

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА



О. Б. Єгоров, М. Л. Глєбова

ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ
УСТАНОВКАХ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
всіх форм навчання зі спеціальності*

*141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня
програма «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії»)*

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2023

Єгоров О. Б. Перехідні процеси в електроенергетичних установках з відновлюваними джерелами : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти всіх форм навчання зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії») / О. Б. Єгоров, М. Л. Глебова ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2023. – 89 с.

Автори:

канд. техн. наук, доц. О. Б. Єгоров,
канд. техн. наук, доц. М. Л. Глебова

Рецензент

О. В. Сенецький, доктор технічних наук, доцент кафедри альтернативної електроенергетики та електротехніки (Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова)

Рекомендовано кафедрою альтернативної електроенергетики та електротехніки, протокол № 14 від 28.06.2023

© О. Б. Єгоров, М. Л. Глебова, 2023

© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2023

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Електромагнітні перехідні процеси	5
1.1 Основні визначення і загальна характеристика процесу	6
1.2 Види короткого замикання і причини їх виникнення.....	7
1.3 Наслідки коротких замикань.....	9
1.4 Основні допущення у розрахунках струмів короткого замикання.	11
Питання для самоконтролю.....	12
1.5 Система відносних одиниць. Основні методи приведення опорів елементів електричної системи.....	12
1.6 Особливості розрахунку опорів елементів схеми заміщення.....	19
1.7 Способи перетворення схем заміщення.....	22
1.8 Розрахунок струму трифазного короткого замикання.....	27
Питання для самоконтролю	28
1.9 Метод симетричних складових у розрахунку несиметричних режимів короткого замикання.....	28
1.10 Особливості складання схем заміщення різних послідовностей	32
1.11 Опори елементів різних послідовностей	33
Питання для самоконтролю	36
1.12 Струми і напруга в місці несиметричного короткого замикання	36
Питання для самоконтролю	42
1.13 Правило еквівалентності прямої послідовності.....	43
1.14 Визначення повного струму несиметричного короткого замикання.....	44
1.15 Способи обмеження рівнів струмів короткого замикання в електроустановках.....	45
Питання для самоконтролю	46
2 Електромеханічні перехідні процеси	47
2.1 Загальні положення. Поняття про електричну систему та її режими.....	47
2.2 Стійкість простої електричної системи.....	53
2.3 Критерії стійкості елементів системи	57
2.4 Методи аналізу статичної стійкості.....	58
2.5 Методи аналізу динамічної стійкості.....	61
2.6 Метод площин.....	63
2.7 Метод послідовних інтервалів.....	69
2.8 Результируюча стійкість електричних систем.....	72
2.9 Способи підвищення стійкості системи	74
Питання для самоконтролю	86
Список рекомендованих джерел.....	88

ВСТУП

Перехідні процеси в системах електропостачання (далі – СЕП) впливають на вибір структури СЕП, виявлення умов їхньої роботи при аварійних режимах, вибір засобів керування, регулювання, захисту й протиаварійної автоматики. Отже, вивчення перехідних процесів є невіддільною частиною фундаментальної підготовки інженерів-електриків.

СЕП є сукупністю пристроїв, пов'язаних одночасністю процесу виробництва, розподілу й споживання електричної енергії. Це обумовлює особливу значущість всіх режимів роботи СЕП і відповідальність персоналу щодо якісного керування СЕП для безперервного енергопостачання споживачів у нормальних (що встановилися) і перехідних режимах роботи.

Перехідні процеси виникають в СЕП як при нормальній експлуатації (включення й відключення навантажень, джерел живлення, окремих частин СЕП), так і в аварійних умовах (обрив навантаженого ланцюга або окремої її фази, коротке замикання (КЗ), випадіння машини із синхронізму і т. д.).

Метою вивчення перехідних процесів є формування необхідних знань про причини виникнення й фізичної сутності цих процесів, а також розробка практичних методів їх кількісної оцінки, для того, щоб можна було передбачити й заздалегідь запобігти небезпечним наслідкам таких процесів.

При будь-якому перехідному процесі відбувається зміна електромагнітного стану елементів системи й порушення балансу між моментом на валу кожної обертової машини й електромагнітним моментом, у результаті чого змінюється частота обертання машин, тобто деякі генератори випробовують гальмування, у той час як інші – прискорення. Із зазначеного випливає, що перехідний процес характеризується сукупністю електромагнітних змін у СЕП, які є взаємозалежними й становлять єдине ціле.

1 ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

Перехідні процеси виникають в електричних системах як при нормальній експлуатації (включення і відключення навантажень, джерел живлення, здійснення випробувань і ін.), так і в аварійних умовах (обрив навантаженого ланцюга або окремої його фази і так далі). Їх вивчення потрібне передусім для чіткого представлення причин виникнення і фізичної суті цих процесів, а також для розробки практичних критеріїв і методів їх кількісної оцінки з тим, щоб можна було передбачати і заздалегідь запобігати небезпечним наслідкам таких процесів. Коротше кажучи, важливо розуміти перехідні процеси, але ще важливіше вміти свідомо керувати ними.

При будь-якому перехідному процесі відбуваються в тій чи іншій мірі зміни електромагнітного стану елементів системи і порушення балансу між моментом на валу кожної машини, що обертається, і електромагнітним моментом. В результаті цього порушення відповідно змінюються швидкості обертання машин, тобто деякі машини випробовують гальмуванням, тоді як інші – прискорення. Таке положення існує до тих пір, поки регулюючі пристрої не відновлять нормальний стан, якщо це взагалі відбувається за умов, що змінилися.

Із сказаного виходить, що перехідний процес характеризується сукупністю електромагнітних і механічних змін у системі. Останні взаємопов'язані і по суті представляють єдине ціле. Проте, завдяки досить великій механічній інерції машин, що обертаються, початкова стадія перехідного процесу характеризується переважно електромагнітними змінами.

Таким чином, за певних умов стає можливим і доцільним розглядати тільки одну сторону перехідного процесу, а саме явища електромагнітного характеру. Відповідно до цього ця частина курсу розбита на дві складові: електромагнітні перехідні процеси, а потім спільно електромагнітні і механічні, тобто електромеханічні перехідні процеси.

1.1 Основні визначення і загальна характеристика процесу

З усього різноманіття електромагнітних перехідних процесів в електричній системі найбільш поширеними є процеси, спричинені:

- включенням і відключенням двигунів і інших приймачів електроенергії;
- коротким замиканням (КЗ) у системі, а також повторним включенням і відключенням (одночасним або каскадним) короткозамкнутого ланцюга;
- виникненням місцевої несиметрії в системі (наприклад, відключення однієї фази лінії електропередачі);
- дією форсування збудження синхронних машин, а також їх зворотнім процесом (тобто гасінням їх магнітного поля);
- несинхронним включенням синхронних машин.

Коротким замиканням називають всяке непередбачене нормальними умовами роботи замикання між фазами, а в системах із заземленими нейтраллями також замикання однієї або декількох фаз на землю (чи на нульовий провід).

У системах із незаземленими нейтраллями або з нейтраллями, заземленими через спеціальні компенсуючі пристрої, замикання однієї з фаз на землю називають **простим замиканням**. При цьому виді ушкодження проходження струму обумовлене головним чином ємністю фаз відносно землі.

При виникненні КЗ в електричній системі опір ланцюга зменшується (міра залежить від положення точки КЗ в системі), що призводить до збільшення струмів в окремих гілках системи у порівнянні із струмами нормального режиму. У свою чергу це викликає зниження напруги в системі, яка є особливо великою поблизу місця КЗ.

Частіше всього КЗ відбувається через перехідний опір, наприклад, через опір електричної дуги, що виникає в місці ушкодження ізоляції. Іноді виникають металеві КЗ без перехідного опору. Для спрощення аналізу у

більшості випадків при розрахунку струмів КЗ розглядають металеві без урахування перехідних опорів.

1.2 Види короткого замикання і причини їх виникнення

У трифазних системах із заземленою нейтраллю розрізняють такі види КЗ в одній точці: трифазне; двофазне; однофазне; двофазне на землю, тобто замикання між двома фазами з одночасним замиканням тієї ж точки на землю.

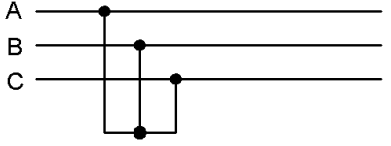
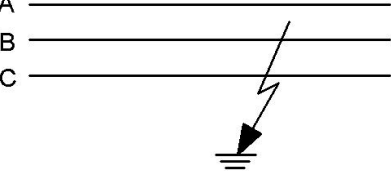
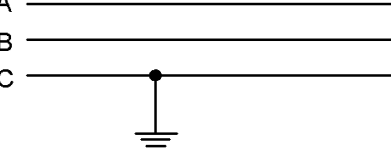
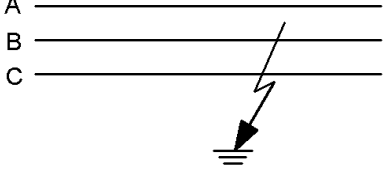
Трифазне КЗ є симетричним, оскільки при ньому всі фази залишаються в однакових умовах. Усі інші види КЗ є несиметричними, оскільки при кожному з них фази знаходяться вже в неоднакових умовах, тому системи струмів і напруги в тій чи іншій мірі спотворені.

Багаторічна аварійна статистика по енергосистемах України і зарубіжних країн показує, що при глухозаземленій нейтралі відносна вірогідність різних основних видів КЗ характеризується даними таблиці 1.1. У тій же таблиці показані рекомендовані скорочені позначення кожного виду КЗ.

Іноді в процесі розвитку аварії первинний вид КЗ переходить в інший вид короткого замикання. Наприклад, у кабельних мережах (із трижильними кабелями) несиметричні КЗ часто переходять у трифазні КЗ, оскільки електрична дуга, що утворилася при ушкодженні в кабелі, швидко руйнує ізоляцію між його жилами.

Несиметричні КЗ, а також несиметричні навантаження по суті представляють різні види поперечної несиметрії. Порушення симетрії якого-небудь проміжного елемента трифазного ланцюга називають повздовжньою несиметрією. Можливі випадки, коли одночасно виникає декілька несиметрій однакового або різного виду.

Таблиця 1.1 – Види коротких замикань

Вид КЗ	Пояснювальна схема	Вірогідність виникнення цього виду КЗ, %
1. Трифазне: $K^{(3)}$		1...7
2. Двофазне: $K^{(2)}$		2...13
3. Однофазне: $K^{(1)}$		60...92
4. Двофазне на землю: $K^{(1,1)}$		5...20

Наприклад, при обриві провода повітряної лінії один його кінець, розташований близько до точки підвісу, залишається ізольованим, а інший, впавши на землю, утворює однофазне КЗ. Тут одночасно виникає повздовжня і поперечна несиметрії. Як інший приклад, коли виникають несиметрії одного виду, може служити так зване подвійне замикання на землю, тобто одночасне замикання на землю різних фаз в різних точках мережі, що працює з ізольованою нейтраллю.

