$\delta(0) = \delta(-0); \quad (15.70)$$

$$s(0) = s(-0); \quad (15.71)$$

$$E_q''(0) = E_q''(-0); \quad (15.72)$$

$$E_T(0) = E_T'(-0) + (1/T_d' + 1/T_d'')(1 - x_d''/x_d'')\Delta u_q + \\ + (x_d''/x_d)[T_{\sigma 1d}/(T_d'T_d'')]E_{qH}\Delta u_f; \quad (15.73)$$

$$E_d''(0) = E_d''(-0). \quad (15.74)$$

В умовах (15.70) – (15.74) параметри режиму із значенням, яке дорівнює нулю, належать до попереднього режиму роботи синхронного двигуна.

15.9. Сильне збурення як трифазне замикання на затискачах синхронного двигуна

При трифазному КЗ на затискачах синхронного двигуна напруга, що підведена до статорної обмотки, дорівнює нулю ($U = 0$). Тому систему диференціальних рівнянь (15.60) – (15.64) перехідних процесів можна записати:

$$T_j ds/dt = M_{mx}; \quad (15.75)$$

$$T_d'T_d''dE_T'/dt + (T_d' + T_d'')E_T' + E_q = (x_d''/x_d)E_{qH}(u_f + T_{\sigma 1d}du_f/dt); \quad (15.76)$$

$$T_{1q}'dE_d''/dt + E_d'' = 0. \quad (15.77)$$

Розв'язку цієї системи рівнянь відповідають початкові умови:

$$s(0) = s(-0); \quad (15.78)$$

$$E_q''(0) = E_q''(-0); \quad (15.79)$$

$$dE_q''(0)/dt = u_q(-0)(1 - x_d''/x_d')(1/T_d' + \\ + 1/T_d'') + (x_d''/x_d)E_{qH}T_{\sigma 1d}\Delta u_f/(T_d'T_d''); \quad (15.80)$$

$$E_d''(0) = E_d''(-0). \quad (15.81)$$

Електромеханічний перехідний процес (15.75) проходить незалежно від електромагнітних перехідних процесів поздовжньою (15.76) та поперечною (15.77) осями (при $U_f = const$).

Розв'язок диференціальних рівнянь (15.76) і (15.77) дає змогу визначити характер зміни вимушеної та вільної складових е.р.с. за означеними осями. У результаті можна обчислити значення струму

"підживлення" місця КЗ від двигуна в будь-якому вузлі навантаження і з'ясувати його вплив на стійкість режиму СЕП [9].

15.10. Накид навантаження на синхронний двигун

Накид навантаження на синхронний двигун виникає при двох характерних впливах на режим роботи: зниження живильної напруги або збільшення моменту опору робочого механізму.

Припустимо, що сталося різке зниження напруги від U_0 до U_1 , відповідно змінилася кутова характеристика двигуна $M_0(\delta) \Rightarrow M_1(\delta)$ (рис. 15.9,а). При цьому режим, який усталиться в точці c , настає після циклу коливань положення ротора двигуна навколо точки c . Якщо для аналізу використати метод площин, то площа прискорення abc менша площі гальмування cdk , внаслідок чого режим роботи двигуна залишиться стійким.

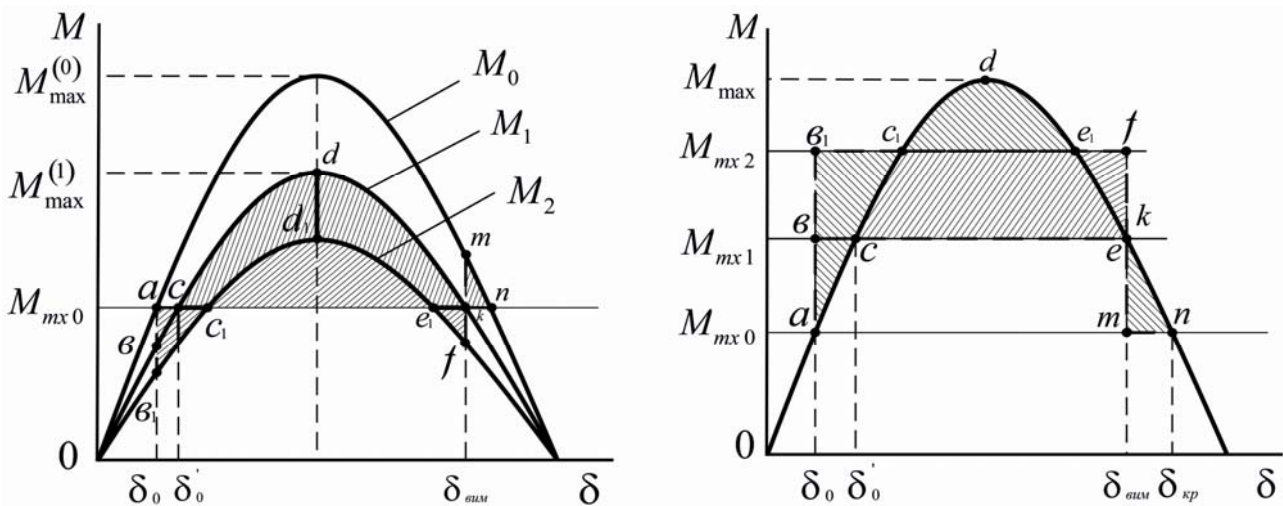


Рис. 15.9. Кутові характеристики моменту синхронного двигуна та робочого механізму: a – зменшення значень напруги; b – зростання моменту опору робочого механізму

При зниженні напруги до U_2 точка рівноваги усталеного режиму агрегату переходить на характеристику $M_2(\delta)$ (точка c_1) і останній буде нестійким. Щоб зберегти стійкість режиму роботи агрегату, необхідно підвищити напругу до U_0 . Для визначення умов стійкості, користуючись методом площин, необхідно так підібрати значення кута δ , щоб сума площин прискорення була не меншою за суму площин гальмування:

$$|F_{ab_1c_1} + F_{e_1fk}| < |F_{c_1e_1d_1} + F_{knm}|. \quad (15.82)$$

При зниженні напруги від U_0 до U_1 (електромагнітного моменту від M_0 до M_2) граничний кут, при якому треба відновлювати напругу, визначається за методом площ з умови

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{вим}} (M_{mx0} - M_{max}^{(1)} \sin \delta) d\delta - \int_{\delta_{вим}}^{\delta_{кр}} (M_{max}^{(1)} \sin \delta - M_{mx0}) d\delta = 0. \quad (15.83)$$

Після інтегрування (15.83) отримуємо

$$(M_{max}^{(0)} - M_{max}^{(1)}) \cos \delta_{вим} = M_{mx0} (\delta_{кр} - \delta_0) + M_{max}^{(0)} \cos \delta_{кр} - M_{max}^{(1)} \cos \delta_0,$$

звідки

$$\delta_{вим} = \arccos [M_{mx0} (\delta_{кр} - \delta_0) + M_{max}^{(0)} \cos \delta_{кр} - M_{max}^{(1)} \cos \delta_0] / (M_{max}^{(0)} - M_{max}^{(1)}). \quad (15.84)$$

При збільшенні навантаження на валу синхронного двигуна накид моменту опору робочого механізму зростає від M_{mx0} до M_{mx1} . Новий усталений режим в точці c буде стійким, адже площа прискорення abc менша за площу гальмування cdk (рис. 15.9,б). При збільшенні моменту опору до $M_{mx,2}$ режим роботи агрегату виявляється нестійким, оскільки площа прискорення ac_1b_1 більша за площу гальмування c_1e_1d . Для забезпечення стійкості режиму роботи необхідно знизити момент опору робочого механізму від M_{mx2} до M_{mx0} при значенні кута δ , що не перевищить граничного значення $\delta_{кр}$ за умови стійкості.

У разі накиду моменту опору від M_{mx0} до деякого значення M_{mx} , що порушує стійкість при незмінному значенні живильної напруги, граничний кут вимкнення двигуна можна визначити з рівняння, який складається за методом площин:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{вим}} (M_{mx} - M_{max}^{(0)} \sin \delta) d\delta - \int_{\delta_{вим}}^{\delta_{кр}} (M_{max}^{(0)} \sin \delta - M_{mx0}) d\delta = 0. \quad (15.85)$$

Після інтегрування рівняння та відповідних перетворень отримаємо

$$\delta_{вим} = [M_{mx} \delta_0 - M_{mx0} \delta_{кр} - M_{max}^{(0)} (\cos \delta_{кр} - \cos \delta_0)] / (M_{mx} - M_{mx0}). \quad (15.86)$$

Метою аналізу стійкості режиму роботи може бути визначення граничного часу роботи в стані накиду навантаження на двигун, який працював у попередній момент часу в нормальному режимі. Це – те-

рмін, коли допустиме зниження значення живильної напруги або збільшення значення моменту опору робочого механізму. Граничний час можна визначити за методами послідовних інтервалів або апроксимації ділянки синусоїди січною, яка проходить через точки кутової характеристики з кутами $\delta_0 = \delta_0^1$ і $\delta_{вим}$.

Граничний час $t_{зр}$ при використанні методу апроксимації (рис.15.10,а) визначається з рівняння, що описує перебіг перехідного процесу при накиді навантаження:

$$T_j d^2 \delta / dt^2 = M_{mx0} - M_{max}^{(1)} \sin \delta. \quad (15.87)$$

Останнє після введення нових змінних

$$\tau = t \sqrt{M_{max}^{(1)} / T_j} \quad \text{та} \quad M_* = M_{mx0} / M_{max}^{(1)}$$

виглядає як

$$d^2 \delta / d\tau^2 = M_* - \sin \delta, \quad (15.88)$$

де M_* – постійне значення зведеного моменту опору робочого механізму.

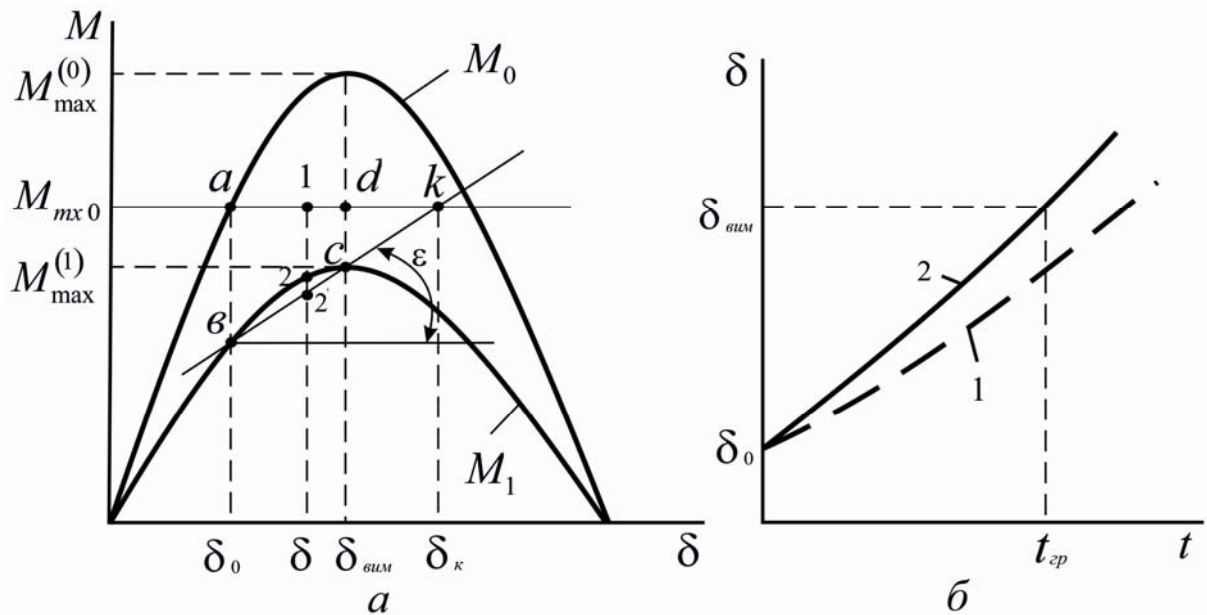


Рис. 15.10. До розгляду лінеаризації рівняння перехідного процесу накиду навантаження: *а* – кутові характеристики моменту синхронного двигуна та робочого механізму; *б* – залежність зміни кута у часу

Для розв'язку рівняння (15.88) його інтегрують, замінивши ділянку синусоїди $b2c$ відрізком прямої bc (рис. 15.10,а). Різниця між

зведеним моментом M_* та електромагнітним моментом дорівнює $\Delta M_* = M_* - \sin \delta$ і відповідає на рис. 15.10,*a* відрізку $l-2$.

Замінивши ділянку синусоїди $b2c$ відрізком прямої $b2'c$, отримаємо тотожність

$$\Delta M_* = (\delta_K - \delta) \operatorname{tg} \varepsilon, \quad (15.89)$$

де $\operatorname{tg} \varepsilon = (\sin \delta_{\text{вим}} - \sin \delta_0^1) / (\delta_{\text{вим}} - \delta_0^1) = c$.

Таким чином, рівняння (15.88) еквівалентно замінюється на рівняння

$$d^2 \delta / d\tau^2 = c(\delta_K - \delta). \quad (15.90)$$

Після інтегрування останнього рівняння при початкових умовах $\delta_0 = \delta_0^1$, $\tau_0 = 0$ визначаємо

$$\delta = \delta_K - (\delta_K - \delta_0^1) \cos(\tau \sqrt{c}) \quad (15.91)$$

або $\cos(\tau \sqrt{c}) = (\delta_K - \delta) / (\delta_K - \delta_0^1)$.

Якщо в цей вираз підставити $\delta_{\text{вим}}$ замість δ , знайдемо граничний час роботи у стані накиду навантаження

$$\tau = (1 / \sqrt{c}) \arccos [(\delta_K - \delta_{\text{вим}}) / (\delta_K - \delta_0^1)]. \quad (15.92)$$

З урахуванням значень τ та c , а також заміни $(\delta_K - \delta_{\text{вим}}) / (\delta_K - \delta_0^1) = (M_{\text{mx}0} - M_{\text{max}}^{(1)} \sin \delta_{\text{вим}}) / (M_{\text{mx}0} - M_{\text{max}}^{(1)} \sin \delta_0^1)$, що впливає з подібності трикутників akb та dkc ($kd / ka = dc / ab$), визначаємо

$$t_{\text{зр}} = \{T_j (\delta_{\text{вим}} - \delta_0^1) / [M_{\text{max}}^{(1)} (\sin \delta_{\text{вим}} - \sin \delta_0^1)]\} \times \\ \times \arccos [(M_0 / M_{\text{max}}^{(1)} - \sin \delta_{\text{вим}}) / (M_0 / M_{\text{max}}^{(1)} - \sin \delta_0^1)]. \quad (15.93)$$

За кривими рис. 15.10,*б*, що характеризують зміну у часі кута $\delta = f(t)$ при нахилі навантаження, можна оцінити похибку методу апроксимації ділянки синусоїди січною bc . З прийнятною для інженерних розрахунків точністю за (15.93) можна визначити допустимий час роботи синхронного двигуна з нахилом навантаження.

15.11. Пуск синхронного двигуна

При пуску синхронний двигун вмикають до електричної мережі незбудженим ($u_f = 0$). Цей стан визначається системою диференціальних рівнянь, отриманих із загальної системи рівнянь (15.60) – (15.64):

$$\left. \begin{aligned}
 d\delta / dt &= 2\pi f_0 s \\
 T_j ds / dt &= M_{mx} - M \\
 T'_d T''_d d^2 E''_q / dt^2 + (T'_d + T''_d) dE''_q / dt + E''_q &= \\
 &= (T'_d + T''_d)(1 - x''_d / x'_d) du_q / dt + (1 - x''_d / x_d) u_q \\
 T'_q dE''_d / dt + E''_d &= u_d (1 - x''_q / x_q)
 \end{aligned} \right\} \quad (15.94)$$

Ураховуючи, що процес пуску мало залежить від початкового положення ротора (у початковий момент часу невідоме), у розрахунках беруть $\delta(0) = 0$. Тоді всі початкові умови, що відповідають пуску з стану нерухомого ротора двигуна, будуть:

$$\left. \begin{aligned}
 \delta(0) &= 0 \\
 s(0) &= 1 \\
 E''_q(0) &= 0 \\
 dE''_q(0) / dt &= -u(0)(1 - x''_d / x'_d)(1 / T'_d + 1 / T''_d) \\
 E''_d(0) &= 0
 \end{aligned} \right\} \quad (15.95)$$

У перехідному режимі пуску параметри режиму мають вимушені та вільні складові. Основні закономірності процесу пуску визначаються вимушеними складовими, обумовленими напругою мережі. Вільні складові з'являються лише в початковий час вмикання двигуна і на його розгін істотно не впливають, тому при аналізі їх не беруть до уваги.

Процес пуску синхронного двигуна можна обчислювати двома основними методами, які різняться за точністю.

Точний метод ґрунтується на розв'язку системи диференціальних рівнянь (15.94) спільно з виразами для моменту опору робочого механізму (15.66), електромагнітного моменту (15.67), (15.68) і визначенні напруги в мережі. Цей метод ураховує: всі вимушені та вільні складові параметрів режиму, поступове зростання вимушеного струму в обмотках збудження після вмикання до збуджувального пристрою, вплив на значення параметрів режиму швидкостей змін ковзання, напруги на статорній обмотці та обмотці збудження. Недолік точного методу розрахунку – необхідність при розв'язанні системи з п'яти диференціальних рівнянь інтегрування з малим за часом кроком, що значно збільшує тривалість розрахунку на ЕОМ.

У спрощеному методі розрахунку процесу пуску вільні та деякі вимушені складові параметрів режиму синхронного двигуна не враховують. Процес пуску складається з двох послідовних етапів:

- розгін незбудженого двигуна до підсинхронної частоти обертання під дією середнього асинхронного моменту M_{AC} ;
- утягнення двигуна в синхронізм під дією синхронізувального моменту, обумовленого збудженням.

Процес розгону незбудженого двигуна розраховують за рівнянням

$$T_j ds / dt = M_{mx} - M_{AC} = \Delta M. \quad (15.96)$$

Визначальне значення має початковий поштовх струму статора та тривалість розгону до підсинхронної частоти обертання. Початкове значення періодичної складової струму статора визначають за виразом

$$I = U / (x_d'' + x_{3u}), \quad (15.97)$$

де U – напруга в цій точці мережі (за x_{3u}), де її можна вважати незалежною від режиму роботи двигуна.

Тривалість розгону до підсинхронної частоти обертання можна визначати так само, як і для асинхронного двигуна. Після досягнення підсинхронної частоти обертання ($s \approx 0,1$) напруга подається на обмотку збудження і поряд з асинхронним електромагнітним моментом M_{AC} з'являється синхронний момент M_C , у результаті чого двигун входить в синхронізм, набувши властивостей синхронного двигуна.

Синхронний електромагнітний момент, що діє на другому етапі процесу пуску двигуна, визначається за виразом

$$M_C = (E_{q2}'' U / x_d'') \sin \delta = (E_{qn} u_f U / x_d) \sin \delta, \quad (15.98)$$

де E_{q2}'' – нова вимушена складова надперехідної е.р.с., залежна від напруги u_f на обмотці збудження та яку визначають з диференціального рівняння

$$\begin{aligned} T_d' T_d'' d^2 E_{q2}'' / dt^2 + (T_d' + T_d'') dE_{q2}'' / dt + E_{q2}'' = \\ = (x_d'' / x_d) E_{qn} (u_f + T_{\sigma 1} du_f / dt), \end{aligned}$$

в усталеному режимі ця складова дорівнює

$$E_{q2}'' = E_{qn} u_f x_d'' / x_d.$$

Розрахунок процесу пуску на етапі синхронізації двигуна містить інтегрування рівнянь:

$$T_j ds / dt = M_{mx} - M_{AC} - M_C;$$

$$d\delta / dt = 2\pi f_0 \delta.$$

Зазначимо, що початкове значення кута δ беремо рівним нулю.

Переваги розрахунку процесу пуску за спрощеним методом: зменшується порядок системи диференціальних рівнянь опису перехідних процесів; збільшується крок інтегрування на етапі розрахунку процесу розгону незбудженого двигуна на два порядки; скорочується час обчислення процесором пуску. До того ж достатньо точно відображені процеси змін частоти обертання ротора, напруги на статорній обмотці, струму в обмотці статора, середніх значень активної та реактивної складових потужності.

15.12. Самозапуск синхронних двигунів

За характером перебігу перехідних процесів самозапуски розподіляють на два види:

- при збереженні динамічної стійкості режиму роботи двигунів;
- при випадінні з синхронізму двигуна (порушення стійкості) з наступною ресинхронізацією.

Якщо до моменту відновлення напруги синхронний двигун працює як асинхронний з певним значенням ковзання, то процес самозапуску можна розглядати як пуск асинхронного двигуна. Він здійснюється від тієї проміжної частоти обертання, до якої встиг загальмуватися за час відсутності напруги.

Самозапуск синхронного двигуна при збереженні динамічної стійкості роботи практично може бути забезпечений, якщо за термін порушення нормального електропостачання зростання кута δ , що характеризує положення ротора, не перевищить критичного значення $\delta_{кр} \approx 140...150^\circ$.

Збільшення значення кута δ визначається з розв'язку рівняння електромеханічних перехідних процесів

$$\delta = \delta_0 + \pi f_0 \Delta M t^2 / T_j, \quad (15.99)$$

де δ_0 – кут у режимі, що передував порушенню електропостачання; $\Delta M = M_{mx} - M$ – надлишковий момент на валу агрегату при порушенні нормального електропостачання.

Найбільш несприятливе порушення умов нормального електропостачання проходить при трифазному КЗ на невеликій електричній

віддаленості від двигуна ($M \rightarrow 0$; $\Delta M \approx M_{mx}$). Тоді кут δ досягає значення $\delta_{кр}$ при розповсюджених початкових умовах $T_j \geq 3c$, $\kappa_3 \leq (0,7 \dots 0,8)$ за період $t_{кр} = 0,2 \dots 0,3c$. Для збереження динамічної стійкості режиму роботи синхронного двигуна необхідно, щоб $t_{вим}$ було меншим за $t_{кр}$.

На значення критичного часу $t_{кр}$ істотно впливають залишкова напруга на затискачах двигуна і стан його системи збудження в момент часу порушення електропостачання. Значення $U_{залиши}$ залежить від електричної віддаленості місця КЗ від джерела електропостачання синхронного двигуна, а стан системи збудження – від схеми живлення і типу збуджувального пристрою. Наприклад, при $U_{*залиши} = 0,3$ і збереженні збудження двигуна значення $t_{кр}$ збільшується порівняно з наведеними вище даними в 1,4 раза, а при втраті збудження – лише в 1,2 раза.

При розрахунку процесу самопуску синхронних двигунів вирішують завдання:

- ◆ перевіряють вплив самозапуску на нормальну роботу електроприймачів та елементів СЕП;
- ◆ визначають залишкову напругу у вузлах ввімкнення синхронних двигунів, необхідну для відновлення їх нормальної роботи;
- ◆ знаходять електромагнітні моменти двигуна, потрібні для надійного входження в синхронізм;
- ◆ обчислюють тривалість процесу пуску і температуру перегрівання двигуна.

Допустимі до різних меж значення зниження напруги у вузлі СЕП під час самозапуску синхронних двигунів залежно від характеру навантаження:

- при спільному живленні освітлювального навантаження та двигунів з частими і тривалими пусками $U \geq 0,9U_H$, а при виняткових й короткочасних пусках і самопусках $U \geq (0,8 \dots 0,85)U_H$;
- при роздільному живленні освітлювального навантаження та двигунів незалежно від частоти і тривалості їх пуску та самозапуску $U \geq (0,75 \dots 0,8)U_H$;
- при освітлювальному навантаженні з люмінесцентними лампами $U \geq 0,9U_H$.

Під час живлення двигуна через блок-трансформатори напруга самозапуску обмежується мінімальним значенням електромагнітного моменту, необхідного для розгону агрегату.

Для перевірки можливості самозапуску необхідно порівняти середній асинхронний момент двигуна з моментом опору робочого механізму. Асинхронний момент синхронного двигуна визначається аналогічно як і для генератора.

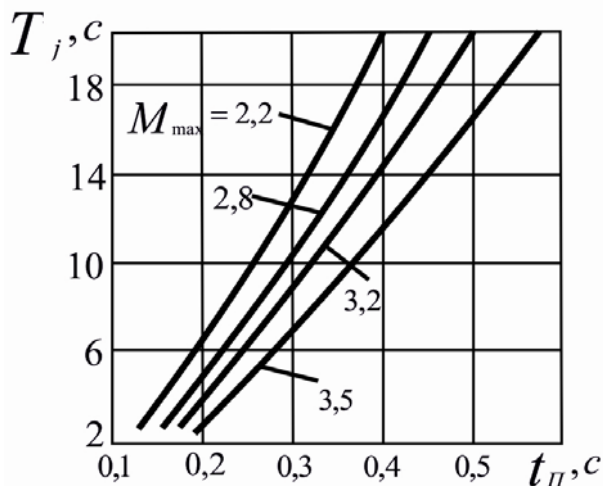


Рис. 15.11. Залежність допустимого за умов самозапуску часу перерви в живленні синхронного двигуна

Перспективні рішення щодо підвищення динамічної стійкості режиму роботи синхронних двигунів у процесі здійснення їх самозапуску: обґрунтований вибір схем ввімкнення двигунів до електричної мережі (секціонування розподільних пристроїв, застосування швидкодіючих АВР та АПВ, паралельна робота секцій через здвоєний секційний реактор, використання двигунів з розщепленою статорною обмоткою).

У випадках, коли шляхом схемних рішень самозапуск неможливий, застосовують автоматичну

ресинхронізацію двигуна. Вхідження в синхронізм при цьому повинне супроводжуватися форсуванням збудження, що підвищує максимальний синхронний момент. Для ресинхронізації передбачено також розвантаження робочого механізму та інші заходи, які сприяють вхідженню двигуна у синхронізм.

Час перерви в електропостачанні, протягом якого двигун не випадає із синхронізму, знаходять за виразом

$$t_{\Pi} \leq 0,06 \sqrt{T_{j\Sigma} (M_{max} - 0,6M_{mx}) / M_{mx0}}, \quad (15.100)$$

де $T_{j\Sigma}$ – електромеханічна постійна часу агрегату (двигун – механізм).

На рис.15.11 зображено залежності допустимого часу порушення електропостачання від електромеханічної постійної часу агрегату при значеннях кратності моменту M_{max} і статичного моменту $M_{mx0} = 0,8M_n$.

Середнє критичне ковзання, з якого після відновлення напруги під дією вхідного моменту двигун входить у синхронізм,

$$s_{кр} = \sqrt{k_f M_{max} / T_j}, \quad (15.101)$$

де k_f – кратність струму збудження при ресинхронізації; при відсутності форсування збудження $k_f = 1$. Таким чином, критичному ковзанню синхронного двигуна відповідає максимальне ковзання, при якому після відновлення напруги двигун входить у синхронізм. Чим більше $s_{кр}$, тим менший достатній момент для забезпечення самозапуску двигуна.

15.13. Електромеханічні перехідні процеси у вузлі з комплексним навантаженням

За короткочасної перерви в електропостачанні у вузлі з комплексним навантаженням виникають групові перехідні процеси, обумовлені усіма електроспоживачами.

Для аналізу й розрахунку перехідних процесів у характерних режимах комплексного навантаження складають розрахункову схему (рис. 15.12,а), в якій до кожної з секцій ввімкнені відповідно: n_1, n_2 – синхронні двигуни; m_1, m_2 – асинхронні двигуни; $P_{нв1} + jQ_{нв1}$, $P_{нв2} + jQ_{нв2}$ – інше навантаження, яке вираховують за статичними характеристиками. Така розрахункова схема вузла навантаження дає можливість при короткочасній перерві електропостачання однієї з секцій розподільного пристрою обчислювати показники початкового режиму, вибіг двигунового навантаження при КЗ у живильному колі і після вимкнення КЗ, а також самозапуск двигунів після запускання АВР.

З параметрів режиму синхронних двигунів визначаються показники:

- за розв'язком системи диференціальних рівнянь перехідних процесів: δ_i – кут зсуву між поперечною віссю ротора i -го двигуна та вектором е.р.с. електричної системи; ω_i – частота обертання i -го двигуна; E''_{qi} – складова надперехідної е.р.с. поперечною віссю ротора; E'_{Ti} – перша похідна за часом від складової E''_{qi} ; E''_{di} – складова надперехідної е.р.с. поздовжньою віссю ротора;

- алгебраїчними залежностями і які залишаються сталими на всіх етапах розрахунку: поздовжня U_{di} та поперечна U_{qi} складові напруги на статорній обмотці; активна P_i та реактивна Q_i складові потужності; струм I_i статорної обмотки; поздовжня E_{di} і поперечна E_{qi}

складові синхронної е.р.с. двигуна; перехідна е.р.с. E'_{qi} ; струм в обмотці збудження I_{fi} ; струми поздовжньої I_{ldi} та поперечної I_{lqi} демпферних обмоток; напруга U_{fi} на обмотці збудження.