Усі види ушкоджень, що супроводжуються багатократною несиметрією, називають складними.

Практикою експлуатації електричних систем встановлено, що велика частина виникаючих ушкоджень, особливо на повітряних лініях, мають характер ушкоджень, що минають самі по собі, тобто ушкодження

самоусуваються після відключення пошкодженої ділянки і не виникають знову при повторному включенні.

Головною причиною виникнення таких електромагнітних перехідних процесів є переважно короткі замикання. Останні, у свою чергу, є результатом ушкоджень ізоляції електричного устаткування, які викликаються:

- старінням ізоляційних матеріалів;
- перенапруженнями;
- недостатньо ретельним доглядом за устаткуванням;
- безпосередніми механічними ушкодженнями (наприклад, ушкодження кабелю при виконанні земляних робіт без належної обережності);
- при перекритті струмоведучих частин тваринами і птахами;
- прямими ударами блискавки.

1.3 Наслідки коротких замикань

Короткі замикання, як правило, супроводжуються збільшенням струмів у пошкоджених фазах до значень, що перевершують у декілька разів номінальні значення.

Протікання струмів КЗ призводить до збільшення втрат електроенергії в провідниках і контактах, що викликає їх підвищене нагрівання. Нагрівання може прискорити старіння і руйнування ізоляції, викликати зварювання і вигорання контактів, втрату механічної міцності шин і проводів і тому подібне; провідники і апарати повинні без ушкоджень переносити впродовж заданого розрахункового часу нагрівання струмами КЗ, тобто мають бути термічно стійкими.

Протікання струмів КЗ супроводжується також значними електродинамічними зусиллями між провідниками. Якщо не прийняти належних заходів, під дією цих зусиль струмоведучі частини і їх ізоляція можуть бути зруйновані. Струмоведучі частини, апарати і електричні машини

мають бути сконструйовані так, щоб витримувати без ушкоджень зусилля, що виникають при КЗ, тобто повинні мати електродинамічну стійкість.

Короткі замикання супроводжуються пониженням рівня напруги в електричній мережі, особливо поблизу місця ушкодження.

Зокрема, вже при пониженні напруги на 30...40 % впродовж 1 секунди і більше дуже завантажені двигуни промислового підприємства можуть зупинитися, що спричинить народногосподарські збитки. Залишаючись включеними в мережу, двигуни, що зупинилися, можуть викликати подальше зниження напруги в мережі, тобто повне порушення нормального електропостачання не лише конкретного підприємства, але і за його межами. Варто зазначити, що ряд промислових виробництв взагалі не допускає ніяких (навіть короткочасних) перерв у електропостачанні.

При проектуванні і експлуатації електричних установок і систем для вирішення багатьох технічних питань і завдань треба зробити ряд розрахунків, серед яких помітне місце займають розрахунки електромагнітних перехідних процесів і, особливо, при раптовому КЗ.

Під розрахунком електромагнітного перехідного процесу зазвичай розуміють обчислення струмів і напруги в конкретній схемі за заданих умов.

До завдань, для практичного вирішення яких роблять такі розрахунки, належать:

- співставлення, оцінка і вибір схеми електричних з'єднань як окремих установок, так і системи в цілому;
- виявлення умов роботи споживачів при аварійних режимах;
- вибір апаратів і провідників і їх перевірка за умовами роботи при КЗ;
- проектування і налаштування пристроїв релейного захисту і автоматики;
- визначення умов несинхронного включення синхронних машин і включення їх способом самосинхронізації;
- визначення числа заземлених нейтралей і їх розміщення в системі;

- вибір числа і потужності компенсуючих дугогасячих пристроїв;
- проектування і перевірка захисних заземлень;
- підбір характеристик розрядників і обмежувачів перенапружень;
- оцінка і визначення параметрів пристроїв гасіння поля синхронних машин;
- оцінка і вибір систем збудження синхронних машин;
- проведення різних випробувань;
- аналіз аварій, що сталися.

1.4 Основні допущення у розрахунках струмів короткого замикання

Розрахунок електромагнітного перехідного процесу в сучасній електричній системі з урахуванням усіх умов, що мають місце, і чинників надзвичайно складний і практично нездійснимий, тому, щоб спростити завдання і зробити його рішення практично можливим, вводять низку допущень.

Розглянемо тільки на ті основні допущення, які зазвичай приймають при розв'язанні більшості практичних завдань, пов'язаних із визначенням струмів і напруги при електромагнітних перехідних процесах:

- відсутність насичення магнітних систем. При цьому усі схеми виявляються лінійними, розрахунок яких значно спрощується;
- знехтування струмами намагнічування трансформаторів і автотрансформаторів;
- збереження симетрії трифазної системи;
- знехтування провідністю ємностей. Це допущення звичайно є доречним і помітно не спотворює результати рішень, якщо в даній схемі немає повздовжньої компенсації індуктивності ланцюгу;

– наближений облік навантажень. Залежно від стадії перехідного процесу навантаження приблизно характеризують деяким постійним опором, як правило, чисто індуктивним;

– знехтування активними опорами елементів. Це допущення справедливе для мереж напругою вищою від 1 кВ, оскільки в цих мережах величини активних опорів дуже малі у порівнянні з індуктивними опорами елементів системи. У мережах напругою до 1 кВ необхідно враховувати як активні, так і індуктивні опори;

– відсутність коливань роторів синхронних машин. Якщо завдання обмежене розглядом лише початкової стадії перехідного процесу (у межах $0,1 \dots 0,2$ із з моменту порушення режиму до відключення ушкодження), це допущення зазвичай не вносить помітної похибки. Проте при виникненні істотних коливань або випадінні машин із синхронізму досить надійний результат можна отриманий лише з урахуванням (хоч би наближеним) такого процесу.

Питання для самоконтролю

1. Які явища належать до перехідних процесів?
2. Які види короткого замикання належать до несиметричних, а які – до симетричних КЗ?
3. Назвіть причини виникнення короткого замикання.
4. Назвіть основні наслідки короткого замикання.
5. Який з наслідків короткого замикання є найбільш важким?
6. Назвіть основні припущення, що прийняті у розрахунках струмів КЗ.

1.5 Система відносних одиниць. Основні методи приведення опорів елементів електричної системи

Представлення будь-яких фізичних величин не у звичайних для них відповідних поіменованих одиницях, а у відносних, безрозмірних одиницях

дозволяє істотно спростити деякі теоретичні викладки і надати їм загальніший характер. Так само і в практичних розрахунках таке представлення величин надає результатам більшу наочність.

З вираженням величин у відносних одиницях (у долях або відсотках) ви вже зустрічалися при вивченні курсу електричних машин, де реактивність як правило, виражають у долях одиниці, напруга короткого замикання трансформаторів – у відсотках, пускові струми і моменти асинхронних двигунів – у кратностях від їх номінальних значень тощо. Далі треба познайомитися із системою відносних одиниць в ширшому аспекті, маючи на увазі використання її при вирішенні різних питань і завдань для схем з довільним числом всіляких елементів.

Нагадаємо, що під відносним значенням якої-небудь величини слід розуміти її відношення до іншої однойменної величини, вибраної за одиницю виміру. Отже, щоб виразити окремі величини у відносних одиницях, треба передусім вибрати ті величини, які повинні служити відповідними одиницями вимірів, або, як то кажуть, встановити базисні одиниці (чи умови).

Нехай за базисний струм і базисну міжфазну напругу прийнято деякі довільні величини I_ϕ і U_ϕ . Тоді базисна потужність трифазної системи, очевидно, буде

$$S_\phi = \sqrt{3}U_\phi I_\phi \quad (1.1)$$

і базисний опір

$$z_\phi = \frac{U_\phi}{\sqrt{3}I_\phi}, \quad (1.2)$$

тобто воно підпорядковане закону Ома, щоб забезпечити тотожний запис цього закону як в поіменованих, так і у відносних одиницях.

Як видно, з чотирьох базисних одиниць I_ϕ , U_ϕ , S_ϕ і z_ϕ тільки дві можуть бути вибрані довільно, а дві інші вже виходять із вказаних співвідношень. Фазна і міжфазна базисна напруга, а також фазні і лінійні базисні струми пов'язані між собою відомими співвідношеннями для симетричної трифазної системи. Слід особливо підкреслити, що вибрані базисні

одиниці слугують для виміру як повних величин, так і їх складових (активних, реактивних і ін.).

Таким чином, за обраних базисних умов відносні значення ЕРС, напруги, струму, потужності і опору будуть

$$E_{*(\bar{b})} = \frac{E}{U_{\bar{b}}}; \quad (1.3)$$

$$U_{*(\bar{b})} = \frac{U}{U_{\bar{b}}}; \quad (1.4)$$

$$I_{*(\bar{b})} = \frac{I}{I_{\bar{b}}}; \quad (1.5)$$

$$S_{*(\bar{b})} = \frac{S}{S_{\bar{b}}}; \quad (1.6)$$

$$z_{*(\bar{b})} = \frac{z}{z_{\bar{b}}}, \quad (1.7)$$

де зірочка позначає, що величина виражена у відносних одиницях, а індекс (\bar{b}) – що вона приведена до базисних умов. Ці індекси, як і багато інших, часто опускають, якщо зміст виразу ясний з тексту.

Відносна фазна і міжфазна напруги чисельно однакові; так само чисельно однакові відносні фазна потужність і потужність трьох фаз.

Використовуючи (1.2), можна формальне визначення відносного опору по (1.7) представити в іншому вигляді

$$z_{*(\bar{b})} = \frac{z}{z_{\bar{b}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{b}} \cdot z}{U_{\bar{b}}}, \quad (1.8)$$

чи, інакше,

$$z_{*(\bar{b})} = z \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{\bar{b}}^2}, \quad (1.9)$$

де – z – заданий опір, Ом на фазу;

$I_{\bar{b}}$ – базисний струм, кА;

$U_{\bar{b}}$ – базисна міжфазна напруга, кВ;

$S_{\bar{b}}$ – базисна потужність, МВА.

З останніх виразів випливає, що відносний опір чисельно дорівнює відносному падінню напруги в даному елементі при протіканні через нього прийнятого базисного струму (чи потужності).

Оскільки вибір базисних умов довільний, то одна і та ж дійсна величина може мати різні чисельні значення при вираженні її у відносних одиницях.