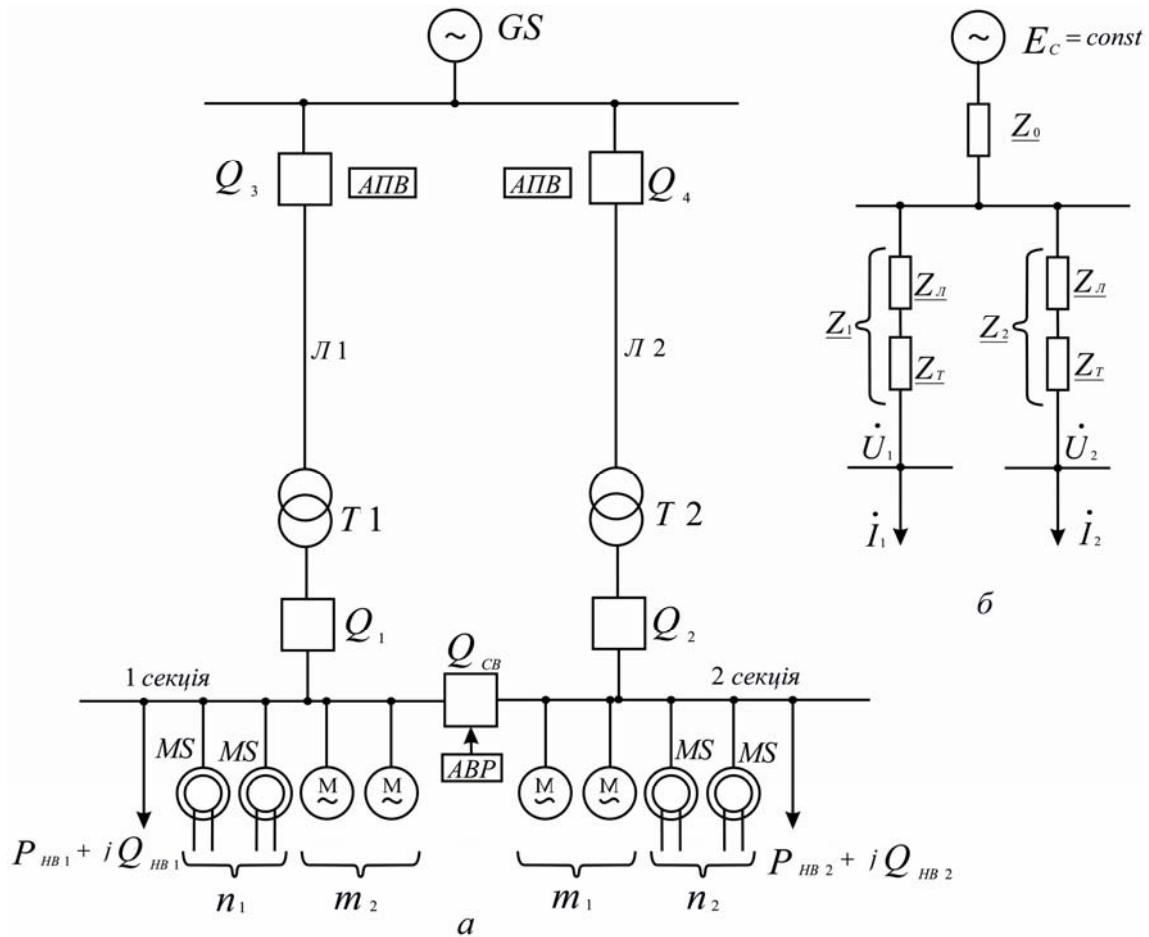


Рис. 15.12. Схеми вузла з комплексним навантаженням: *а* – розрахункова; *б* – заміщення

При розрахунках перехідних процесів вузла з комплексним навантаженням можна окремо розглядати показники синхронних та асинхронних двигунів, а також показники еквівалентування одним двигуном навантаження всієї секції розподільного пристрою.

З параметрів режиму асинхронних двигунів встановлюються показники:

- з розв'язань системи диференціальних рівнянь перехідних процесів: $\omega_{АДi}$ – частота обертання ротора i -го асинхронного двигуна; $E''_{АДi}$ – надперехідна е.р.с. асинхронного двигуна;

- з алгебраїчних виразів: активна P_{ADi} та реактивна Q_{ADi} складові потужності та струм I_{ADi} статорної обмотки; активна P_C і реактивна Q_C складові потужності навантаження секції розподільного пристрою; струм навантаження секції I_C .

Необхідність еквівалентування навантаження секції одним двигуном виникає для визначення частоти напруги на секції при груповому вибігу двигунів вузла комплексного навантаження після вимкнення секції з електричної мережі.

Коли до вузла мережі ввімкнені n синхронних і m асинхронних двигунів, еквівалентний двигун повинен відповідати певним умовам:

- номінальна потужність еквівалентного двигуна визначається сумою номінальних потужностей всіх двигунів вузла

$$S_{HE} = \sum_{i=1}^n S_{HCDi} + \sum_{i=1}^m S_{HADi}; \quad (15.102)$$

- електромеханічна постійна часу еквівалентного агрегату двигун – робочий механізм

$$T_{jE} = \left[\sum_{i=1}^n (T_{jCDi} S_{HCDi}) + \sum_{i=1}^m (T_{jADi} S_{HADi}) \right] / S_{HE}; \quad (15.103)$$

- активна потужність, споживана еквівалентним двигуном з електричної мережі

$$P_E = \left[\sum_{i=1}^n (P_{CDi} S_{HCDi}) + \sum_{i=1}^m (P_{ADi} S_{HADi}) \right] / S_{HE}; \quad (15.104)$$

- момент опору робочого механізму еквівалентного двигуна

$$M_{mxE} = \left[\sum_{i=1}^n (M_{mxCDi} S_{HCDi}) + \sum_{i=1}^m (M_{mxADi} S_{HADi}) \right] / S_{номE}. \quad (15.105)$$

Для визначення параметрів режиму еквівалентного двигуна необхідно скористатися рівняннями електромеханічних перехідних процесів:

– для синхронного $T_{jCDi} d\omega_{CDi} / dt = M_{CDi} - M_{mxCDi}$;

– для асинхронного $T_{jADi} d\omega_{ADi} / dt = M_{ADi} - M_{mxADi}$

та еквівалентного двигуна

$$T_{jE} d\omega_E / dt = M_E - M_{mxE}. \quad (15.106)$$

Сума рівнянь електромеханічних перехідних процесів двигунів вузла навантаження, зведених до номінальної потужності еквівалентного двигуна, запишеться

$$\sum_{i=1}^n [(T_{j_{CDi}} S_{n_{CDi}} / S_{nE}) d\omega_{CDi} / dt] + \sum_{i=1}^m [(T_{j_{ADi}} S_{n_{ADi}} / S_{nE}) d\omega_{ADi} / dt] = T_{jE} d\omega_E / dt. \quad (15.107)$$

Якщо проінтегрувати рівняння (15.107) при частоті обертання ротора асинхронних двигунів вузла навантаження в усталеному режимі, то отримаємо частоту обертання ротора еквівалентного двигуна в усталеному режимі

$$\omega_{yE} = \left[\sum_{i=1}^n (T_{j_{CDi}} S_{n_{CDi}} \omega_{y_{CDi}}) + \sum_{i=1}^m (T_{j_{ADi}} S_{n_{ADi}} \omega_{y_{ADi}}) \right] / \left[\sum_{i=1}^n (T_{j_{CDi}} S_{n_{CDi}}) + \sum_{i=1}^m (T_{j_{ADi}} S_{n_{ADi}}) \right]. \quad (15.108)$$

Інтегрування (15.107) при частоті обертання синхронних та асинхронних двигунів вузла навантаження $\omega_{CDi}, \omega_{ADi}$ в будь-який момент часу перехідного процесу дає можливість за обставин, що розглядаються, визначити частоту обертання ротора еквівалентного двигуна

$$\omega_E = \left[\sum_{i=1}^n (T_{j_{CDi}} S_{n_{CDi}} \omega_{CDi}) + \sum_{i=1}^m (T_{j_{ADi}} S_{n_{ADi}} \omega_{ADi}) \right] / \left[\sum_{i=1}^n (T_{j_{CDi}} S_{n_{CDi}}) + \sum_{i=1}^m (T_{j_{ADi}} S_{n_{ADi}}) \right]. \quad (15.109)$$

Синхронна частота напруги на затискачах еквівалентного двигуна встановлюється за виразом

$$\omega_{CE} = \omega_E / \omega_{yE}. \quad (15.110)$$

В усталеному режимі вузла навантаження ($\omega_{CDi} = 1; \omega_{ADi} = \omega_{уст ADi}$) синхронна частота напруги на затискачах еквівалентного двигуна дорівнює одиниці.

При розгляді перехідних процесів у вузлах з комплексним навантаженням практичне значення мають такі характерні збурення режиму, як КЗ, груповий вибіг та груповий самозапуск двигунів.

При виникненні КЗ у вузлі з комплексним навантаженням складова струму КЗ від двигунів значна й дорівнює 50 % і більше від загального струму в місці КЗ. Якщо у вузлі більше синхронних двигунів, то в режимі, який передуює появі КЗ (рис. 15.13,а), кут γ між векторами е.р.с. живильної системи \dot{E}_{GS} та напругою на шинах вузла

\dot{U} складає $10...15^\circ$. Кут θ між поперечною віссю q синхронного двигуна та вектором \dot{U} дорівнює $30...40^\circ$. При цьому кут між \dot{E}_{GS} та віссю q у нормальному режимі навантаження $\delta = 40...55^\circ$, а між \dot{E}'' і \dot{E}_{GS} за рахунок поздовжньої складової надперехідної е.р.с. E_d'' зменшується порівняно із значенням δ до $20...30^\circ$. Вектор струму \dot{I}_D двигунового навантаження в нормальному режимі випереджає вектор напруги \dot{U} на кут φ .

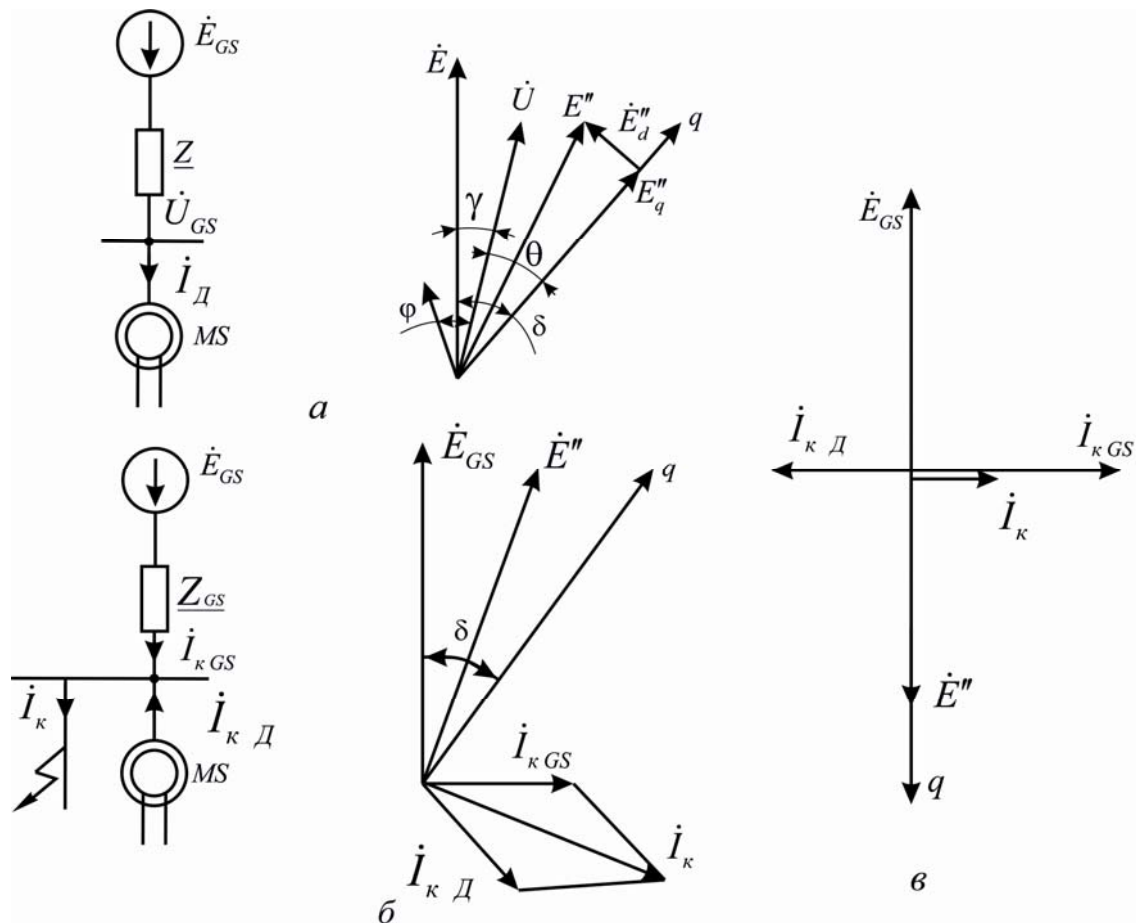


Рис. 15.13. Векторні діаграми струмів та напруг у вузлі: *а* – у початковому режимі; *б* – в перший момент часу після КЗ; *в* – при протифазі струмів КЗ від системного джерела та двигуна

При КЗ у перший момент часу (рис. 15.13,б) вектори е.р.с. \dot{E}_{GS} і \dot{E}'' відповідають попередньому режимові, вектори струмів КЗ від системи \dot{I}_{kGS} та двигунів \dot{I}_{kD} відстають залежно від векторів \dot{E}_{GS} і \dot{E}'' на кут 90° . Геометрична сума струмів у місці КЗ $\dot{I}_k = \dot{I}_{kGS} + \dot{I}_{kD}$ при цьому приблизно на $5...7\%$ менша за їх алгебраїчну суму.

Після виникнення КЗ синхронні двигуни вузла розпочинають гальмуватися, а значення кута δ збільшується і через певний час досягає значення $\delta = 180^\circ$ (рис. 15.13,в). Поздовжня складова E_d'' до цього часу різко згасає і збігається з віссю q . Складова струму від живильної системи $\dot{I}_{кGS}$ залишається сталою, а складова струму від двигунів $\dot{I}_{кД}$ згасає. Алгебраїчна сума струмів $I_k = I_{кGS} + I_{кД}$ суттєво різниться від геометричної суми струмів $\dot{I}_k = \dot{I}_{кGS} + \dot{I}_{кД}$. При звичайному визначенні струму КЗ у вузлі навантаження шляхом алгебраїчного підсумовування струмів $\dot{I}_{кGS}$ та $\dot{I}_{кД}$ залежно від їх співвідношення та моменту часу може виникати значна похибка, яка досягає 100 % і більше. Уточнити значення струмів КЗ можна застосуванням обчислювальної техніки для розрахунків перехідних процесів у вузлах СЕП, що важливо для вибору комутаційних апаратів та провідників.

Після вимкнення пошкодженої секції розподільного пристрою (рис. 15.12) виникає стан гальмування двигунів, який називається груповим вибігом двигунів. Спільний груповий вибіг синхронних та асинхронних двигунів протягом значного інтервалу часу характеризується однаковою середньою частотою обертання синхронних двигунів і ковзанням, меншим за критичне, асинхронних двигунів. Такий вибіг зветься синхронним, оскільки за рахунок взаємного обміну електромагнітною потужністю швидкості вибігу різних двигунів вирівнюються. Так, двигуни з меншими електромеханічними постійними часу переходять на "двигуновий режим" і за рахунок додаткового електромагнітного моменту вибігають з меншою швидкістю, аніж при індивідуальному вибігу. Двигуни з більшими електромеханічними постійними часу переходять на "генераторний режим" і вибігають із більшою за індивідуальний вибіг швидкістю.

Основні показники, що характеризують процес синхронного групового вибігу, – залишкова напруга $U_{зал}$ на шинах секції та її частота ω . Напруга на шинах вузла при спільному груповому вибігу синхронних та асинхронних двигунів підтримується в основному за рахунок синхронних двигунів. Частота напруги при цьому в основному збігається з середньою частотою обертання синхронних двигунів. Залишкова напруга на шинах секції розподільного пристрою і частота вибігу при груповому вибігу одних синхронних двигунів збігаються з е.р.с. та частотою обертання еквівалентного двигуна. Характер гру-

пового вибігу синхронних двигунів залежить від співвідношення між електромеханічними постійними часу T_{jCDi} окремих двигунів. При різних T_{jCDi} двигуни вибігають у неусталеному режимі (синхронному або асинхронному).

Синхронний груповий вибіг двигунів виникає за умови, якщо електромагнітний момент кожного двигуна, обумовлений обміном електромагнітною потужністю між ними, достатній для підтримки синхронної частоти вибігу. При цьому межа існування синхронного групового вибігу визначається нерівністю

$$|M_i| \leq M_{max i}, \quad i = \overline{1, N}, \quad (15.111)$$

де M_i – електромагнітний момент i -го двигуна, необхідний для існування групового вибігу; $M_{max i}$ – максимальний синхронний момент i -го двигуна.

При груповому вибігу синхронних та асинхронних двигунів частота їх обертання різниться від частоти еквівалентного двигуна, а частота напруги вузла навантаження дорівнює середній частоті обертання синхронних двигунів.

Груповий вибіг одних асинхронних двигунів на значному інтервалі часу – синхронний. Вибіг асинхронних двигунів через великий запас кінетичної енергії відбувається в режимі генерації активної потужності, а при великому запасі електромагнітної потужності – у режимі генератора реактивної потужності. У випадках невеликих запасів кінетичної або електромагнітної енергії вибіг асинхронних двигунів проходить у режимі споживання активної або реактивної потужності. Внаслідок обміну електромагнітною потужністю різні двигуни в процесі вибігу швидкості вирівнюють, що призводить до їх синхронного вибігу.

Режим групового самозапуску двигунів вузла з комплексним навантаженням виникає після запуску АВР на секційному вимикачі розподільного пристрою підстанції (рис. 15.12). Обмежувальні чинники групового самозапуску – допустимі залишкова напруга та струм вмикання двигунів у момент самозапуску. Допустима залишкова напруга на затискачах двигунів перед вмиканням на самозапуск повинна становити

$$U_{зал} \approx (0,35 \dots 0,4)U_n. \quad (15.112)$$

Допустимий струм вмикання при самозапуску визначається електродинамічною стійкістю обмоток двигунів. При проектуванні дви-

гунів електродинамічна стійкість обмоток розраховується за умовами трифазного КЗ на затискачах двигуна та режиму пуску. Коротке замикання характеризується дійсним значенням періодичної складової надперехідного струму I'' , а режим пуску – середнім значенням періодичної складової пускового струму $I_{пуск}$.

У режимі пуску найбільше значення періодичної складової струму з урахуванням вільних складових у момент вмикання двигуна на 30...35 % більше пускового струму, що надається в каталогових даних двигуна. Тому

$$I_{пуск\ max} \approx (1,3...1,5)I_{пуск}. \quad (15.113)$$

Оскільки $I_{пуск\ max}$ більший надперехідного струму при КЗ I'' , допустимий струм вмикання при груповому самозапуску

$$I_{доп\ вмик} = I_{пуск\ max}, \quad (15.114)$$

що приблизно на 30 % більше каталогового пускового струму двигунів.

Приклади розрахунків

Приклад 15.1. Визначити граничний кут зняття накиду навантаження при періодично змінюваному від холостого ходу до найбільшого значення навантаження, графік якого зображено на рис. 15.14,а. При $\delta_0 = 0$ момент $M_{мх0} = M_0 = 0$; $M_{мх} = M_1$.

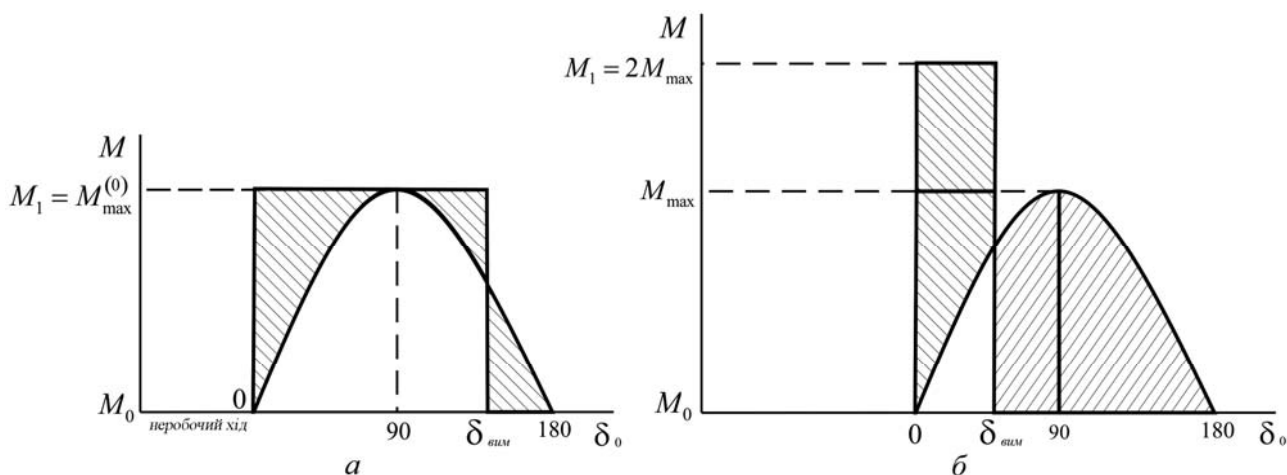


Рис. 15.14 (до прикладу 15.1)

Розв'язання. Граничний кут зняття накиду навантаження при $\delta_0 = 180^\circ$ згідно формули (15.86) $\delta_{вим} = 2M_{\max}^{(0)} / M_1$.

Отже, при $M_1 = M_{\max}^{(0)}$ граничний кут $\delta_{вим} = 2\text{рад}$ або $\delta_{вим} = 360 / \pi = 114^\circ$.

Якщо $M_1 = M_{\max}^{(0)}$ (рис. 15.14,б), то кут $\delta_{\text{вим}} = 1 \text{ рад}$ або $\delta_{\text{вим}} = 180 / \pi = 57^\circ$.

Приклад 15.2. Підприємство живиться від мережі напругою 110 кВ через два трансформатори 110/6,3 кВ, з'єднані між собою секційним вимикачем (його стан – нормально вимкнений). При вимиканні одного з трансформаторів споживачі відповідної секції приєднуються до другого трансформатора (стан секційного вимикача – ввімкнений). Тривалість перерви в електропостачанні – 1 с. Опір мережі, який (та всі інші) зведений до потужності 100 МВ·А і напруги 6,3 кВ, становить 0,76. Визначити залишкову напругу при самозапуску синхронних та асинхронних двигунів, що живляться на ступенях напругою 6000 та 380 В, якщо результуючий опір усіх самозапускних синхронних двигунів дорівнює 1,98, а асинхронних – 7,45.

Розв'язання. Виходячи з тривалості перерви в електропостачанні, обчислюємо реактивні опори всіх елементів мережі та самозапускних двигунів за припущеннями:

- напруга джерела системи та е.р.с. синхронних двигунів за модулем у відносних одиницях виміру однакові, кут зсуву між їх векторами не враховуємо;

- опір синхронних двигунів непошкодженої секції шин надперехідний, як і в режимі КЗ за опором самозапускних двигунів, оскільки в синхронних двигунах резервної секції повинно бути випереджувальне форсування збудження.

Еквівалентний опір синхронних двигунів

$$x_* = 0,76 \cdot 1,98 / (0,76 + 1,98) = 0,55.$$

Залишкова напруга на шинах 6 кВ при самозапуску асинхронних двигунів, що живляться напругою 380 В,

$$U_{*\text{зал}} = 7,45 / (7,45 + 0,55) = 0,93.$$

Без урахування впливу асинхронних двигунів

$$U'_{*\text{зал}} = 7,5 / (7,45 + 0,76) = 0,91,$$

тобто вплив синхронних двигунів на залишкову напругу в асинхронних двигунах при самозапуску незначний.

Приклад 15.3. Перевірити, при якій залишковій напрузі може бути здійснено самозапуск технологічної машини з постійним моментом опору ($m_C = 0,7$; $T_j = 0,2$ с) при таких параметрах приводного асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором: $m_{\text{пуск}} = 1,2$; $m_{\text{max}} = 2,2$; $s_n = 0,05$. Перерва в електропостачанні $t_{\Pi} = 1,4$ с.

Розв'язання. Ковзання, до якого гальмується агрегат за перерву в електропостачанні,

$$s = m_C t_{\Pi} / T_j = 0,7 \cdot 1,4 / 2 = 0,5.$$

Критичне ковзання двигуна

$$s_{кр} / s_H = m_{max} + \sqrt{m_{max}^2 - 1} = 4,16;$$

$$s_{кр} = 4,16 \cdot 0,05 \approx 0,21.$$

Збудуємо механічну характеристику двигуна (рис.15.15). Ковзання $s = 0,5$ відповідає $m = 1,7$. Щоб при відновленні живильної напруги електромагнітний момент був вищий за момент опору машини ($m_C \geq 0,8 \dots 0,85$), залишкова напруга на двигуні повинна бути

$$U_{*зал} = \sqrt{0,85 / 1,7} = 0,7.$$

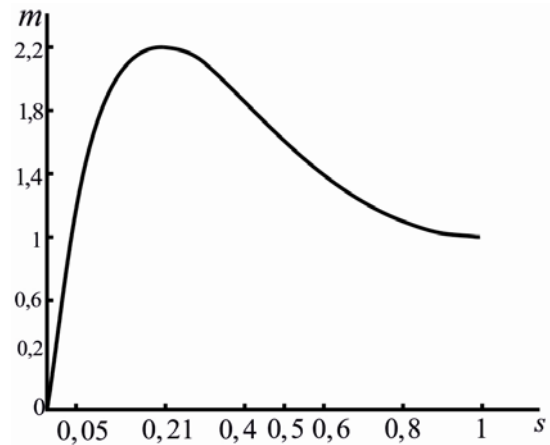


Рис. 15.15 (до прикладу 15.3)

Приклад 15.4. Вузол навантаження, поданий еквівалентним асинхронним двигуном, живиться від шин потужної системи через компенсовану ємністю одноланцюгову ЛЕП (рис. 15.16,а). Параметри ЛЕП: $U = 11 \text{кВ}$; $x_{*Л} = 0,3$; $r_{*Л} = 0,1$; $x_{*С} = 0,15$; параметри трансформатора: $\kappa_T = 110 / 11 (\text{кВ})$; $x_{*Т} = 0,1$; $r_{*Т} = 0$; параметри двигуна: $s = 0,5$; $x_{*Д} = 1,9$; $x'_{*Д} = 0,6$; $T = 200 \text{рад}$. Напруга на шинах системи $U_{*GS} = 1$. Базисні величини: потужність $S_\delta = 121 \text{МВ}\cdot\text{А}$ і напруга $U_\delta = 110 \text{кВ}$. Перевірити, чи можливе самозбудження асинхронного двигуна з кутовою швидкістю $\omega_{*Д} = 0,97$.

Розв'язання. Складаємо рівняння межі самозбудження асинхронного двигуна:

$$\left[\frac{x_{*С}}{(\omega_{*Д} - \omega_*)^2} - \frac{x_* + x'_*}{2} \right]^2 + \left(\frac{R_*}{\omega_{*Д} - \omega_*} \right)^2 = \left(\frac{x_* - x'_*}{2} \right)^2.$$

Тут $\omega_{*Д}$ – кутова частота ротора, що дорівнює 0,2; ω – частота вільних коливань;

$$x_* = x_{*Д} + x_{*Т} + x_{*Л} = 1,9 + 0,1 + 0,3 = 2,3;$$

$$x'_* = x'_{*Д} + x_{*Т} + x_{*Л} = 0,6 + 0,1 + 0,3 = 1,0.$$

У координатах $(R_* / (\omega_{*Д} - \omega_*); x_{*С} / (\omega_{*Д} - \omega_*)^2)$ межа зони самозбудження являє собою напівколо з радіусом, який дорівнює $(x_* - x'_*) / 2 = (2,3 - 1) / 2 = 0,65$, та центром на осі ординат на відстані від початку координат, рівному $(x_* + x'_*) / 2 = (2,3 + 1) / 2 = 1,65$. Ця зона зображена на рис. 15.16,б (крива 1).