Для виконання розрахунку у відносних одиницях треба усі ЕРС і опори елементів схеми виразити у відносних одиницях за обраними базисними умовами. Якщо вони задані в іменованих одиницях, то для переведення їх у відносні одиниці служать вирази (1.3), (1.8) або (1.9). Коли ж вони задані у відносних одиницях за номінальних умов, то їх перерахунок до базисних умов треба робити за такими співвідношеннями

$$E_{*(\bar{o})} = E_{*(n)} \frac{U_n}{U_{\bar{o}}}; \quad (1.10)$$

$$z_{*(\bar{o})} = z_{*(n)} \frac{I_{\bar{o}}}{I_n} \cdot \frac{U_n}{U_{\bar{o}}}; \quad (1.11)$$

чи

$$z_{*(\bar{o})} = z_{*(n)} \frac{S_{\bar{o}}}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_{\bar{o}}^2}. \quad (1.12)$$

При виборі базисних умов слід керуватися міркуваннями, щоб обчислювальна робота була по можливості простішою і порядок числових значень відносних базисних величин був досить зручний для операції з ними. Для базисної потужності $S_{\bar{o}}$ доцільно приймати просте ціле число (1 000 МВА або 100 МВА). За $U_{\bar{o}}$ рекомендується приймати номінальне або середньоніомінальне значення напруги того ступеня, де сталося КЗ. Тоді вирази для перерахунку відносних опорів набирають простішого вигляду:

$$z_{*(\bar{o})} = z_{*(n)} \frac{I_{\bar{o}}}{I_n}; \quad (1.13)$$

$$z_{*(\bar{o})} = z_{*(n)} \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}. \quad (1.14)$$

Отримані формули мають відношення тільки до випадку, коли всі елементи схеми пов'язані тільки електричними зв'язками за відсутності трансформаторів. За наявності магнітних зв'язків виникає необхідність у складанні схеми заміщення, яка зводиться до заміни магнітних зв'язків еквівалентним електричним ланцюгом.

Приведення параметрів схеми заміщення до ступеня КЗ здійснюється за виразами, які витікають із загальної теорії трансформаторів

$$\overset{0}{Z} = Z \cdot K^2. \quad (1.15)$$

Істинні значення величин мають бути перераховані стільки разів, скільки є трансформаторів на шляху між обраним основним ступенем і елементом, що приводиться. Причому під коефіцієнтом трансформації розуміють відношення міжфазної напруги обмотки, зверненої до основного ступеня, до міжфазної напруги обмотки, розташованої ближче до ступеня, де знаходиться елемент, що приводиться. Тобто коефіцієнт трансформації завжди слід брати у напрямку від того ступеня, до якого здійснюється приведення. Існує чотири способи приведення елементів. Розглянемо кожне з них.

Точне приведення в іменованих одиницях. Якщо опір вже заданий в іменованих одиницях (Ом), то приведений опір визначиться з виразу:

$$\overset{0}{Z} = Z_{(Om)} \cdot K^2 \quad (1.16)$$

Якщо опір елемента заданий у відносних одиницях або відсотках, то

$$\overset{0}{Z} = z_* \frac{U_n^2}{S_n} \cdot K^2; \quad \overset{0}{Z} = \frac{z_{\%}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot K^2. \quad (1.17)$$

Точне приведення у відносних одиницях. Перед усім необхідно вибрати базисні умови (S_{δ} і U_{δ}). Якщо опір елемента заданий в Омах, вираз набере вигляду

$$Z_{*}^0 = z_{(Om)} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} \cdot K^2. \quad (1.18)$$

Якщо опір елемента задано у відносних одиницях або відсотках:

$$Z_{*}^0 = Z_{*} \cdot \frac{U_n^2}{U_{\delta}^2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_n} \cdot K^2; \quad Z_{*}^0 = \frac{Z_{\%}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{U_{\delta}^2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_n} \cdot K^2. \quad (1.19)$$

Наближене приведення в іменованих одиницях. До розрахунків не завжди пред'являються вимоги високої точності. Частіше застосовується наближене приведення, засноване на тому, що для кожного ступеня використовується шкала середньої номінальної напруги, : 6,3; 10,5; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770 кВ.

Тоді коефіцієнт трансформації визначатиметься як відношення середньої номінальної напруги, завдяки чому вирази значно спрощуються.

Якщо опір елемента заданий в Омах, то

$$Z^0 = Z_{(Om)} \cdot \left(\frac{U_{cp.осн.}}{U_{cp.I}} \right)^2 \quad (1.20)$$

Якщо опір елемента задано у відносних одиницях або відсотках:

$$Z^0 = Z_{*} \cdot \frac{U_{cp.осн.}^2}{S_n}; \quad Z^0 = \frac{Z_{\%}}{100} \cdot \frac{U_{cp.осн.}^2}{S_n} \quad (1.21)$$

Наближене приведення у відносних одиницях. Ступінь, де сталося КЗ, являється і основним, і базисним. Середня номінальна напруга будь – якого ступеня схеми (його приведенне значення), виражене у відносних одиницях за прийнятих базисних умов завжди дорівнює одиниці.

Якщо опір елемента задано в Омах:

$$Z_{*1}^0 = Z_{(Om)} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.1}^2} \quad (1.22)$$

Якщо опір елемента задано у відносних одиницях або відсотках, то його приведені значення визначиться як

$$\overset{0}{Z}_* = Z_* \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_n}; \quad \overset{0}{Z}_* = \frac{Z_{\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_n}. \quad (1.23)$$

Похибка розрахунку при наближеному приведенні більша. Якщо в схемах містяться трансформатори з широким регулюванням коефіцієнта трансформації, правильніше користуватися точними методами розрахунку.

Особливості складання схем заміщення

Розрахунок струмів при трифазних КЗ виконується в такому порядку:

- для енергосистеми складається розрахункова схема;
- за розрахунковою схемою складається електрична схема заміщення;
- шляхом поступового перетворення приводять схему заміщення до найбільш простого виду так, щоб кожне джерело живлення або група джерел, що характеризується певним значенням результуючої ЕРС $E_{рез.}$, були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором $x_{рез.}$;
- знаючи результуючу ЕРС джерела і результуючий опір, за законом Ома визначають початкове значення періодичної складової струму КЗ $I_{n,0}$, потім ударний струм і при необхідності періодичну і аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу t .

Під розрахунковою схемою установки розуміють спрощену однолінійну схему електроустановки з указанням усіх елементів і їх параметрів, які впливають на струм КЗ і тому мають бути враховані при виконанні розрахунків. На рисунку 1 наведено приклад розрахункової схеми.

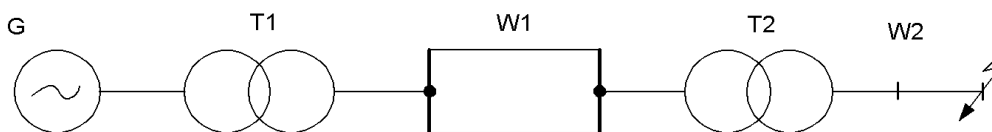


Рисунок 1.1 – Розрахункова схема ділянки електричної системи

У схему заміщення кожен елемент вноситься своїм опором, а джерела додатково показуються точкою прикладення ЕРС. Потім кожному елементу привласнюється порядковий номер, який вказується в чисельнику дробу, а в знаменнику – величина приведенного опору елемента (рис. 1.2).

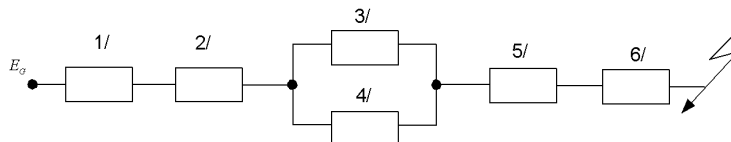


Рисунок 1.2 – Схема заміщення ділянки електричної системи

1.6 Особливості розрахунку опорів елементів схеми заміщення

У таблиці 1.2 наведено схеми заміщення і розрахунковий вираз для визначення опорів обмоток силових трансформаторів.

Таблиця 1.2 – Визначення опорів обмоток силових трансформаторів

Найменування	Початкова система	Схема заміщення	Розрахункові вирази
1	2	3	4
Двохобмотковий трансформатор			$x_T \% = U_{кВ-Н} \%$
Трьохобмотковий трансформатор, автотрансформатор			$x_{mB} \% = 0,5 \cdot (U_{кВ-Н} \% + U_{кВ-С} \% - U_{кС-Н} \%)$ $x_{mC} \% = 0,5 \cdot (U_{кВ-С} \% + U_{кС-Н} \% - U_{кВ-Н} \%)$ $x_{mH} \% = 0,5 \cdot (U_{кВ-Н} \% + U_{кС-Н} \% - U_{кВ-С} \%)$

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4
Трифазний трансформатор з обмоткою нижчої напруги, розщепленої на дві гілки			<p>1. $x_{mB} \% = 0,125 \cdot U_{кВ-Н} \%$ $x_{mH1} \% = x_{mH2} \% = 1,75 \cdot U_{кВ-Н} \%$</p> <p>2. $x_{mB} \% = U_{кВ-Н} \% - 0,5 \cdot U'_{кН1-Н2} \%$ $x_{mH1} \% = x_{mH2} \% = U'_{кН1-Н2} \%$</p> <p>$U'_{кН1-Н2} \%$ задається в каталогах відносно $S_{H1} = S_{H2} = 0,5 \cdot S_{ном.}$</p>

У таблиці 1.3 наведено розрахункові вирази для визначення приведених значень опорів елементів електроустановки в іменованих і відносних одиницях. У таблиці 1.4 показані величини питомих опорів ліній електропередач, а в таблиці 1.5 – величини ЕРС різних джерел електроенергії у відносних одиницях.

Таблиця 1.3 – Розрахункові вирази для визначення наведених значень опорів

№ з/п	Елемент електроустановки	Початковий параметр	Поіменовані одиниці	Відносні одиниці
1	2	3	4	5
1	Генератор	$x''_{d^{*ном.}}$ $S_{ном.}$	$x = x''_{d^{*(ном)}} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном.}}$	$x_* = x''_{d^{*(ном)}} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном.}}$
		$x''_{d\%}$ $S_{ном.}$	$x = \frac{x''_{d\%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном.}}$	$x_* = \frac{x''_{d\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном.}}$
2	Енергосистема	S_{κ}	$x = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\kappa}}$	$x_* = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa}}$
		$I_{к.з.}$	$x = \frac{U_{\bar{o}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{к.з.} \cdot U_{ср.}}$	$x_* = \frac{I_{\bar{o}}}{I_{к.з.}}$
		x_{*c} S_c	$x = x_{*c} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_c}$	$x_* = x_{*c} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_c}$
3	Трансформатор	$u_{\kappa\%}$ $S_{ном.}$	$x = \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном.}}$	$x_* = \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном.}}$

Продовження таблиці 1.3

1	2	3	4	5
4	Реактор	x_p $x_{p\%}$ I_{np}	$x = x_p \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2}$	$x_* = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{np} \cdot U_{np}} \cdot \left(\frac{U_{np}}{U_{\delta}} \right)^2$
5	Лінії електропередачі	x_0 l	$x = x_0 \cdot l \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp.ЛЭП}^2}$	$x_* = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.ЛЭП}^2}$
6	Електродвигуни	x'_{δ} $S_{ном.}$	$x = x'_{\delta} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном}}$	$x_* = x'_{\delta} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$

У таблиці 1.3 $S_{ном.}$ – номінальні потужності елементів (генератора, трансформатора, енергосистеми, електродвигуна), МВА; S_{δ} – базисна потужність, МВА; S_k – потужність КЗ енергосистеми, МВА; $I_{к.з.}$ – струм КЗ від системи, кА; x_{*c} – відносний номінальний опір енергосистеми; $u_{к\%}$ – напруга КЗ трансформатора % (див. табл. 1; I_{δ} – базисний струм, кА; $U_{cp.}$ – середня напруга в місці установки цього елемента, кВ; x_0 – питомий опір лінії на 1 км довжини, Ом/км; l – довжина лінії, км.