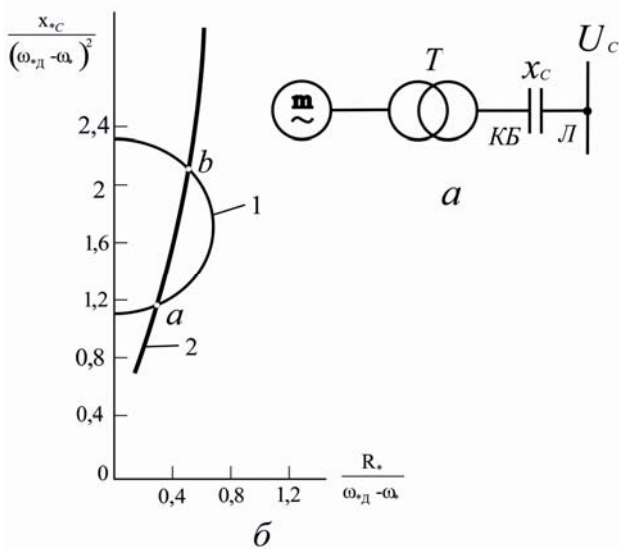


Рис. 15.16 (до прикладу 15.4)

Для визначення можливості самозбудження асинхронного двигуна нанесемо на рис. 15.16,б характеристику зовнішньої мережі, описану рівняннями:

$$x_{*C\text{ зш}} = x_{*C} / (\omega_{*Д} - \omega_{*})^2 = 0,15 / (\omega_{*Д} - \omega_{*})^2;$$

$$R_{*зш} = r_{*Л} / (\omega_{*Д} - \omega_{*}) = 0,1 / (\omega_{*Д} - \omega_{*}).$$

Таблиця 15.1

Результати розрахунку показників до характеристики зовнішньої мережі

Показник	Значення показника								
$\omega_{*Д} - \omega_{*}$	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,25
$R_{*зш}$	0,10	0,11	0,13	0,14	0,17	0,20	0,25	0,33	0,40
$(\omega_{*Д} - \omega_{*})^2$	1	0,81	0,64	0,49	0,36	0,25	0,16	0,09	0,06
$x_{*C\text{ зш}}$	0,15	0,185	0,23	0,36	0,42	0,60	0,94	1,67	2,40

Змінюючи $(\omega_{*Д} - \omega_{*})$ від 0 до 1, розраховуємо цю характеристику (таблиця) і будуємо на рис. 15.16,б (крива 2). Перетин характеристики зовнішньої мережі та межі зони самозбудження двигуна можливий при $(\omega_{*Д} - \omega_{*}) = 0,377$ (точка *a*; $x_{*C} = 1,06$) і $(\omega_{*Д} - \omega_{*}) = 0,263$ (точка *b*; $x_{*C} = 2,17$). Щоб вирішити питання про можливість самозбудження асинхронного двигуна, необхідно знайти частоту вільних коливань ω_{*} . Це можна зробити, розглядаючи умови резонансу в схемі (рис. 15.16,а) за частотними характеристиками. Умовам резонансу відповідає рівняння

$$x_{*C} / (\omega_{*Д} - \omega_{*})^2 = (x_{*} + \omega_{*}^2 T^2 x'_{*}) / (1 + \omega_{*}^2 T^2).$$

Для точки *b* маємо

$$2,17 = (2,3 + \omega_*^2 \cdot 200^2 \cdot 1) / (1 + \omega_*^2 \cdot 200^2) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow 1,17 \cdot \omega_*^2 \cdot 200^2 = 0,13; \Rightarrow \omega_* = \pm 0,00167.$$

У точці a частота вільних коливань $\omega_* = 0,072$, оскільки кутова швидкість двигуна $\omega_{*Д} = 0,97$, дійсне значення $(\omega_{*Д} - \omega_*)$ за даних умов більше, ніж різниця частот $(0,377$ і $0,263)$, коли можливе виникнення самозбудження асинхронного двигуна.

Контрольні запитання

1. Основні причини зміни режиму у вузлах навантаження систем електропостачання.
2. Характерні сильні збурення режиму у вузлах навантаження, що призводять до порушення стійкості режиму систем електропостачання?
3. Якою системою рівнянь описані перехідні процеси в асинхронних двигунах?
4. Перехідний процес при трифазному КЗ на затискачах асинхронного двигуна.
5. Якими показниками характеризується перехідний процес накиду навантаження на асинхронний двигун?
6. Перехідний процес в асинхронному двигуні при зниженні напруги на затискачах.
7. Розвиток перехідного процесу в асинхронному двигуні при збільшенні навантаження на його валу.
8. Математичний опис процесу пуску асинхронного двигуна та визначення його розгону.
9. Самозапуск асинхронного двигуна і як ним можна керувати.
10. Залишкова напруга на затискачах двигунів при самозапуску.
11. Потужність самозапуску асинхронних двигунів і як її визначати.
12. Якими рівняннями описані перехідні процеси в синхронних двигунах?
13. Перебіг перехідного процесу при трифазному КЗ на затискачах синхронного двигуна.
14. Вплив короткочасного зниження або вимкнення напруги на стійкість режиму роботи синхронного двигуна.
15. Перебіг перехідного процесу в синхронному двигуні при збільшенні моменту опору робочого механізму.
16. Як з'ясовувати допустимий час накиду навантаження на синхронний двигун?
17. Якими методами можна характеризувати перехідний процес пуску синхронного двигуна?
18. Мета і способи здійснення самозапуску синхронного двигуна.
19. За якими показниками визначають самозапуск синхронного двигуна?
20. Характерні сильні збурення режиму у вузлі з комплексним навантаженням.

21. Розрахункові схеми та схеми заміщення вузлів з комплексним навантаженням.

22. Еквівалентний двигун комплексного навантаження і як визначати його показники.

23. Характер перехідних процесів при КЗ у вузлі з комплексним навантаженням.

24. Груповий вибіг двигунів і процес його проходження.

25. Характерні риси режиму групового самозапуску двигунів у вузлі з комплексним навантаженням.

26. Причини самозбудження асинхронних двигунів при послідовній компенсації реактивної потужності.

27. Наслідки самозбудження асинхронних двигунів.

Теми рефератів

1. Аналіз диференціальних рівнянь перехідних процесів в асинхронних та синхронних двигунах.

2. Аналіз характерних сильних збурень та їх впливу на стійкість режиму системи електропостачання.

3. Перехідні процеси у вузлах навантаження при самозапуску асинхронних та синхронних двигунів.

4. Перехідні процеси у вузлі з комплексним навантаженням при сильних збуреннях режиму.

5. Розрахунок стійкості режиму у вузлі з комплексним навантаженням за допомогою обчислювальної техніки.

6. Причини та наслідки сильних збурень в енергосистемах.

7. Умови успішного само запуску потужних електричних машин.

Розділ 16. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОСТІ РЕЖИМУ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

16.1. Загальні положення

Для стійкості режиму в системах електропостачання передбачають різні заходи, що реалізуються на стадії проектування або додатково вводяться в процесі експлуатації. Вони спрямовані на зменшення небалансу обертового та гальмівного моментів, які виникають на валах робочих агрегатів при збуреннях усталених режимів роботи, а також тривалості перехідного процесу. З цією метою застосовуються відповідна структура СЕП, технічні засоби та протиаварійні заходи, що забезпечують такі умови функціонування електроустановок, при яких скорочується тривалість короткочасних порушень електропостачання та знижується чутливість технологічного обладнання до перехідних процесів у СЕП.

Заходи щодо стійкості режиму повинні враховуватися при проектуванні зовнішнього та внутрішнього електропостачання, а також виборі електрообладнання, засобів захисту, регулювання та системної автоматики.

Низку заходів для створення надійних умов стійкості режиму здійснюють в експлуатації СЕП усуненням основних чинників, що визначають небажані збурення та впливи на роботу і перехід в аварійні режими. Досвід реалізації протиаварійних засобів, спрямованих на підвищення стійкості режимів СЕП, свідчить: надійна та безперебійна робота споживачів електроенергії може бути досягнута лише при їх одночасному і взаємопов'язаному впровадженні стосовно до зовнішнього та внутрішнього електропостачання.

Остаточний вибір заходів по забезпеченню стійкості режиму СЕП повинен вирішуватися на основі техніко-економічних обґрунтувань, оскільки виконання визначеної мети можна досягти різними засобами.

За умовним розподілом елементів ЕЕС на основні (турбіни, генератори, трансформатори, синхронні компенсатори, вимикачі) та додаткові (регулювальні та компенсувальні пристрої, засоби системної автоматики, резистори в нейтралі трансформаторів і колі гальмування генераторів та ін.) розрізняють дві групи заходів підвищення стійкості режиму СЕП та якості перехідних процесів:

- заходи, що передбачають зміну параметрів СЕП з допомогою її основних елементів;
- додаткові заходи, які реалізуються шляхом установлення додаткових пристроїв.

За дією на характер перехідного процесу розрізняють заходи, передбачені впливом на СЕП у напрямках: зміни параметрів системи; регулювання параметрів режиму; підвищення статичної стійкості; забезпечення динамічної стійкості.

При розгляді заходів, спрямованих на підвищення стійкості режиму СЕП, необхідно прагнути максимального використання можливостей автоматичного управління та регулювання, скорочення матеріальних витрат, збереження безперебійного електропостачання споживачів в аварійних та післяаварійних режимах.

16.2. Заходи на стадії проектування

При проектуванні та спорудженні СЕП слід максимально враховувати вимоги, необхідні для збереження стійкості режиму та умов безперебійної роботи споживачів при різних змінах режиму СЕП.

Забезпечення резерву активної та реактивної складових потужності. Наявність резерву потужності на електростанціях та в різних елементах – одна з важливих умов надійності СЕП. Насамперед необхідно забезпечити резерв потужності електростанцій, що складається з навантажувального, аварійного та ремонтного. З погляду впливу на перехідні процеси найважливіший – обертовий аварійний резерв. Потрібне мінімальне значення такого резерву визначається ймовірністю тяжких аварій в системі і залежить від способів регулювання збудження генераторів та дії автоматичного частотного розвантаження.

Присутність резерву активної потужності генераторів дає змогу забезпечити їх роботу з малими кутами δ , що сприяє підвищенню як статичної, так і динамічної стійкості режиму системи. Існування резерву реактивної потужності за рахунок недовантаження генераторів у нормальному режимі призводить до погіршення стійкості системи, оскільки вони працюють із зниженим значенням струмів збудження, та, відповідно, з більшими початковими кутами δ .

Важливе значення для збереження стійкості ЕЕС та підвищення надійності електропостачання споживачів має оптимальний розподіл резерву та обмінних потоків активної потужності за допомогою авто-

матичного регулювання частоти. З цією метою керовані системи повинні базуватися на вдосконаленому регулюванні окремих процесів з одночасним поліпшенням зв'язків між різними пристроями та регуляторами. Поєднання функцій регуляторів та зв'язків між ними дає можливість створити об'єднані комплексні керуючі засоби із застосуванням обчислювальної техніки при змінній структурі системи, функціональних залежностях тощо.

Зміни параметрів ЕЕС. Суттєве значення для підвищення стійкості режиму СЕП мають заходи, спрямовані на зменшення реактивного опору генераторів, трансформаторів та повітряних ліній.

При відсутності АРЗ у генераторів або застосуванні регулювання із зоною нечутливості статична стійкість залежить від синхронного опору x_d , а динамічна – від перехідного x'_d . Процеси ресинхронізації і синхронізації та умови роботи генераторів в асинхронному режимі залежать також від надперехідних опорів x''_d та x''_q , що враховують демпферні контури.

Про вплив значення індуктивного опору на стійкість режиму системи видно з виразів максимальної активної потужності генераторів:

- без АРЗ

$$P_{\max} = EU / (x_d + x_{3ш});$$

- з регулюванням збудження

$$P_{\max} = E'U / (x'_d + x_{3ш}).$$

Залежність коефіцієнта запасу статичної стійкості режиму системи від зміни опору генератора та ЛЕП наведено на рис. 16.1, а, б.

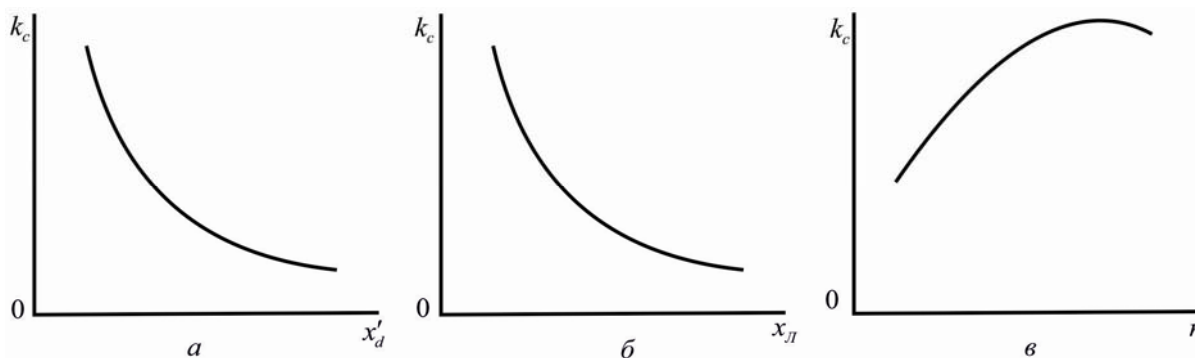


Рис. 16.1. Залежність коефіцієнта запасу статичної стійкості усталеного режиму від: *а* – перехідного опору генератора; *б* – опору лінії; *в* – кількості провідів у фазі

Конструктивні зміни ліній електромереж. З таких рішень, спрямованих на підвищення стійкості режиму СЕП, застосовується

розщеплення кожної фази на кілька провідників, що зменшує опір. Це особливо ефективно для далеких електропередач, в яких навіть при надвисоких напругах необхідно підвищувати пропускну потужність. Залежність коефіцієнта запасу статичної стійкості від кількості провідників у фазах ПЛ зображено на рис. 16.1,в.

Збільшення електромеханічної постійної інерції агрегату “первинний двигун – генератор”. Вплив постійної інерції T_J на запас динамічної стійкості системи взагалі та на граничний час вимкнення КЗ зокрема видно на прикладі трифазного КЗ на шинах електростанції, де зміна кута δ визначається так:

$$\delta - \delta_0 = 180Pft^2 / T_J. \quad (16.1)$$

Отже для підвищення граничного часу вимкнення КЗ в n разів постійну інерцію агрегату з тим же запасом стійкості режиму (при критичному значенні кута $\delta_{кр}$) треба збільшувати в n^2 разів. Якщо ж означену постійну підняти вдвічі, то граничний час вимкнення КЗ зросте приблизно на 45 %.

Слід відзначити, що при зміні постійної інерції агрегату змінюється і решта його параметрів та характеристик – конструктивні розміри, вартість тощо. На рис. 16.2 зображено залежність вартості генератора від постійної інерції.

Застосування надійних схем живильних та розподільних мереж. Широкого розповсюдження набули спрощені схеми електропостачання, в яких підстанції приєднують відпайками, використовують також відокремлювачі та короткозамикачі. Експлуатація таких схем досить ненадійна. Тому при проектуванні нових СЕП необхідно передбачати заміну спрощених схем підстанцій на схеми з використанням вимикачів.

Запровадження керованих джерел реактивної потужності. Рекомендується застосовувати тиристорні компенсатори, з допомогою яких можна локалізувати зони глибоких знижень напруги при КЗ в розподільних мережах великої довжини. Компенсатори повинні мати таку реактивну потужність, яка б спинила розвиток лавини напруги.