Таблиця 1.4 – Значення середніх питомих індуктивних опорів повітря і кабельних ліній електропередач

№ з/п	Лінія електропередачі	x_0 , Ом/км
1	Одноланцюгова повітряна лінія: 6...220 кВ; 220...330 кВ при розщеплюванні на 2 проводи у фазі; 400...500 кВ при розщеплюванні на 3 проводи у фазі, 750 при розщеплюванні на 4 проводи у фазі	0,4 0,32 0,3 0,28
2	Трьохжильний кабель: 6...10 кВ, 35 кВ	0,08 0,12
3	Одножильний маслонаповнений кабель: 110...220 кВ	0,16

Таблиця 1.5 – Значення ЕРС джерел

№ з/п	Джерела	E' *
1	Турбогенератор:	1,08
	До 100 МВт; 100...1 000 МВт	1,13
2	Гідрогенератор із заспокійливими обмотками	1,13
3	Гідрогенератор без заспокійливих обмоток	1,18
4	Синхронний компенсатор	1,2
5	Синхронний електродвигун	1,1
6	Асинхронний електродвигун	0,9
7	Енергосистема	1

Для розрахунку значень періодичної складової струму КЗ при трифазному КЗ складається схема заміщення для однієї фази, оскільки усі фази ланцюга знаходяться в однакових умовах.

1.7 Способи перетворення схем заміщення

Після того, як схема заміщення складена і визначені опори усіх елементів, вона перетвориться у найбільш простий вид. Перетворення (згортання) схеми виконується у напрямі від джерела живлення до місця КЗ. При цьому використовуються відомі правила послідовного і паралельного складання опорів, перетворення зірки опорів в еквівалентний трикутник і назад, багатокутника в багатопроменеву зірку і так далі. Ці правила представлені в таблиці 1.6.

В процесі перетворення схеми заміщення часто виникає завдання розподілу так званих зв'язаних ланцюгів. У цьому випадку застосовують метод коефіцієнтів струморозподілення, або коефіцієнтів участі (рис. 1.3).

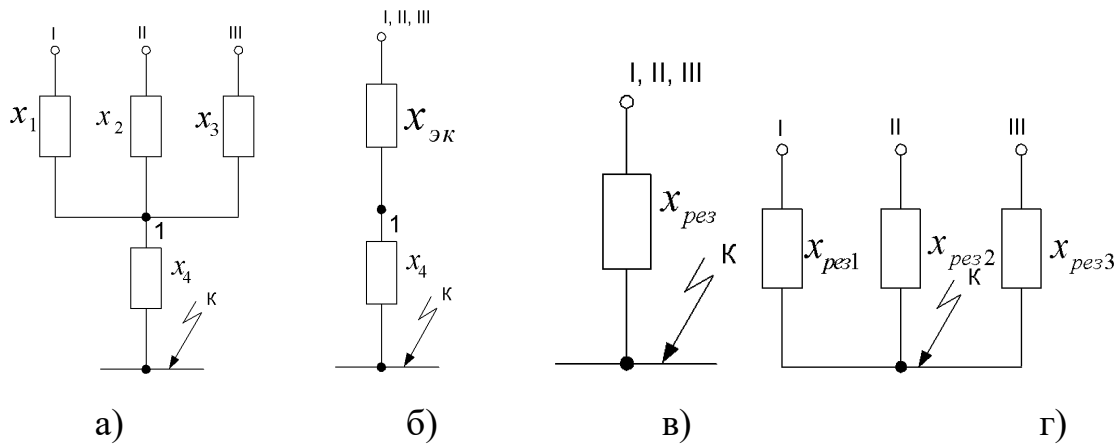


Рисунок 1.3 – Розподіл пов’язаних ланцюгів

Струми від джерел I, II, III проходять через загальний опір x_4 . Для того щоб визначити струм, що надходить у точку КЗ від кожного джерела, необхідно перетворити схему до променевого виду (рис. 1.3, г).

При розрахунку за схемою, отриманою при такому перетворенні, струми, що течуть в точку ушкодження від окремих джерел, мають бути такими ж, якими вони ввійшли б у схемі до перетворення. Розрахунок робиться в такому порядку:

1. Складають схему заміщення для даної точки КЗ і шляхом поступового перетворення приводять її до вигляду, показаного на рисунку 1.3, а, до того ж у загальному випадку кількість гілок джерел може бути будь-яким.

2. Визначають результуючий опір схеми (рис. 1.3, а...в)

$$x_{рез} = x_{эк} + x_4, \quad (1.24)$$

де $x_{эк}$ – еквівалентний опір усіх джерел живлення відносно точки 1 схеми:

$$x_{эк} = x_1 \parallel x_2 \parallel x_3. \quad (1.25)$$

3. Обирають відносне значення періодичної складової струму в місці ушкодження за одиницю ($I_{П*} = 1$) і знаходять коефіцієнти розподілу, тобто долю участі в струмі КЗ кожного джерела. На підставі законів Кірхгофа можна записати:

$$I_{П*I} + I_{П*II} + I_{П*III} = I_{П*} = 1,$$

а також

$$\frac{I_{II^*I}}{I_{II^*}} = \frac{x_{\text{эк}}}{x_1}; \quad \frac{I_{II^*II}}{I_{II^*}} = \frac{x_{\text{эк}}}{x_2} \text{ тощо.}$$

Звідси коефіцієнти розподілу по гілках

$$C_1 = I_{II^*I} = \frac{x_{\text{эк}}}{x_1}; \quad C_2 = I_{II^*II} = \frac{x_{\text{эк}}}{x_2} \text{ і так далі} \quad (1.26)$$

Таким чином, використовуючи коефіцієнти розподілу, можна за сумарним струмом в місці КЗ визначити, як він розподілиться по гілках.

Правильність обчислення коефіцієнтів можна перевірити шляхом виконання умови

$$C_1 + C_2 + \dots + C_n = 1. \quad (1.27)$$

Враховуючи, що струморозподілення по гілках повинне залишатися незмінним, отримуємо (рис. 1.3, г) :

$$x_{\text{рез1}} = \frac{x_{\text{рез}}}{C_1} \quad (1.28)$$

$$x_{\text{рез2}} = \frac{x_{\text{рез}}}{C_2} \text{ тощо.}$$

Визначення початкового значення періодичною складовою струму КЗ за відомою підсумковою схемою заміщення не становить труднощів.

При розрахунку у відносних одиницях

$$I_{n0} = \frac{E_*}{x_{\text{рез}^*}} \cdot I_{\sigma}, \quad (1.29)$$

де E_* – ЕРС джерела; $x_{\text{рез}^*}$ – результуючий відносний опір ланцюга КЗ, приведений до базисних умов; I_{σ} – базисний струм, визначений при заданій величині базисної потужності і базисної напруги в місці КЗ.

Певні труднощі в спрощенні схем виникають, коли точка КЗ знаходиться в одному з вузлів багатокутника, до інших вузлів якого приєднані генеруючі гілки. Прикладом можуть служити випадки КЗ в схемах, приведених на

рисунках 1.4...1.6. Тут можна застосувати метод симетрії схеми, або метод дзеркального віддзеркалення.

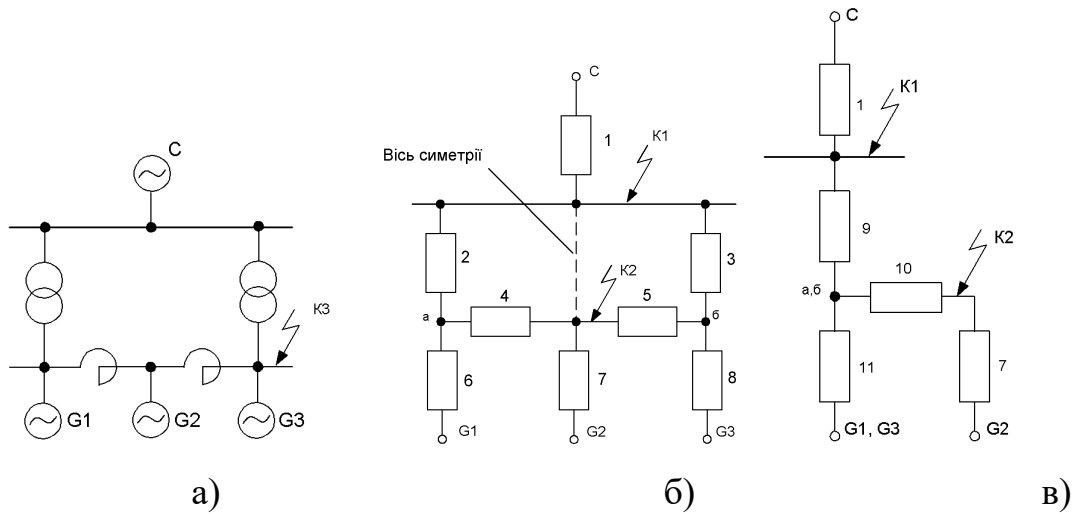


Рисунок 1.4 – Коротке замикання в симетричній складній схемі

Якщо точка КЗ ділить схему на дві симетричні частини, наприклад, точки К1, К2 на рисунку 1.4, а, б, то при однакових характеристиках генераторів G1, G3 і трансформаторів вузли а і б схеми матимуть однакові потенціали, внаслідок чого їх можна об'єднати. При цьому гілки генераторів G1 і G3 об'єднують, представляючи їх еквівалентною машиною з $S = 2 \cdot S_n$.

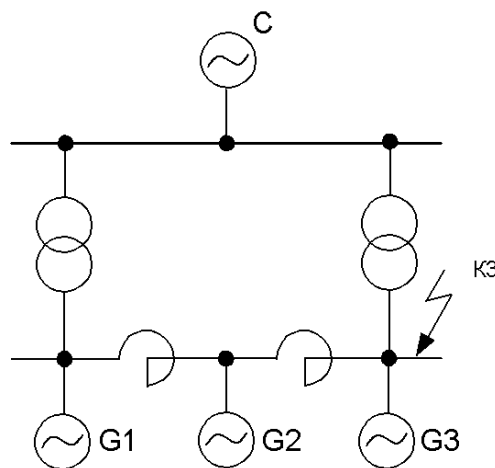


Рисунок 1.5 – Коротке замикання в складній несиметричній схемі

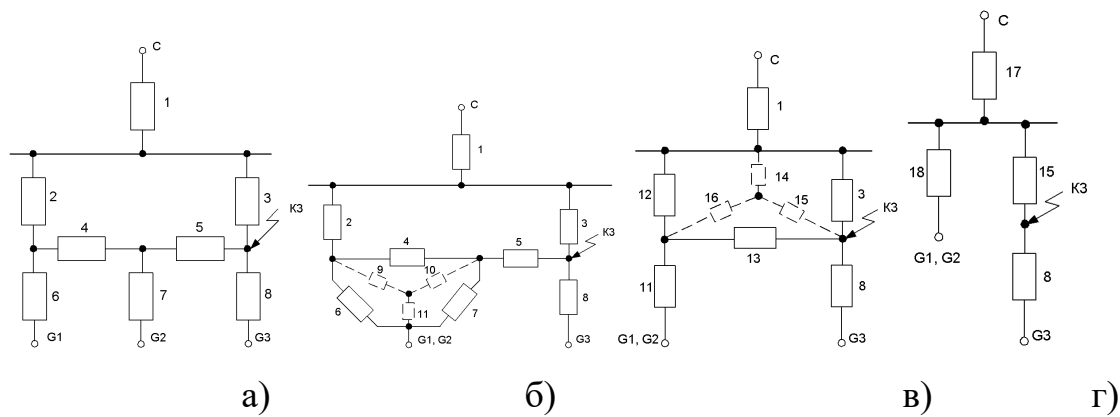


Рисунок 1.6 – Перетворення складної схеми за методом «трикутник – зірка»

У результаті отримуємо схему, яка подану на рисунку 1.4. У цій схемі $x_9 = x_2 \parallel x_3$, $x_{10} = x_4 \parallel x_5$, $x_{11} = x_6 \parallel x_8$. Подальше перетворення схеми здійснюється за звичайними правилами.

Розглянемо випадки, подані на рисунку 1.5. Схему заміщення приведено на рисунку 1.6, а. Генератори G1 і G2 мають однакові ЕРС, внаслідок чого їх можна об'єднати в еквівалентну машину з $S = 2 \cdot S_n$. При такому об'єднанні утворюється трикутник опорів (x_4, x_6, x_7) , який перетвориться в зірку (x_9, x_{10}, x_{11}) , як показано на рисунку 1.6, б. У схемі на рисунку 1.6, у визначають опори $x_{12} = x_2 + x_9$ і $x_{13} = x_5 + x_{10}$. трикутник (x_3, x_{12}, x_{13}) , що вийшов у результаті, перетвориться в зірку (x_{14}, x_{15}, x_{16}) . Після визначення опорів $x_{17} = x_1 + x_{14}$ і $x_{18} = x_{11} + x_{16}$ отримуємо остаточну схему, приведену на рисунку 1.6, г.

У практичних розрахунках лінійних електричних ланцюгів часто представляється зручним використовувати принцип накладення, згідно з яким дійсний режим можна отримати як результат накладення ряду умовних режимів, кожен з яких визначається в припущенні, що в схему прикладена тільки одна (чи група) ЕРС, тоді як усі інші дорівнюють нулю, при цьому усі елементи схеми залишаються включеними. Розрахунок кожного із таких умовних режимів представляє більш просте завдання. Зазвичай на практиці використовують накладення власне аварійного режиму на попередній.

Умови трифазного КЗ не зміняться, якщо уявити, що в точці КЗ прикладено дві рівні, але взаємно протилежні ЕРС. Якщо генератори введені в схему своїми ЕРС, які були у них до КЗ, то режим після виникнення КЗ зручно представити таким, що складається з двох режимів. Один з них доцільно отримати, враховуючи усі ЕРС і додатково введену в точку КЗ ЕРС, що дорівнює $+U_{k0}$. Одночасна дія цих ЕРС, очевидно, дає попередній режим в цій схемі. Другий режим виходить від дії тільки одної ЕРС, прикладеної в точці КЗ і рівної $-U_{k0}$. Його називають власне аварійним режимом, а струми, що вийшли при ньому, і напруга – аварійними складовими струмів і напруги.

Використання такої форми накладення особливо ефективно у випадках, коли попередній режим вже відомий, тоді завдання зводиться до порівняно простішого розрахунку тільки власне аварійного режиму.

1.8 Розрахунок струму трифазного короткого замикання

Усі можливі випадки КЗ можна умовно розподілити на дві групи, а саме: КЗ в ланцюгах, що живляться від шин незмінної напруги (енергосистеми); КЗ поблизу джерела обмеженої потужності.

Шинами незмінної напруги умовно вважають таке джерело, напруга на затисках якого залишається практично незмінною при будь-яких змінах струму в підключеному до нього ланцюзі. Інакше кажучи, характерною ознакою цього джерела (його ще називають системою нескінченної потужності) є те, що його власний опір досить малий у порівнянні з опором ланцюга КЗ.

Насправді потужності енергосистем, окремих джерел і їх опір завжди мають певні кінцеві значення. Проте багато елементів електричних мереж мають настільки великий опір у порівнянні з опором енергосистеми, генератора, що при КЗ за такими елементами (трансформатор, реактор, лінія) без особливої похибки в обчисленні струму КЗ і залишкової напруги опір джерела можна не враховувати. Зазвичай при обчисленні струмів КЗ для

вибору електроустаткування і уставок релейного захисту можна не враховувати опір живлячої енергосистеми, якщо воно не перевищує 5...10 % результуючого опору ланцюга КЗ.

До другої групи відносять ушкодження, що відбуваються на виводах генераторів або на такому віддаленні від них, що опори ланцюга КЗ виміряно з опором генератора. В цьому випадку зміна параметрів самого генератора при КЗ істотно впливає на хід процесу і ними не можна нехтувати.

Питання для самоконтролю

1. Які основні методи приведення опорів елементів електричної системи ви знаєте?
2. Назвіть алгоритм розрахунку струмів при трифазному КЗ.
3. Які способи перетворення схем заміщень ви знаєте?
4. Чому дорівнює ЕРС у відносних одиницях таких елементів: асинхронного двигуна, системи, комплексного навантаження?
5. Які ви знаєте фактори розташування електродвигунів, при яких можна їх не враховувати?

1.9 Метод симетричних складових у розрахунку несиметричних режимів короткого замикання

При однофазних, двофазних на землю або двофазних КЗ, коли трифазна система стає несиметричною, фази опиняються в різних умовах, що не дозволяє виконати розрахунок, як це робилося при розрахунку трифазного КЗ, тільки для однієї з фаз.

Для визначення струмів, що проходять при несиметричних КЗ, потрібно було б складати декілька рівнянь Кірхгофа для багатьох контурів і вузлів, що утворюються в такій несиметричній трифазній системі. Розв'язок цих рівнянь з урахуванням індуктивних зв'язків між фазами навіть для порівняно простої схеми є складним завданням. З метою спрощення розрахунків несиметричних

режимів у трифазній мережі запропоновано метод симетричних складових, суть якого полягає в тому, що будь-яку несиметричну трифазну систему векторів (струмів, напруги) можна представити у вигляді трьох симетричних систем (рис. 1.7).

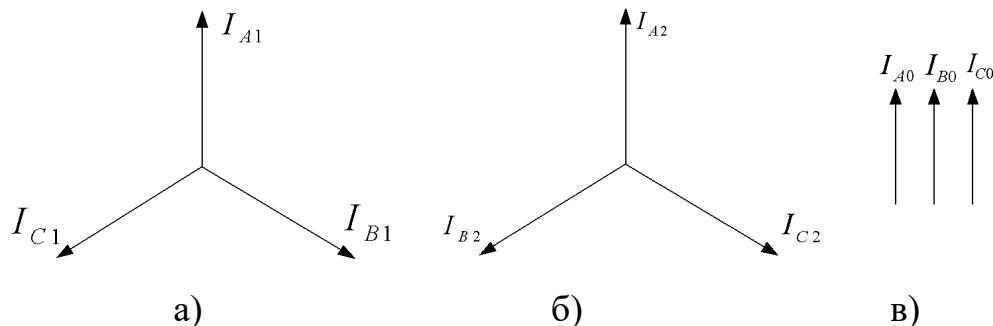


Рисунок 1.7 – Система струмів прямої послідовності (а); система струмів зворотної послідовності (б); система струмів нульової послідовності (в)

Таким чином, для кожної фази можна записати:

$$\begin{aligned} \vec{I}_A &= \vec{I}_{A1} + \vec{I}_{A2} + \vec{I}_{A0} \\ \vec{I}_B &= \vec{I}_{B1} + \vec{I}_{B2} + \vec{I}_{B0} \\ \vec{I}_C &= \vec{I}_{C1} + \vec{I}_{C2} + \vec{I}_{C0} \end{aligned} \quad (1.50)$$

Використовуючи вектор повороту a , аргумент якого дорівнює $-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$, систему (50) можна представити через одну фазу, наприклад фазу А:

$$\begin{aligned} \vec{I}_A &= \vec{I}_{A1} + \vec{I}_{A2} + \vec{I}_{A0}; \\ \vec{I}_B &= a^2 \vec{I}_{A1} + a \vec{I}_{A2} + \vec{I}_{A0}; \\ \vec{I}_C &= a \vec{I}_{A1} + a^2 \vec{I}_{A2} + \vec{I}_{A0}. \end{aligned} \quad (1.51)$$

Таким чином, замість однієї несиметричної схеми розраховуються три, але значно простіші, що зрештою істотно спрощує обчислення.

Несиметричні струми, що протікають по фазах ланцюга, створюють в опорах фаз несиметричні падіння напруги, яку можна розкласти на симетричні

складові. Так, при двофазному КЗ струми і напруга мають складові прямої і зворотної послідовності, при двофазному і однофазному КЗ на землю – прямої, зворотної і нульової. При цьому падіння напруги прямої послідовності створюється струмом прямої послідовності, падіння напруги зворотної послідовності – струмом зворотної послідовності і так далі, тобто струм кожної послідовності створює падіння напруги тієї ж послідовності.

Опори елементів трифазному ланцюгу для різних послідовностей можуть розрізнятися за значенням.

Позначимо x_1, x_2, x_0 – відповідно опори прямої, зворотної і нульової послідовностей елементу ланцюга КЗ, тоді симетричні складові падіння напруги у фазах елементу ланцюга КЗ можна визначити з виразів

$$\begin{aligned}\Delta U_1 &= I_1 \cdot jx_1; \\ \Delta U_2 &= I_2 \cdot jx_2; \\ \Delta U_0 &= I_0 \cdot jx_0.\end{aligned}\tag{1.52}$$

У симетричних трифазних ланцюгах з ненасиченими магнітними елементами може бути застосований принцип накладення, що припускає, що окремі складові діють незалежно одна від одної. Ця обставина дозволяє скласти окремі схеми заміщення для кожної послідовності (рис. 1.8).