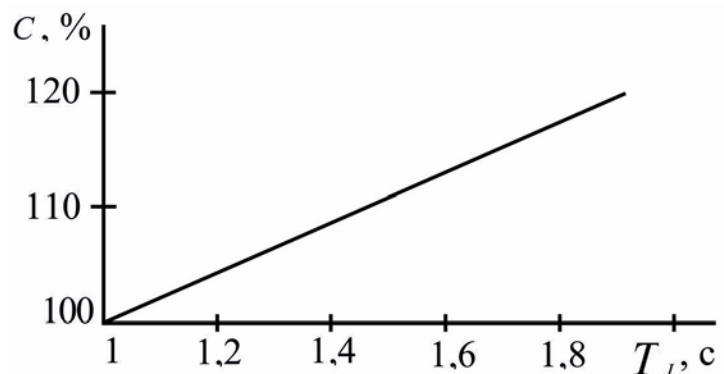


Рис. 16.2. Залежність відносної вартості генератора від електромеханічної постійної інерції

Обґрунтування вибору режиму роботи замкнених схем електричних мереж. Кільцеві мережі можуть працювати в замкненому або розімкненому стані. Якщо мережа замкнена, то у будь-якій точці КЗ супроводиться короткочасною нестачею електроенергії для всіх споживачів. Тривалість перерви в електропостачанні, однак, визначається лише часом вимкнення $t_{вим}$ пошкодженої ділянки мережі. Під час роботи мережі в розімкненому стані, який можна використовувати з відсутністю транзитних потоків потужності, КЗ викликає перерву в електропостачанні лише частини споживачів, але її тривалість більша на термін роботи АВР. Тому стосовно до умов захисту від короткочасних порушень електропостачання ефективнішою може бути замкнена схема роботи мережі. Якщо, наприклад, тривалість перерви живлення визначається вимкненням споживачів без витримки часу, то доцільніший розімкнений стан мережі, коли ж вирішальним чинником слугує можливість збереження самозапуску синхронних двигунів, – навпаки: замкнений стан мережі.

Аналіз стійкості навантаження при встановленні конденсаторних батарей на підстанціях. У процесі проектування компенсувальних щодо реактивної потужності засобів необхідно вибрати оптимальне співвідношення між реактивною потужністю конденсаторних батарей та синхронних двигунів. Коли конденсаторні батареї розміщують у вузлах навантаження із значною кількістю синхронних двигунів, то міра генерування реактивної потужності конденсаторними батареями чи синхронними двигунами визначається через економічні показники. При великій потужності конденсаторних батарей, проте, запас стійкості вузлів навантаження може різко знизитися.

Заземлення нейтралі силових трансформаторів. Коли нейтралі трансформаторів заземлювати через резистори з невеликим опором, при яких напруга нейтралі суттєво не підвищується, то умови роботи ізоляції практично не змінюються, а стійкість режиму системи при несиметричних КЗ підвищується. Це можна прослідкувати на прикладі однофазного КЗ в СЕП, де обмотки трансформаторів з'єднані на зірку із заземленням нейтралей через резистори з активним опором (рис. 16.3,а). Схему заміщення нульової послідовності зображено на рис. 16.3,б, комплексну ж схему заміщення при однофазному КЗ – на рис. 16.3,в. Збільшення опору аварійного шунта Z_k , що складається із сумарного опору зворотної послідовності $x_{2рез}$ та сумарного опору нульової послідовності $Z_{0рез}$, призводить до зростання амплітуди кутової характеристики потужності в аварійному режимі і, відповідно, до підвищення динамічної стійкості режиму СЕП.

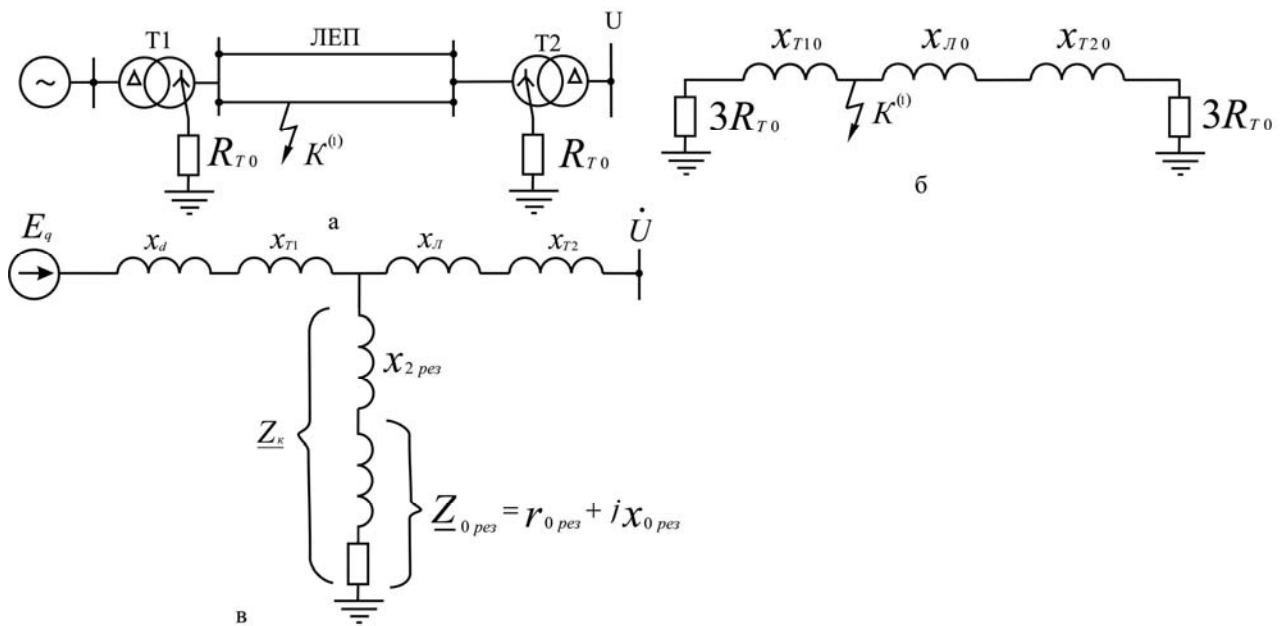


Рис. 16.3. Система електропостачання із заземленими нейтраллями трансформаторів: *а* – розрахункова схема; *б* – схема заміщення нульової послідовності; *в* – комплексна схема заміщення

16.3. Використання регулювальних пристроїв на електростанціях

На стійкість режиму СЕП можуть суттєво впливати електростанції з допомогою пристроїв АРЗ, автоматичного розвантаження за частотою та аварійного розвантаження первинних двигунів (турбін).

Автоматичне регулювання збудження генераторів. При КЗ в СЕП та зниженні напруги на шинах генератора запускається в дію пристрій АРЗ. Завдяки збільшенню струму в обмотці збудження генератора електромагнітна потужність в аварійному режимі підвищується, що відповідає переходу з кутової характеристики потужності II на характеристики II' , II'' і т.д. (рис. 16.4).

Під дією АРЗ електромагнітна потужність при КЗ змінюється не за характеристикою II , а за кривою плавного переходу з характеристики II на характеристики II' , II'' і т.д. (крива bc') відповідно до плавного збільшення е.р.с. та струму збудження. Після вимкнення КЗ електромагнітна потужність змінюється не за характеристикою III , а за кривою плавного переходу de з характеристики III на характеристики III' , III'' і т.д. У даному разі роль АРЗ зводиться до зменшення площі прискорення $F_{приск}$ та збільшення площі можливого гальмування $F_{гальм}$, що дає підвищення стійкості режиму системи.

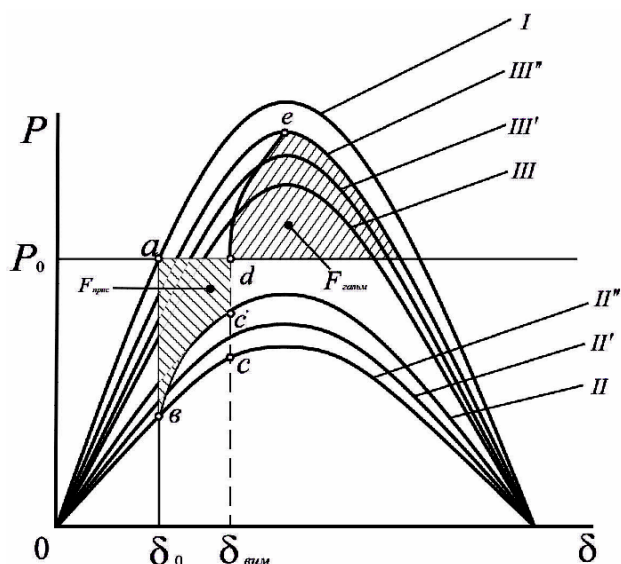


Рис. 16.4. Вплив дії АРЗ генератора на динамічну стійкість режиму

Пристрої АРЗ можуть використовувати також як багатофункціональні прилади для вирішення низки інших важливих завдань у СЕП:

- підтримка необхідного рівня напруги в заданій точці;
- забезпечення високих меж статичної та динамічної стійкості;
- формування збудження генераторів в аварійних режимах;
- обмеження перевантажень машин за струмами ротора і статора;

- підтримка сталого струму збудження в процесі вибігу генератора;
- демпфірування малих та великих коливань.

За допомогою пристроїв АРЗ можна змінювати закономірності регулювання, вибирати уставку напруги при автоматичній синхронізації, дистанційно змінювати межі регулювання збудження. Розроблені адаптивні регулятори збудження та регулятори із змінною структурою на напівпровідниках, інтегральних мікросхемах та елементах цифрової обчислювальної техніки. За своєю конструкцією зазначені пристрої наближаються до сучасних зразків обчислювальної техніки.

Автоматичне розвантаження за частотою. Зниження значень частоти в електроенергетичній системі зменшує активну потужність генераторів, що погіршує умови стійкості режиму. Зниження частоти викликає зменшення генерування реактивної потужності джерелами і водночас збільшення споживання реактивної потужності навантаженням. Це призводить до подальшого зниження напруги у вузлах навантаження, а за певних умов – лавини частоти та напруги, при яких настає масове вимкнення споживачів та порушення паралельної роботи електростанцій з ЕЕС.

Зниженню частоти до небезпечних меж можна запобігти введенням обертового резерву або ж автоматичним розвантаженням, коли частина навантаження вимикається. Оскільки введення обертового резерву пов'язане з великою інерційністю агрегатів і досить часто не

може випередити аварію, найбільш надійне – автоматичне вимкнення відповідної частини навантаження. Тому особлива увага приділяється техніко-економічному обґрунтуванню розробки та вибору спеціальної автоматики вимикання навантаження за частотою. З допомогою такої автоматики з'являється можливість підвищувати як стійкість режиму СЕП у цілому, так і стійкість роботи навантаження, запобігаючи лавині напруги або хаотичним самовимкненням споживачів.

Аварійне розвантаження первинних двигунів (турбін) генераторів. Дія пристроїв аварійного розвантаження турбін полягає в тому, що через деякий час після КЗ подається сигнал на закриття засувки апарата впуску енергоносія (води чи пари) до турбіни. При цьому механічна потужність турбін зменшиться з $P_{0\max}$ до $P_{0\min}$ (рис. 16.5).

Площа прискорення $F_{\text{приск}}$ стане меншою, а площа можливого гальмування $F_{\text{гальм}}$ зросте, що спричинить підвищення запасу динамічної стійкості режиму системи.

Після ліквідації аварії первинні двигуни автоматично або ж завдяки оперативним діям обслуговуючого персоналу наберуть попередню потужність.

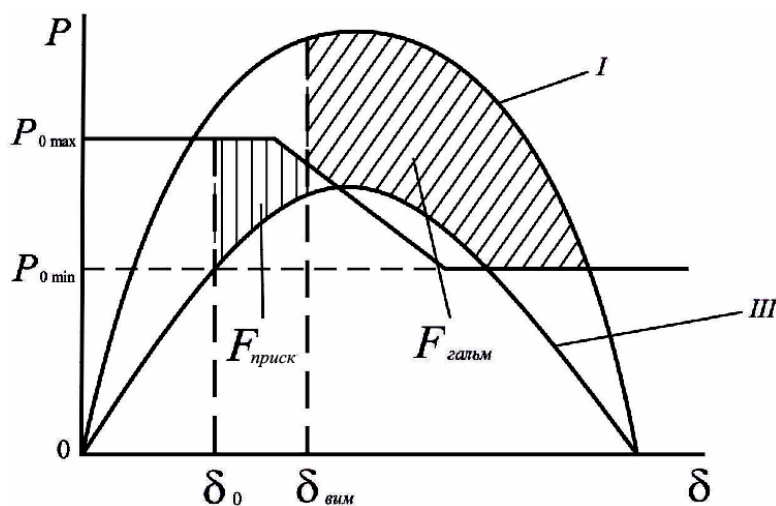


Рис. 16.5. Зміна площин прискорення та гальмування при регулюванні потужності турбіни

16.4. Використання пристроїв захисту та автоматики

На стійкість режиму СЕП досить ефективно впливають заходи, що здійснюються шляхом зміни режимів їх роботи з допомогою пристроїв захисту та автоматики. Конкретні причини порушень технологічних процесів виробництва при короткочасних перервах в електропостачанні вимагають відповідних заходів.

Скорочення тривалості КЗ. Зменшення часу вимкнення КЗ відповідно зменшує площу прискорення $F_{\text{приск}}$ та збільшує площу можливого гальмування $F_{\text{гальм}}$ (рис. 16.6,а). Оскільки при КЗ ротор ге-

нератора розпочинає прискорюватися (рис. 16.6,б), то навіть незначне скорочення часу на вимкнення КЗ Δt суттєво зменшує $\Delta\delta$ кута вимикання. На рис. 16.7 зображено залежність коефіцієнта запасу динамічної стійкості k_d від тривалості КЗ, що також підтверджує ефективність збільшення запасу динамічної стійкості при скороченні часу на вимкнення КЗ.

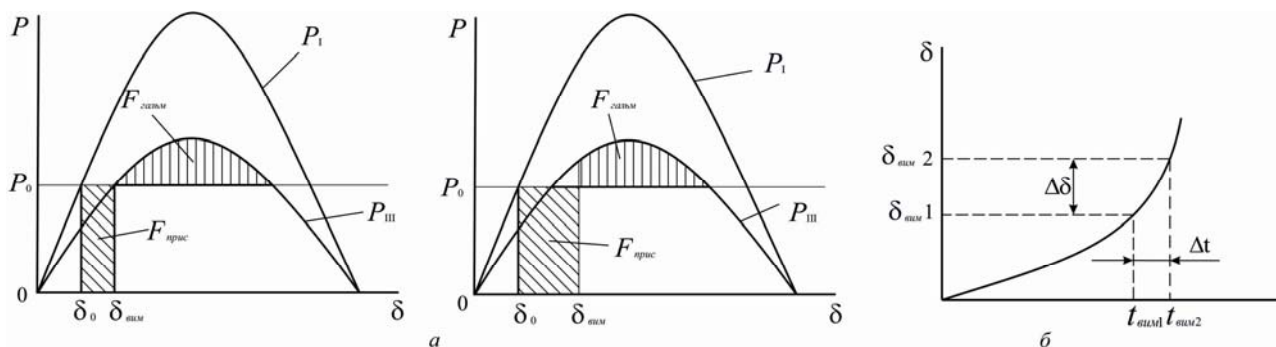


Рис. 16.6. Вплив тривалості трифазного КЗ на динамічну стійкість режиму

Тривалість вимкнення КЗ складається з терміну дії захисту та

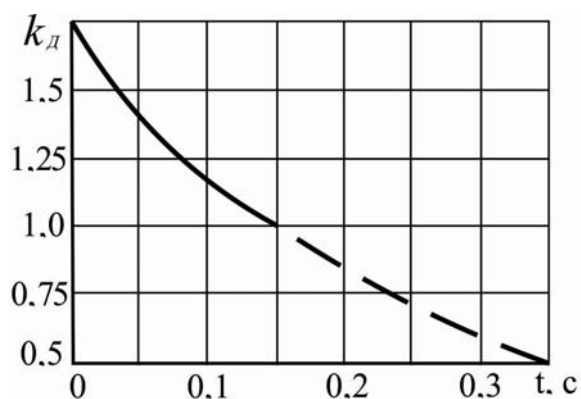


Рис. 16.7. Залежність коефіцієнта запасу динамічної стійкості режиму СЕП від тривалості КЗ

терміну роботи вимикача. Скорочення дії захисту може бути досягнуто за рахунок відмови від максимальних струмових захистів ліній через значні витримки часу. Слід орієнтуватися на диференціальні захисти, струмові відокремлення із зменшеними уставками щодо струму тощо.

У випадках перерви живлення застосування АВР звичайного виконання суттєво утруднює самозапуск синхронних двигунів. Щоб

позбутися можливості вмикання двигунів з непогашеним магнітним полем (через загрозу їх пошкодження при ввімкненні до протифази), швидкість дії АВР навмисне зменшують. Особливо великий термін гашення магнітного поля потужних синхронних та асинхронних двигунів, що живляться від шин без статичного навантаження. Однак прискорення АВР – один з найбільш важливих і ефективних засобів

підвищення динамічної та результуючої стійкості роботи двигунів. Для прискорення дії АВР можливі різні шляхи:

- поліпшення пуску АВР за рахунок усунення зайвих запізнь в роботі;
- прискорення АВР підвищенням напруги спрацьовування пускового органу;
- через застосування випереджувального АВР, що спрацьовує до вимкнення пошкодженого елемента, внаслідок скорочується короточасне порушення електропостачання до терміну, який не перевищує тривалості КЗ;
- вибір моменту дії синхронного АВР з допомогою автоматичних засобів, які забезпечують заздалегідь припустимий струм несинхронного вмикання та умови для найкращої невідкладної ресинхронізації.

Автоматичне повторне вмикання. Аварійні вимкання ПЛ здебільшого – наслідок нестійких пошкоджень, що самоусуваються після короточасного зняття напруги вимкненням лінії. Повторне вмикання ПЛ з допомогою пристрою АПВ після нестійкого пошкодження (грозове перевантаження, накиди предметів на провідники, перекриття ізоляції та ін.) знову відновлює нормальний режим роботи. АПВ дає змогу швидко ліквідувати аварію та відновлювати нормальну роботу СЕП не лише після самоусунених пошкоджень, але й при помилковому спрацюванні пристроїв захисту, самовимкненні вимикачів або неправильних діях оперативного персоналу.

Позитивне АПВ збільшує площу можливого гальмування $F_{гальм}$ (рис. 16.8), що сприяє збереженню динамічної стійкості режиму СЕП. На рис. 16.9 – схеми, що відповідають різним кутовим характеристикам потужності, зображеним на рис. 16.8. Нормальний режим, кутова характеристика потужності якого відповідає кривій I , характеризується параметрами:

$$P_l = E_q U / x_l; \quad x_l = x_d + x_T + x_n / 2.$$

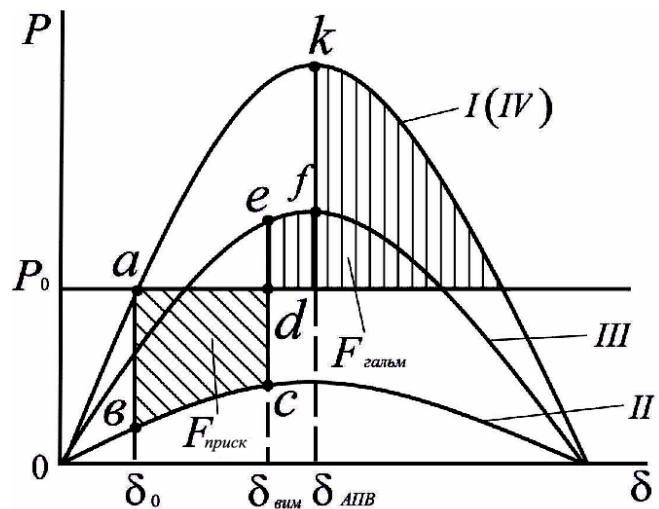


Рис.16.8. До розгляду за методом площин впливу АПВ на динамічну стійкість режиму СЕП

В аварійному режимі (крива II)

$$P_{II} = E_q U / x_{II}; \quad x_{II} = x_d + x_T + x_L / 2 + (x_d + x_T)(x_L / 2) / x_k.$$

У післяаварійному режимі (крива III):

$$P_{III} = E_q U / x_{III}; \quad x_{III} = x_d + x_T + x_L.$$

У режимі, що відповідає успішному АПВ, крива IV збігається з кривою I і характеризується параметрами:

$$P_{IV} = E_q U / x_{IV}; \quad x_{IV} = x_L.$$

Досвід експлуатації пристроїв АПВ свідчить, що повторне вмикання – один з ефективних засобів підвищення стійкості режиму СЕП. Дія АПВ на одиничних живильних ПЛ дає можливість швидко ліквідувати перерву в електропостачанні, випереджаючи порушення технологічних процесів на виробництві.

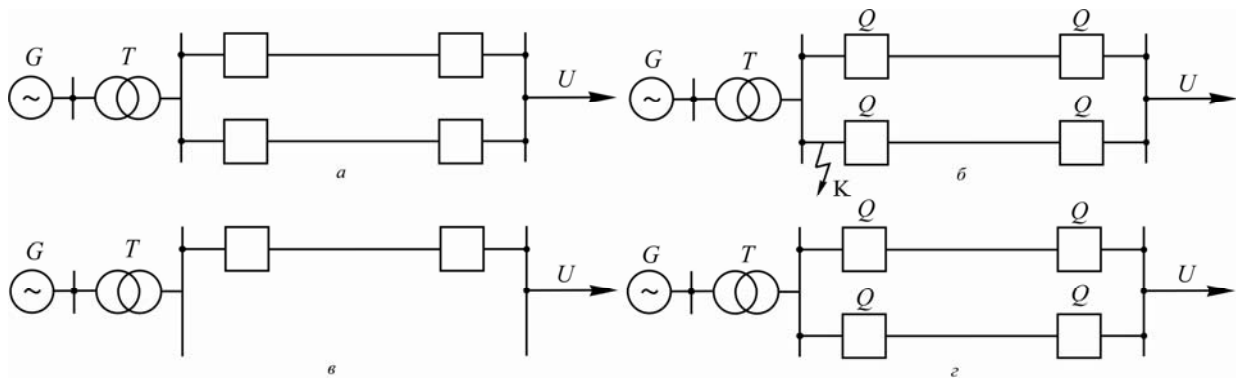


Рис. 16.9. Схеми СЕП в режимах: а – нормальному; б – аварійному; в – післяаварійному; з – після успішного АПВ

Самоусувні пошкодження, окрім ПЛ, часто мають місце в КЛ, на збірних шинах електростанцій та підстанцій, на трансформаторах та електричних апаратах. У зв'язку з цим широкого розповсюдження набули пристрої АПВ шин трансформаторів, КЛ та інших елементів СЕП.

Для багатьох підприємств, де самозапуск асинхронних двигунів та ресинхронізація синхронних двигунів після короточасних порушень електропостачання не можуть бути здійснені, ефективний та практично основний засіб підвищення стійкості – автоматичний повторний пуск (АПП) двигунів. АПП двигунів, вимкнених при короточасних порушеннях електропостачання, може відбуватися у післяаварійному режимі при відновленні напруги до значення, близького номінальному, шляхом одночасного чи послідовного ввімкнення груп двигунів. У процесі АПП контролюють напругу, а при необхідності і

технологічні параметри автоматикою, що мало різниться від звичайних схем АПВ.

Регулювання напруги у вузлових точках СЕП. Від значення напруги у вузлах електричних навантажень і на затискачах споживачів істотно залежить термін служби ізоляції електроустаткування, втрати електричної енергії, запас стійкості вузлів навантаження та СЕП загалом. Тому в СЕП прагнуть підтримувати напругу в допустимих межах за допомогою економічно обґрунтованих заходів:

- зустрічного регулювання напруги на шинах джерел живлення;
- зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів та автотрансформаторів;
- регулювання потужності компенсувальних пристроїв.

Найбільший ефект щодо підвищення стійкості режиму СЕП від регулювання напруги – при сполученні пристроїв централізованого та місцевого регулювання і управління з допомогою обчислювальної техніки. Доцільно також використовувати системи спільного регулювання напруги та перебігу реактивної потужності.

Підвищення динамічної та результуючої стійкості роботи синхронних двигунів досягається:

- швидкодіючим розвантаженням робочого механізму для відновлення обертання;
- автоматичним регулюванням збудження двигунів;
- гашенням магнітного поля двигунів, що випали з синхронізму, для полегшення їх ресинхронізації.

Вимкнення другорядного навантаження при короткочасних порушеннях електропостачання. Обсяг вимкненого навантаження визначається: розрахунками перехідних процесів стосовно найважчих збурень, коли повинні забезпечуватися умови самозапуску відповідних двигунів з метою збереження важливих технологічних процесів та зв'язків між ними. Для підвищення динамічної стійкості роботи синхронних двигунів необхідно прагнути збільшити швидкодію вимкнення. Сумарний час від початку КЗ до вимкнення вимикачів не повинен перевищувати 0,25 с. При асинхронному навантаженні вимоги до швидкодії вимкнення менш жорсткі, оскільки самозапуск асинхронних двигунів може бути успішним також при ковзанні, що значно перевищує $s_{кр}$, при якому двигуни споживають струм, близький до пускового.

Контрольні запитання

1. Основні напрямки та заходи забезпечення стійкості режиму в СЕП.
2. Заходи стосовно поліпшення стійкості режиму передбачені на стадії проектування СЕП.
3. Як впливає на підвищення стійкості режиму наявність резерву активної та реактивної складових потужності?
4. Як досягти підвищення стійкості режиму зміною параметрів елементів електричних систем?
5. Шляхи підвищення стійкості режиму за рахунок змін схем електричних мереж та режимів їх роботи.
6. Вплив АРЗ генераторів на стійкість режиму СЕП.
7. Чому досягається піднімання стійкості режиму автоматичним розвантаженням за частотою?
8. Пристрої захисту та автоматики, що застосовують для підвищення стійкості режиму в процесі експлуатації СЕП.
9. Як прискорити АВР для підняття стійкості роботи навантаження?
10. Ефективність АПВ при підвищенні стійкості режиму СЕП.
11. Як впливає регулювання напруги на підвищення стійкості режиму?
12. Шляхи поліпшення динамічної та результуючої стійкості роботи електродвигунів.

Теми рефератів

1. Основні шляхи підняття стійкості роботи навантаження при проектуванні СЕП.
2. Підвищення стійкості режиму в СЕП за рахунок використання конструктивних та режимних особливостей їх елементів.
3. Застосування пристроїв автоматики та обчислювальної техніки для реалізації заходів щодо поліпшення стійкості режиму при експлуатації СЕП.
4. Умови та засоби забезпечення стійкості режиму систем електропостачання.
5. Ефективність засобів мережевої автоматики для забезпечення стійкості режиму систем електропостачання.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Андерсон П., Фуад А.* Управление энергосистемами и устойчивость.— М.: Энергия, 1980. – 568 с.
2. *Авербух А. М.* Примеры расчетов неполнофазных режимов и коротких замыканий. – Л.: Энергия, 1979.—184 с.
3. *Бернас С., Цяк З.* Математические модели элементов электроэнергетических систем. – М.: Энергоиздат, 1982.—313 с.
4. *Буслова Н. В.* и др. Электрические системы и сети. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. – 584 с.
5. *Вагин Г. Я.* Режимы электросварочных машин. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 192 с.
6. *Важнов А. И.* Переходные процессы в машинах переменного тока. — Л.: Энергия, 1980. – 256 с.
7. *Веников В. А.* Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
8. *Гамазин С.И., Садыкбеев Т.А.* Переходные процессы в системах электроснабжения с электродвигательной нагрузкой. – Алма-Ата: "Гылым", 1991. – 301 с.
9. *Гамазин С.И., Семический П.И.* Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения с электродвигательной нагрузкой. – М.: МЭИ, 1985. – 91 с.
10. *Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А.* Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.
11. *Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Хачатарян Э.А.* Устойчивость нагрузки электрических систем. – М.: Энергоиздат, 1981. – 208 с.
12. *Жданов П.С.* Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
13. *Жежеленко И.В.* Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях.— М.: Энергоатомиздат, 1986. – 168 с.
14. *Жежеленко И.В.* и др. Эффективные режимы работы электротехно-логических установок. – К.: Техника, 1987. – 183 с.
15. *Кнеллер И.О.* Применение ЭВМ в энергосистемах. – М.: Энергоиздат, 1981.— 182 с.
16. *Львов А.П.* Электрические сети повышенной частоты.— М.: Энергоиздат, 1981. – 104 с.
17. *Лосев С.В., Чернин А.В.* Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. – М.: Энергоиздат, 1983. –528 с.
18. *Маркович И. М.* Режимы энергетических систем. – М.: Госэнергоиздат, 1969. – 350 с.
19. *Методические указания по определению устойчивости энергосистем.* – М.: СПОСсоюзтехэнерго, 1979. – Ч. 2. – 152 с.