При симетричних трифазних КЗ напруга прямої послідовності в місці ушкодження дорівнює нулю. При несиметричних КЗ напруга прямої послідовності в місці ушкодження не дорівнює нулю. Оскільки напруга в місці КЗ несиметрична, в ньому є присутня зворотна, а при КЗ на землю - і нульова послідовності. В той же час генератори створюють тільки симетричну трифазну систему ЕРС прямої послідовності, тобто ЕРС нульової і зворотної послідовностей в схемах заміщення дорівнюють нулю. Тому в схемах заміщення вказують тільки ЕРС прямої послідовності джерел живлення і симетричної складової напруга в місці КЗ (рис. 1.8). Враховуючи сказане,

відповідно до другого закону Кірхгофа можна записати наступні вирази для визначення симетричних складових в місці КЗ:

$$\begin{aligned} \bar{U}_{\kappa 1} &= \bar{E}_{\phi} - \bar{I}_{\kappa 1} \cdot jx_{1\text{рез}}; \\ \bar{U}_{\kappa 2} &= 0 - \bar{I}_{\kappa 2} \cdot jx_{2\text{рез}}; \\ \bar{U}_{\kappa 0} &= 0 - \bar{I}_{\kappa 0} \cdot jx_{0\text{рез}} \end{aligned} \quad (1.53)$$

де $\bar{U}_{\kappa 1}, \bar{U}_{\kappa 2}, \bar{U}_{\kappa 0}$ – симетрична складова напруга в місці КЗ;

$\bar{I}_{\kappa 1}, \bar{I}_{\kappa 2}, \bar{I}_{\kappa 0}$ – симетричні складові струму, що протікають в місці КЗ;

$x_{1\text{рез}}, x_{2\text{рез}}, x_{0\text{рез}}$ – результуючі опори прямої, зворотної і нульової послідовностей ланцюга КЗ, включаючи і джерела живлення;

\bar{E}_{ϕ} – результуюча ЕРС прямої послідовності джерел, що живлять короткозамкнений ланцюг (фазне значення).

Протікання струмів зворотної і нульової послідовностей умовно можна розглядати як результат виникнення в місці КЗ напруги відповідних послідовностей. У міру просування по ланцюгу від місця КЗ до джерел живлення напруга прямої послідовності зростає від $\bar{U}_{\kappa 1}$ до \bar{E}_{ϕ} , а напруга нульової і зворотної послідовностей зменшується відповідно від $\bar{U}_{\kappa 0}$ і $\bar{U}_{\kappa 2}$ до нуля.

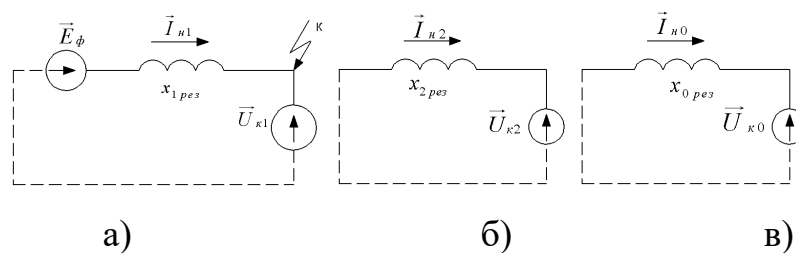


Рисунок 1.8 – Результуючі схеми прямої (а), зворотної (б) і нульової (в) послідовностей

1.10 Особливості складання схем заміщення різних послідовностей

Схеми заміщення складаються окремо для кожної послідовності лише для однієї фази, як це робиться у разі симетричного трифазного КЗ.

Як приклад на рисунку 1.9 наведено розрахункову схему (рис. 1.9, а) і схеми заміщення для всіх послідовностей при однофазному КЗ в точці КЗ (рис. 1.9, б, в, г).

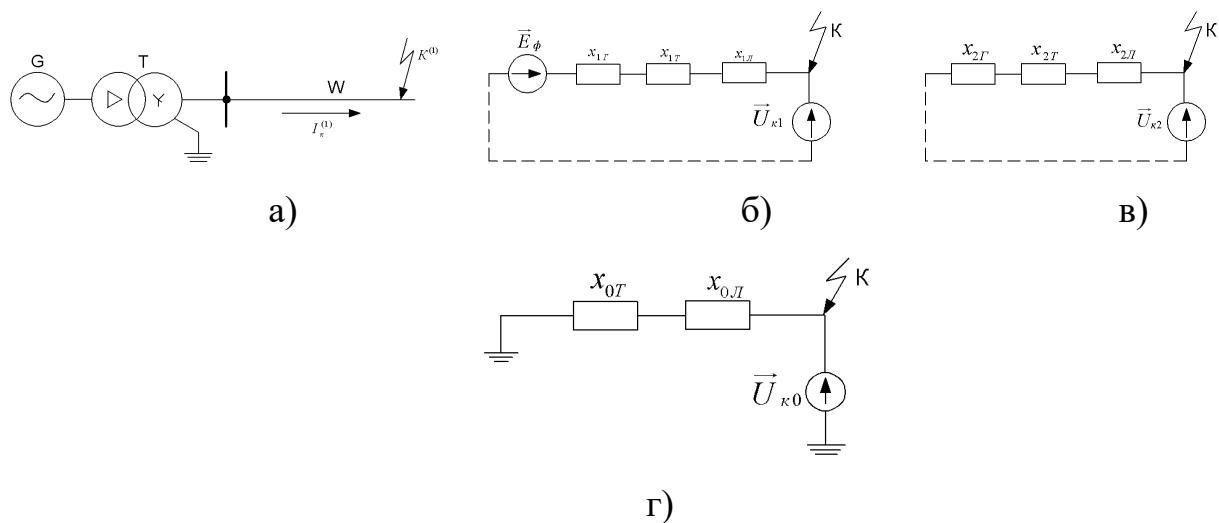


Рисунок 1.9 – Приклад складання схем заміщення окремих послідовностей

Схема прямої послідовності не відрізняється від схеми заміщення, що складається при обчисленні струмів трифазного КЗ (рис. 1.9, б):

$$x_{1рез} = x_{1r} + x_{1l} + x_{1\#}.$$

Схема заміщення зворотної послідовності складається з тих же елементів, що і схема прямої послідовності, оскільки струми прямої і зворотної послідовностей протікають одними і тими ж шляхами: $x_{2рез} = x_{2r} + x_{2l} + x_{2\#}$.

Електрорушійні сили зворотної послідовності джерел живлення приймають рівними нулю, тому початком схеми зворотної послідовності є точка, що об'єднує початки всіх генераторних гілок, а кінцем схеми – точка КЗ, в якій прикладена напруга зворотної послідовності, що виникає внаслідок несиметрії КЗ (рис. 1.9, в).

Схема нульової послідовності відрізняється від схем прямої і зворотної послідовностей, оскільки струми нульової послідовності протікають шляхами, відмінними від шляхів протікання струмів трифазного КЗ. Струми нульової послідовності протікають по трьох фазах і повертаються через землю, заземлені триси повітряних ліній і тому подібне. Приступаючи до складання схеми нульової послідовності, передусім необхідно встановити можливі контури протікання струму нульової послідовності. Для висвітлення таких контурів потрібно, щоб в ланцюзі, електрично пов'язаному з місцем КЗ, були заземлені нейтралі. При декількох заземлених нейтралях, електрично пов'язаних між собою, струми нульової послідовності розгалужуються між ними.

Схему нульової послідовності починають складати від точки КЗ Кінці елементів схеми нульової послідовності, через які повертаються струми нульової послідовності, мають потенціал землі. Тому їх об'єднують в загальну точку, яка є початком схеми нульової послідовності; кінцем цієї схеми вважають точку КЗ (рис. 1.9, г): $x_{0_{рез}} = x_{0T} + x_{0Л}$.

Якщо нейтраль заземлена через опір, то його слід вводити в схему заміщення нульової послідовності потрібним значенням. Пояснюється це тим, що схему нульової послідовності складають для однієї фази, а через опір в нейтралі протікає струм нульової послідовності усіх трьох фаз. Щоб врахувати дійсне падіння напруги в цьому опорі, його потрібно збільшити в 3 рази.

Якщо для машин, що обертаються, прийнято $x_2 = x_1$, то $x_{2_{рез}} = x_{1_{рез}}$. Результуючі опори схем окремих послідовностей визначають так само, як і при розрахунку трифазного КЗ, перетворюючи схему заміщення до простого вигляду.

1.11 Опори елементів різних послідовностей

Індуктивний опір прямої послідовності будь-якого елемента ланцюга – це його індуктивний опір при симетричному режимі роботи фаз, тобто саме той опір, який приймався при обчисленні струмів трифазного КЗ, оскільки останні є

струмами прямої послідовності. Те ж саме можна сказати про повний і активний опори прямої послідовності.

Опір зворотної послідовності. Для тих елементів ланцюга, у яких взаємоіндукція між фазами не залежить від порядку чергування фаз, індуктивні, активні і повні опори прямої і зворотної послідовностей однакові, тобто $x_1 = x_2, r_1 = r_2, Z_1 = Z_2$. До таких елементів належать повітряні і кабельні лінії, реактори і трансформатори.

У машинах, що обертаються, струми зворотної послідовності створюють магнітний потік статора, який обертається проти напрямку обертання ротора, тобто має подвійну кутову швидкість по відношенню до ротора машини. Цей магнітний потік зустрічає на своєму шляху магнітний опір, що змінюється, залежний від конструкції машини і такий, що відрізняється від магнітного опору на шляху магнітного потоку прямої послідовності, що створюється струмами прямої послідовності і що обертається синхронно з ротором. Тому в загальному випадку для машин, що обертаються $x_1 \neq x_2$.

Демпінгуючі контури машини дещо згладжують нерівномірність магнітних характеристик ротора, тому у ряді практичних розрахунків несиметричних КЗ для турбогенераторів і гідрогенераторів із заспокоюючими обмотками приймають $x_2 \approx x_d''$.

Опір нульової послідовності. Ці опори розглядаються у зв'язку із замиканнями на землю.

Повітряні лінії. Струми нульової послідовності, лінії, що протікають в трьох фазах, повертаються в заземлені нейтралі мережі через землю. Індуктивний опір нульової послідовності x_0 фази лінії визначається індуктивним опором самоіндукції x_L петлі струму провід – земля і індуктивними опорами взаємної індукції x_M проводу цієї фази з проводами двох інших фаз (на повітряних лініях електропередачі виконують транспозицію

проводів, що дозволяє набувати однакового значення x_M для будь-якої пари проводів).

Якщо лінія захищена від прямих ударів блискавки із заземленим тросом (чи тросами), то зворотний струм частково протікає в землі, а частково в тросі. Відстань між проводами і тросом значно менша відстані від проводів до струму в землі, тому індуктивність петлі провід – трос менше індуктивності петлі дріт-земля. В результаті цього заземлений трос зменшує індуктивний опір нульової послідовності лінії. Цей ефект особливо помітний при сталевалюмінієвому тросі, що має малий активний опір.

Індуктивний опір нульової послідовності дволанцюгових ліній дещо більший, ніж одноланцюгових, внаслідок індуктивного впливу струмів нульової послідовності, що протікають в дротах сусіднього ланцюга. При цьому паралельний ланцюг не обов'язково повинен знаходитися на одній опорі з даною лінією. Досить сильний вплив одного ланцюга на інший зберігається до відстані 400 ... 500 м між ними. У наближених розрахунках струмів КЗ можна набувати таких значень відношень x_0/x_1 (табл. 1.6).