20. *Неклепаев Б. Н.* Электрическая часть электростанций. – М.: Энергия, 1986. – 640 с.
21. *Неклепаев Б. Н.* Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. – М. Энергия, 1978. – 152 с.
22. *Применение аналоговых вычислительных машин в энергетических системах: Методы исследования переходных процессов / Под ред. Н.И.Соколова.* – М.: Энергия, 1970. – 400 с.
23. *Расчеты токов короткого замыкания с использованием аналоговых устройств (моделей) и цифровых электронных вычислительных машин.*— М. : Энергия, 1976.—89 с.
24. *Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лысеев.* — М.: Энергоатомиздат, 1985. – 316 с.
25. *Руководящие указания по расчету коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания.* – М.: МЭИ, 1980. – 321 с.
26. *Рюденберг Р.* Эксплуатационные режимы электроэнергетических систем и установок. – Л.: Энергия, 1981. – 578 с.
27. *Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. В.И. Круповича и др.* – М.: Энергия, 1980. – 456 с.
28. *Сыромятников И.А.* Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей / Под ред. Л.Г. Мамиконянца.— М.: Энергоатомиздат, 1985. – 216 с.
29. *Ульянов С.А.* Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
30. *Ульянов С. А.* Сборник задач по электромагнитным переходным процессам в электрических системах. – М.: Энергия, 1968. – 456 с.
31. *Шидловский А.К.* и др. Оптимизация несимметричных режимов систем электроснабжения. – К.: Наук. думка, 1987. – 176 с.
32. *Щербачев О. В.* и др. Применение цифровых вычислительных машин в электроэнергетике. – Л.: Энергия. Ленингр. отд, 1980 – 240 с.
33. *Щукин Б.Д., Лыков Ю.Ф.* Применение ЭВМ для проектирования систем электроснабжения. – М.: Энергоиздат, 1982. – 174 с.
34. *Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / Под ред. В.А. Веникова.* – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 456 с.
35. *Г.Г.Півняк, В.В.Слесарєв.* Нова структура інформаційного забезпечення задач керування енергоємними технологічними процесами // Доповіді НАН України. Математика. Природознавство. Технічні науки. 2000, № 8. – С. 107-110.
36. *Шидловский А.К., Пивняк Г.Г., Выпанасенко С.И., Слесарев В.В.* Эффективные режимы работы электротехнологических комплексов. – Днепропетровск: НГА Украины, 2000. – 184 с.
37. *Півняк ГГ., Кириченко В.І.* Електромеханічні системи енергонапружених барабанних млинів. - Дніпропетровськ: НГА України, 2000. – 166 с.

38. Півняк Г.Г., Волотковська Н.С., Кігель Г.А., Коротун А.В. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання. – Київ: ІЗМИ, 1998. –136 с.
39. *Диплом № 12* на отккрытие. Закономерность омоноличивания рыхлых водонасыщенных пород под воздействием электрического тока / Пивняк Г.Г, Бондаренко В.И., Зорин А.Н. // Заявка на отккрытие № А-019 от 15.11.1994.
40. *Моделирование* систем электроснабжения: Учеб. пособие / Г.Г.Пивняк, В.Т. Заика, А.Я. Рыбалко. – К.: УМК ВО, 1988. – 68 с.
41. Пивняк Г.Г., Шкрабец Ф.П. Несимметричные повреждения в электрических сетях карьеров: Справочное пособие. – М.: Недра, 1993. – 192 с.
42. *Переходные процессы* в системах электроснабжения: Учебник / В.Н. Винославский, Г.Г. Пивняк, Л.И. Несен, А.Я. Рыбалко, В.В. Прокопенко. Под ред. В.Н. Винославского. – К.: Выща школа, 1989. – 422 с.
43. *Перехідні процеси* в системах електропостачання: Підручник для вузів. Вид. 2-е, доправ. та доп. / Г.Г. Пивняк, В.Н. Винославский, А.Я. Рыбалко, Л.И. Несен / За ред. академіка НАН України Г.Г. Пивняка. – Дніпропетровськ: Вид-во НГА України, 2000. – 597 с.
44. *Переходные процессы* в системах электроснабжения: Учебник для вузов. 3-е изд., перераб. и доп. / Г.Г. Пивняк, В.Н. Винославский, А.Я. Рыбалко, Л.И. Несен; Под ред. акад. НАН Украины Г.Г.Пивняка. – Москва: Энергоатомиздат; Днепропетровск: Национальный горный университет, 2003. – 548 с.: ил.
45. *Transients in Electric Power Supply Systems*. Textbook for institutions of higher education / G.Pivnyak, V.Vinoslavskiy, A.Rybalka, L.Nesen, V.Prokopenko; under the general editorship of G.Pivnyak, Academician of the National Academy of Sciences of Ukraine. Editorship of the English version and terminology by Professors O.Ivanov and S.Kostritskaya – 5-th edition: Translation from Ukrainian. – Dnipropetrovsk: National Mining University. – 2009. – 406 p.
46. *Electromagnetic compatibility in electric power systems: textbook for institutions of higher education from Ukrainian* by S.I. Kostritska and I.O. Tokar / I.V. Zhezhelenko, A.K. Shidlovskiy, G.G. Pivnyak, Yu. L. Saenko, editorship of the English version and terminology by Professor O.B. Ivanov. – 2 nd edition. – D.: National Mining University. – 2013. – 239 p.
47. *Transients in Electric Power Supply Systems*. Textbook for institutions of higher education: under the editorship of G.G.Pivnyak / G.G.Pivnyak, I.V.Zhezhelenko, Y.A.Papaika; Ministry of Education and Science of Ukrainian, National Mining University – 5-th edition, revised and expanded: Translation from Ukrainian. – Trans Tech Publications Ltd, Switzerland, 2016. – 382 p.

ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

Апарати струмообмежуючі		– ступеня КЗ	165
комутаційні	376	– ударний	33, 151, 154, 172
Величини перехідні	108	Коефіцієнти регульовального	
Вимикачі автоматичні	378	ефекту навантаження	525
Віддаленість електрична	129, 585	Крива Михайлова	449
Вмикання у фазі неоднакових		Криві струмів КЗ	
опорів	238, 303	– типові	129, 131
– повторне автоматичне	501, 589	Критерій стійкості	428, 475
Впливи збурюючі сильні	411, 475	– Гурвіца	447
– слабкі	411, 504	– Жданова	443
Вузол навантаження	504	– Льєнара-Шипара	448
Границя Д-розбиття	451	– Михайлова	449
– аперіодичної стійкості	433	– Рауса	448
– коливальної	433	Лавина напруги	523
Двигун асинхронний	420	Лінія кабельна	38
– еквівалентний	422	– повітряна	38, 51
– синхронний	417, 423	Межа потужності ідеальна	522
Джерело реактивної потужності	515	Метод Д-розбиття	451
		– площ	475
Діаграми струмів та напруг		– послідовних інтервалів	479
векторні	89, 92, 109, 114, 242, 245, 247	– симетричних складових	203
Електрорушійна сила перехідна	75, 108	Методи визначення	
– надперехідна	83, 88, 108, 110	динамічної стійкості СЕП	475
– результуюча	110	Методи спрощені	30
Енергія надлишкова	429	– уточнені	30
		Моделі СЕП	426
Ефект навантаження регульовальний	523	– елементів СЕП	416
Заземлення нейтралей		Навантаження узагальнене	36
трансформаторів	381	комплексне	167, 507
нейтралі робоче	381	– статичне	507
Замикання коротке	22	Накид навантаження на електро-	
– віддалене	105	двигуни	543, 558
– двофазне	22, 242	Напруга двигуна критична	440
– з розривом фази	22, 242, 301, 315	Несиметрія дворазова	306
– маловіддалене	105	– поздовжня	200, 297
– на затискачах генератора	101	– поперечна	200, 238
– на землю	24	Обмежувачі ударного струму	376
– на землю подвійне	306	Опір індуктивний поздовжній	71, 77
– однофазне	24, 240	– надперехідний	82
Запобіжники струмообмежувальні	376	– перехідний	75
Засоби обмеження струмів КЗ	360, 368	Опори плоских шин	159
Затухання складового струму КЗ		– первинних обмоток	
– аперіодичного	359	трансформатора струму	161
– періодичного	130, 148, 149, 359	– прямої, зворотної та нульової	
Зведення наближене	41	послідовностей	48, 210
– точне	39	– результуючі	45
Ковзання двигуна критичне	420, 440	Площа гальмування	477, 557
оординація рівнів струмів КЗ	386	– прискорення	447, 558
Коефіцієнт зворотної послідовності	360	Показники якості перехідних процесів	358
– несинусоїдності	361	Потужність генератора асинхронна	490

– синхронізувальна	432	Стійкість вузлів навантаження при сильних збуреннях	537, 540, 557
Правило еквівалентності струму прямої послідовності	250	– слабких	428, 504
Процес перехідний у синхронній машині без демпферних обмоток	75	Стійкість двигунів асинхронних	435, 508
– з демпферними обмотками	71	– синхронних	508, 558
– при пуску асинхронного двигуна	546	– динамічна	17, 475
– ресинхронізації	492	– режиму СЕП	17, 789
– синхронізації	492	– результуюча	17, 492
– у вузлі навантаження	92, 169, 504, 537	– статична	17, 428
Процеси перехідні в особливих умовах	333	Струм КЗ у довільний момент часу	94, 111, 129
– електромагнітні	22	– перехідний початковий	107, 134
– електромеханічні	411, 441, 456, 469	– ударний	97, 100, 128, 334
– обумовлені особливостями технології виробництва	343	Схеми заміщення комплексні	256
Реактор	35, 38	– елементів СЕП	37, 416
Реактори струмообмежувальні	370	– окремих послідовностей	231
– здвоєні	374	Таблиця Рауса	448
– одноланцюгові	372	Точка віддалена	105
– секційні	370, 374	Тривалість перехідного процесу	28, 358
Регулювання збудження		Умова ресинхронізації генератора	494
– автоматичне	102, 453, 585	– двигуна	495
– напруги у вузлах СЕП під навантаженням	523, 590	Умови розрахункові	27
Режим асинхронний	482	Установки електричні	
– граничного збудження генератора	104	освітлювальні	520
– КЗ усталений	113	– електротехнологічні	343
– системи	16	– перетворювальні	349
Режими перехідні нормальні	16	Фаза особлива	203
– аварійні	16	Характер зміни е.р.с генератора	101, 107
– післяаварійні	16	– перехідного процесу	101, 107
– усталені	16, 113	Характеристика потужності генератора кутова	431
Рівень струмів КЗ	383, 386	– спрацювання	378
Розвантаження по частоті		– струмообмеження	376, 378
– автоматичне	585	Характеристики асинхронного двигуна	419
– турбін генераторів аварійне	585	– ідеалізовані обертального моменту турбіни	418
Розподіл мережі автоматичний	363	– навантаження	111, 419, 524
Розрахунок КЗ	29, 123	– потужності синхронного двигуна кутові	417
Розрив двох фаз трифазної мережі	301	Час граничний	478, 561
– фази трифазної мережі	299, 315	Частота обертання підсинхронна	494
Рух асимптотично стійкий	445	Шини та шинопроводи	159
Самозапуск двигунів асинхронних	557	Якість електромагнітних перехідних процесів	358
– синхронних	564		
Самозбудження асинхронних двигунів	548		
Система рівнянь Парка-Горєва	72, 555		

ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ



ПІВНЯК

Геннадій Григорович,

*доктор технічних наук, професор,
академік НАН України,
заслужений діяч науки і техніки України
(1940 р. н.)*

Закінчив з відзнакою у 1963 р. Дніпропетровський гірничий інститут (сьогодні – Національний гірничий університет) за фахом гірничий інженер-електромеханік. З 1963 р. й донині працює в НГУ. Ректор (1982), завідувач кафедри систем електропостачання (1976). Кандидат технічних наук (1967), доктор технічних наук (1981), доцент (1970), професор (1983), член-кореспондент НАН України (1992), академік НАН України (1997). Двічі лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки (1998, 2005), лауреат премії НАН України ім. С.О.Лебедева (1996).

Видатний учений в галузі електроенергетики. Засновник наукової школи гірничої та металургійної електроенергетики. Створив загальну теорію, принципи побудови та методи синтезу потужних систем електромагнітної передачі енергії підвищеної частоти. Наукова діяльність присвячена вирішенню фізико-технічних проблем перетворення і регулювання параметрів електромагнітної енергії, розробці наукових основ створення нових технологій, устаткування та засобів управління, що забезпечують ефективність і безпеку гірничо-металургійного виробництва. Його фундаментальні дослідження дозволили впровадити новітні електротехнології для гірничо-металургійної та машинобудівної промисловості, джерела живлення для електропривода, транспорту і споживачів з особливим характером навантаження.

ПАПАЙКА

Юрій Анатолійович,

*кандидат технічних наук, доцент
(1979 р. н.)*

У 2001 р. з відзнакою захистив магістерську роботу за фахом «Електротехнічні системи електроспоживання» на електротехнічному факультеті Національної гірничої академії України (сьогодні – Національний гірничий університет). Після закінчення аспірантури (2002–2005) за фахом «Електротехнічні комплекси і системи» – асистент кафедри систем електропостачання. В 2011 р. захистив кандидатську дисертацію і працює на посаді доцента цієї ж кафедри. Проводить наукові дослідження в галузі забезпечення електромагнітної сумісності систем електропостачання з потужними джерелами перешкод, має науковий інтерес щодо формування комплексних критеріїв ефективності та надійності роботи електрообладнання при порушеннях якості напруги.





ЖЕЖЕЛЕНКО

Ігор Володимирович,

*доктор технічних наук, професор,
заслужений діяч науки і техніки України
(1930 р. н.)*

Закінчив у 1954 р. Московський енергетичний інститут за спеціальністю «Електричні станції, мережі та системи». У 1967 р. захистив кандидатську дисертацію в галузі електроенергетики в Київському політехнічному інституті, в 1974 р. — докторську дисертацію.

З 1966 р. працює в Жданівському металургійному інституті (сьогодні – Приазовський державний технічний університет): старший викладач, доцент, завідувач кафедри електротехніки (1969-1977), завідувач кафедри електропостачання промислових підприємств (1977-1979), проректор з навчально-методичної роботи (1979-1981), **ректор** (1981-2003).

Засновник наукового напрямку «Ефективність та якість електропостачання промислових підприємств». Сфера наукової зацікавленості: аналіз проблем вищих гармонік, несиметрії, відхилень і коливань напруги, компенсації реактивної потужності.

НЕСЕН

Лариса Іванівна,

*кандидат технічних наук, доцент
(1946 р. н.)*

У 1971 р. закінчила з відзнакою факультет гірничої електромеханіки та автоматики Київського політехнічного інституту за спеціальністю «Електрифікація і автоматизація гірничих робіт». У різні періоди часу обіймала посади інженера, молодшого наукового співробітника, асистента, старшого викладача. З 1997 р. – доцент кафедри електропостачання, з 2001 р. працює заступником директора Інституту енергозбереження та енергоменеджменту НТУУ «КПІ» з навчально-виховної роботи. Напрямок наукової діяльності – управління енергоспоживанням. Лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки (2005).



Навчальне видання

Півняк Геннадій Григорович
Жежеленко Ігор Володимирович
Папаїка Юрій Анатолійович
Несен Лариса Іванівна

ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Підручник для студентів ВНЗ

За редакцією академіка НАН України, професора Г.Г. Півняка

П'яте видання доопрацьоване та доповнене

Редактор – А.В. Дибріна

Комп'ютерна верстка – Н.В. Гроховська

Підписано до друку 02.08.2016. Формат 30×42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 35,4.
Обл.-вид. арк. 34,2. Тираж 200 пр. Зам. № ____

Підготовлено до друку та надруковано
у Державному ВНЗ «Національний гірничий університет».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842
від 11.06.2004.

49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19