Трансформатори. Індуктивний опір нульової послідовності трансформаторів і автотрансформаторів визначається схемою з'єднання обмоток і конструктивним виконанням.

Таблиця 1.6 – Відношення індуктивних опорів нульової послідовності

№ з/п	Типи ЛЕП	x_0/x_1
1	Одноланцюгова ЛЕП без троса	3,5
2	Одноланцюгова ЛЕП з тросом	3
3	Одноланцюгова ЛЕП з тросом із металу, що добре проводить	2
4	Дволанцюгова ЛЕП без троса	5,5
5	Дволанцюгова ЛЕП з тросом	4,7
6	Дволанцюгова ЛЕП з тросом із металу, що добре проводить	3
7	Кабельні ЛЕП з оболонкою, що проводить	3,6...4,5

Якщо однофазне ушкодження сталося з боку трансформатора, де обмотка сполучена в трикутник або зірку без заземленого нуля або нульового провода, струми нульової послідовності не можуть проходити через цей трансформатор і його опір в схемах заміщення нульової послідовності дорівнює нескінченності.

Шлях для циркуляції струмів нульової послідовності має місце лише в тих трансформаторах, які з боку місця ушкодження мають обмотку, сполучену в зірку із заземленням нейтралі. В цьому випадку опір трансформатора має бути врахований в схемі заміщення нульової послідовності.

Питання для самоконтролю

1. Які види КЗ належать до несиметричних?
2. Для чого необхідно робити розрахунок значення періодичної і аперіодичної складових струму КЗ для часу $t > 0$?
3. Який метод є основним методом розрахунку несиметричних КЗ?
4. Чим визначається індуктивний опір нульової послідовності трансформаторів і автотрансформаторів при розрахунках несиметричних КЗ?

1.12 Струми і напруга в місці несиметричного короткого замикання

Для розрахунків струмів і напруги в місці КЗ заздалегідь мають бути визначені результуючі опори окремих послідовностей відносно точки КЗ: $x_{2рез}$, $x_{0рез}$, а також має бути відома ЕРС джерела живлення E_{ϕ} .

Для спрощення подальшого аналізу розглянемо випадок, показаний на рисунку 1.10, за позитивний напрям струмів приймемо напрям до місця КЗ.

Двофазне коротке замикання.

При КЗ між фазами В і С граничні умови будуть такими (рис. 1.10, а) :

$$I_{кА}^{(2)} = 0; \quad I_{кВ}^{(2)} = -I_{кС}^{(2)}; \quad U_{кВ}^{(2)} = U_{кС}^{(2)}$$

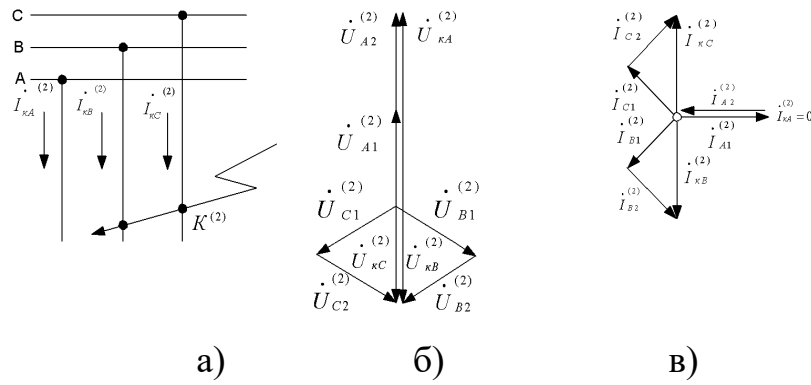


Рисунок 1.10 – Векторні діаграми при двофазному КЗ

При двофазному КЗ відсутні струми нульової послідовності, тому

$$\dot{I}_{K0}^{(2)} = 0 \text{ і } \dot{U}_{K0}^{(2)} = 0.$$

Для фази А можна записати

$$\dot{I}_{KA}^{(2)} = \dot{I}_{KA1}^{(2)} + \dot{I}_{KA2}^{(2)} = 0,$$

звідки $\dot{I}_{KA1}^{(2)} = -\dot{I}_{KA2}^{(2)}$.

Враховуючи, що $\dot{U}_{KB}^{(2)} = \dot{U}_{KC}^{(2)}$, можна встановити, що симетричні складові в місці КЗ рівні між собою

$$\dot{U}_{KA1}^{(2)} = \dot{U}_{KA2}^{(2)}$$

Відповідно до цього можна записати

$$\dot{E}_\phi - \dot{I}_{KA1}^{(2)} \cdot jx_{1pez} = -\dot{I}_{KA2}^{(2)} \cdot jx_{2pez} = \dot{I}_{KA1}^{(2)} \cdot jx_{2pez}$$

звідки отримуємо

$$\dot{I}_{KA1}^{(2)} = \frac{\dot{E}_\phi}{j(x_{1pez} + x_{2pez})} \quad (1.54)$$

Тепер можна визначити повні струми КЗ в пошкоджених фазах

$$\dot{I}_{\kappa B}^{(2)} = a^2 \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} + a \dot{I}_{\kappa A2}^{(2)} = (a^2 - a) \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} = -j\sqrt{3} \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)}$$

і аналогічно

$$\dot{I}_{\kappa C}^{(2)} = j\sqrt{3} \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)}$$

Таким чином, повний струм КЗ у пошкоджених фазах рівний

$$\dot{I}_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} E_{\phi}}{x_{1pez} + x_{2pez}} \quad (1.55)$$

Симетричну складову напругу в місці КЗ можна визначити, як

$$\dot{U}_{\kappa A1}^{(2)} = \dot{E}_{\phi} - \dot{I}_{\kappa A1} \cdot jx_{1pez} = \dot{I}_{\kappa A1} \cdot jx_{2pez} ;$$

$$\dot{U}_{\kappa A2}^{(2)} = -\dot{I}_{\kappa A2} \cdot jx_{2pez} = \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} \cdot jx_{2pez} = \dot{U}_{\kappa A1}^{(2)}$$

Далі можна визначити фазні значення напруги в місці КЗ

$$\dot{U}_{\kappa A}^{(2)} = 2 \dot{I}_{\kappa A1} \cdot jx_{2pez} ;$$

$$\dot{U}_{\kappa B}^{(2)} = \dot{U}_{\kappa C}^{(2)} = -\frac{1}{2} \dot{U}_{\kappa A}^{(2)} .$$

Використовуючи отримані співвідношення можна побудувати векторні діаграми струмів і напруги в місці КЗ Спочатку по відомих значеннях $\dot{U}_{\kappa A1}^{(2)}$ у вибраному масштабі будують систему векторів напруги прямої послідовності. Кінець вектору напруги прямої послідовності служить початком вектора напруги зворотної послідовності, довжина якої визначиться за відомих значенням $\dot{U}_{\kappa A2}^{(2)}$ з урахуванням масштабу векторної діаграми. Напрямки векторів напруги зворотної послідовності приймають відповідно до встановленого для цієї послідовності зворотного порядку чергування фаз.

Геометрична сума векторів напруги окремих послідовностей визначає вектори

напруги $\dot{U}_{\kappa A}^{(2)}$, $\dot{U}_{\kappa B}^{(2)}$ і $\dot{U}_{\kappa C}^{(2)}$.

На рисунку 1.10, б побудована векторна діаграма напруги при двофазному КЗ.

Аналогічно по відомих векторах струмів $\dot{I}_{\kappa A1}^{(2)}$ і $\dot{I}_{\kappa A2}^{(2)}$ будують векторні діаграми струмів у фазах (рис. 1.10, в). Геометричні суми струмів прямої і зворотної послідовностей у фазах визначають струми у фазах: $\dot{I}_{\kappa A}^{(2)} = 0$; $\dot{I}_{\kappa B}^{(2)} = -\dot{I}_{\kappa C}^{(2)}$.

Аналогічно можна побудувати векторні діаграми напруги і струмів при КЗ між будь-якими двома фазами.

Однофазне коротке замикання. Коротке замикання на землю фази А (рис. 1.11, а) характеризується наступними умовами

$$\dot{I}_{\kappa B}^{(1)} = 0; \quad \dot{I}_{\kappa C}^{(1)} = 0; \quad \dot{U}_{\kappa A}^{(1)} = 0.$$

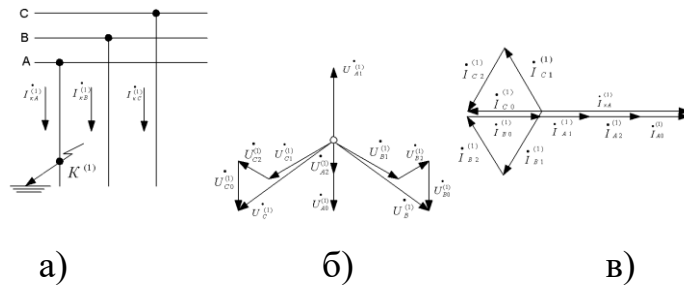


Рисунок 1.11 – Векторні діаграми при однофазному КЗ

Прийнявши фазу А за розрахункову, можна записати

$$\dot{I}_{\kappa A1}^{(1)} = \dot{I}_{\kappa A2}^{(1)} = \dot{I}_{\kappa A0}^{(1)} = \frac{1}{3} \dot{I}_{\kappa A}^{(1)}$$

На підставі початкових даних можна також визначити

$$\dot{U}_{\kappa A}^{(1)} = \dot{U}_{\kappa A1}^{(1)} + \dot{U}_{\kappa A2}^{(1)} + \dot{U}_{\kappa A0}^{(1)} = 0.$$

Підставляючи в останні вирази значення симетричних складових у місці КЗ по (1.53.) і замінюючи струми усіх послідовностей через струм прямої послідовності, отримуємо

$$\dot{E}_\phi - I_{\kappa A1} \cdot j(x_{1pez} + x_{2pez} + x_{0pez}) = 0,$$

звідки

$$I_{\kappa A1} = \frac{\dot{E}_\phi}{j(x_{1pez} + x_{2pez} + x_{0pez})}. \quad (1.56)$$

Абсолютне значення струму КЗ в пошкодженій фазі

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3I_{\kappa A1} = \frac{3E_\phi}{(x_{1pez} + x_{2pez} + x_{0pez})}. \quad (1.57)$$

Симетрична складова напруги в місці КЗ визначається за формулами

$$U_{\kappa A1}^{(1)} = \dot{E}_\phi - I_{\kappa A1}^{(1)} \cdot jx_{1pez} = I_{\kappa A1}^{(1)} \cdot j(x_{2pez} + x_{0pez});$$

$$U_{\kappa A2}^{(1)} = -I_{\kappa A2}^{(1)} \cdot jx_{2pez} = -I_{\kappa A1}^{(1)} \cdot jx_{2pez};$$

$$U_{\kappa A0}^{(1)} = -I_{\kappa A0}^{(1)} \cdot jx_{0pez} = -I_{\kappa A1}^{(1)} \cdot jx_{0pez}.$$

На підставі отриманих співвідношень можуть бути побудовані векторні діаграми напруги (рис. 1.11, б) і струмів (рис. 1.11, в).

Двофазне коротке замикання на землю. Коротке замикання фаз В і С між собою і одночасно на землю (рис. 1.12, а) характеризується такими умовами

$$I_{\kappa A}^{(1,1)} = 0; \quad U_{\kappa B}^{(1,1)} = 0; \quad U_{\kappa C}^{(1,1)} = 0.$$

Для струмів і напруги можна записати $I_{\kappa A1}^{(1,1)} + I_{\kappa A2}^{(1,1)} + I_{\kappa A0}^{(1,1)} = 0$, а також

$$U_{\kappa A1}^{(1,1)} = U_{\kappa A2}^{(1,1)} = U_{\kappa A0}^{(1,1)} = \frac{1}{3} U_{\kappa A}^{(1,1)}.$$

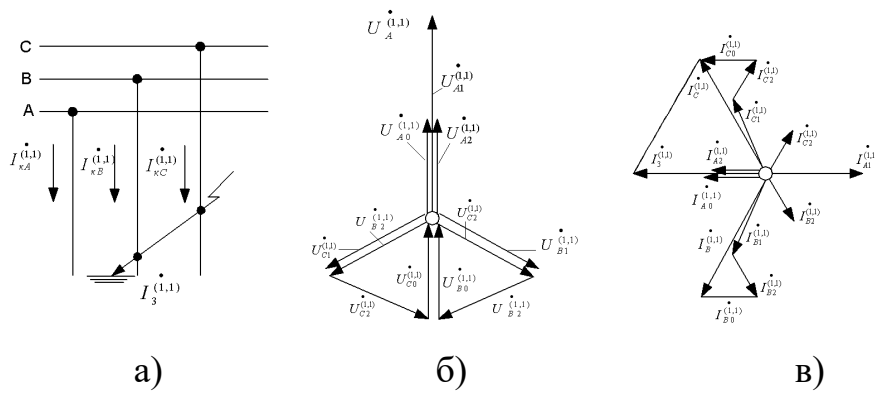


Рисунок 1.12 – Векторні діаграми при двофазному КЗ на землю

З останнього співвідношення з урахуванням (1.53) отримаємо

$$j I_{\kappa A 2}^{(1,1)} x_{2 \text{рез}} = I_{\kappa A 0}^{(1,1)} j x_{0 \text{рез}}.$$

Після перетворення цього виразу з урахуванням рівняння для складових струму фази А отримаємо

$$I_{\kappa A 0}^{(1,1)} = -I_{\kappa A 1}^{(1,1)} \frac{x_{2 \text{рез}}}{x_{2 \text{рез}} + x_{0 \text{рез}}}$$

і аналогічно

$$I_{\kappa A 2}^{(1,1)} = -I_{\kappa A 1}^{(1,1)} \frac{x_{0 \text{рез}}}{x_{2 \text{рез}} + x_{0 \text{рез}}}.$$

Для напруги прямої послідовності з урахуванням співвідношень для симетричних складових фази А можна записати

$$I_{\kappa A 1}^{(1,1)} = E_{\phi} - I_{\kappa A 1}^{(1,1)} j x_{1 \text{рез}} = U_{\kappa A 0}^{(1,1)},$$

а потім після підстановки

$$U_{\kappa A 0}^{(1,1)} = -I_{\kappa A 0}^{(1,1)} j x_{0 \text{рез}} = -I_{\kappa A 0}^{(1,1)} j \cdot \frac{x_{2 \text{рез}} \cdot x_{0 \text{рез}}}{x_{2 \text{рез}} + x_{0 \text{рез}}} = E_{\phi} - I_{\kappa A 1}^{(1,1)} j x_{1 \text{рез}}.$$

В результаті маємо:

$$I_{\kappa A 1}^{(1,1)} = \frac{E_{\phi}}{j \cdot (x_{1 \text{рез}} + x_{2 \text{рез}} \square x_{0 \text{рез}})}. \quad (1.58)$$

Струми пошкоджених фаз в місці КЗ

$$\dot{I}_{KB}^{(1,1)} = \left(a^2 - \frac{x_{2pez} + a \cdot x_{0pez}}{x_{2pez} + x_{0pez}} \right) \cdot \dot{I}_{KA1}^{(1,1)} ;$$

$$\dot{I}_{KC}^{(1,1)} = \left(a - \frac{x_{2pez} + a^2 \cdot x_{0pez}}{x_{2pez} + x_{0pez}} \right) \cdot \dot{I}_{KA1}^{(1,1)} .$$

Модулі виразів в дужках однакові і рівні

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2pez} \cdot x_{0pez}}{(x_{2pez} + x_{0pez})^2}} .$$

Повне значення струму КЗ в пошкоджених фазах

$$I_K^{(1,1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_\phi \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2pez} \cdot x_{0pez}}{(x_{2pez} + x_{0pez})^2}}}{x_{1pez} + x_{2pez} \square x_{0pez}} \quad (1.59)$$

Струм в землі $\dot{I}_3^{(1,1)} = 3 \cdot \dot{I}_{KA0}^{(1,1)}$.

Напряга неушкодженої фази в місці КЗ складе $\dot{U}_{KA}^{(1,1)} = 3 \cdot \dot{U}_{KA1}^{(1,1)}$.

Векторні діаграми напруги і струмів представлені на рисунку 1.12.

Питання для самоконтролю

1. Визначте граничні умови для однофазного КЗ
2. Яким чином співвідносяться струми нульової, прямої та зворотної послідовності при однофазному КЗ?
3. Визначте граничні умови для двохфазного КЗ на землю.
4. Яким чином співвідносяться між собою напруги нульової, прямої та зворотної послідовності при двофазному КЗ на землю?
5. Визначте граничні умови для двохфазного КЗ.
6. В чому полягає особливість розрахунку струмів і напруг при двофазному КЗ?

7. Які відмінності складання схеми заміщення зворотної послідовності від схеми заміщення прямої послідовності?

1.13 Правило еквівалентності прямої послідовності

Звертаючись до отриманих виразів для симетричних складових струмів і напруги в місці несиметричного КЗ, видно, що струми зворотної і нульової послідовностей і напруги усіх послідовностей пропорційні до струму прямої послідовності в місці КЗ. Отже, завдання розрахунку будь-якого несиметричного КЗ передусім полягає у знаходженні струму прямої послідовності в місці цього виду КЗ.

У загальному вигляді

$$\dot{I}_{n01}^{(n)} = \frac{\dot{E}_\phi}{j \cdot (x_{1pez} + \Delta x^{(n)})}, \quad (1.60)$$

де $\Delta x^{(n)}$ – сумарний додатковий опір, залежний від виду КЗ

$$\begin{aligned} \Delta x^{(2)} &= x_{2pez}; \\ \Delta x^{(1)} &= x_{2pez} + x_{0pez}; \\ \Delta x^{(1,1)} &= \frac{x_{2pez} \cdot x_{0pez}}{x_{2pez} + x_{0pez}}. \end{aligned} \quad (1.61)$$

Струм прямої послідовності будь-кого несиметричного КЗ може бути визначений як струм при трифазному КЗ в точці, віддаленій від дійсної точки КЗ на додатковий опір $\Delta x^{(n)}$, який не залежить від параметрів схеми заміщення прямої послідовності і для кожного виду КЗ визначається результуючими опорами зворотної і нульової послідовностей відносно даної точки КЗ в схемі. Це і є правило еквівалентності прямої послідовності або правило Щедріна.

На рисунку 1.13 наведено схему заміни несиметричного КЗ еквівалентним трифазним для визначення величини струму прямої послідовності.

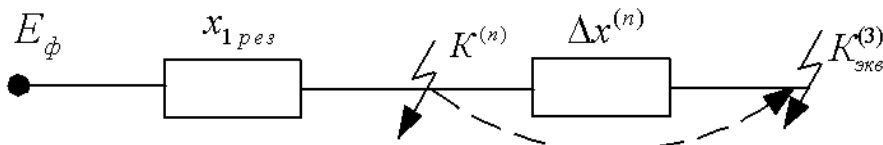


Рисунок 1.13 – Заміна несиметричного КЗ еквівалентним трифазним КЗ

Крім того, знаючи величину струму прямої послідовності, можна визначити струми зворотною і нульовою послідовностей, а також напруги усіх послідовностей в місці короткого замикання.

1.14 Визначення повного струму в місці несиметричного короткого замикання

Загальний вираз для струму прямої послідовності для будь-кого несиметричного КЗ

$$\dot{I}_{n01}^{(n)} = \frac{\dot{E}_\phi}{j \cdot (x_{1рез} + \Delta x^{(n)})}$$

При порівнянні раніше отриманих виразів для струму прямої послідовності при несиметричному КЗ з виразом для струму при трифазному КЗ витікає, що правило Щедріна можна застосувати не лише для струму прямої послідовності, але і для визначення величини струмів короткозамкнених фаз, тобто струму безпосередньо в місці несиметричного КЗ:

$$I_{kn0}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{n01}^{(n)}, \quad (1.62)$$

де m – коефіцієнт пропорційності, залежний від виду КЗ;

(n) – індекс виду КЗ.

Значення $m^{(n)}$ для різних видів КЗ становлять:

- при трифазному КЗ $m^{(3)} = 1$;
- при двофазному КЗ $m^{(2)} = \sqrt{3}$;
- при однофазному КЗ $m^{(1)} = 3$;
- при двофазному КЗ на землю $m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2pez} \cdot x_{0pez}}{(x_{2pez} + x_{0pez})^2}}$.

1.15 Способи обмеження рівнів струмів короткого замикання в електроустановках

Зростання генераторних потужностей сучасних енергосистем, створення потужних енергооб'єднань, збільшення потужностей навантажень призводять, з одного боку, до зростання електроозброєності і продуктивності праці, до підвищення надійності і стійкості електропостачання, а з іншої – до істотного підвищення рівнів струмів КЗ.

Максимальний рівень струмів КЗ для мереж 35 кВ і вище обмежується параметрами вимикачів, трансформаторів, провідників і іншого електроустаткування, умовами забезпечення стійкості енергосистеми, а в мережах генераторної напруги, в мережах власних потреб і в розподільних мережах 6...20 кВ – параметрами електричних апаратів і струмопроводів, термічною стійкістю кабелів, стійкістю рухового навантаження.

Таким чином, рівень струму КЗ, що підвищується в процесі розвитку сучасної електроенергетики, має у своєму зростанні ряд обмежень, які необхідно враховувати. Звичайно, апаратуру і електричні мережі можна посилити відповідно до нового рівня струмів КЗ, проте це у ряді випадків призводить до таких економічних і технічних труднощів, що себе не виправдовує.

Нині розроблено комплекс заходів, який дозволяє регулювати рівні струмів КЗ. Проте застосування таких засобів не є самоціллю і виправдано тільки після спеціального техніко-економічного обґрунтування.

Найбільш поширеними і дієвими способами обмеження струмів КЗ є:

а) секціонування електричних мереж і збірних шин. Цей спосіб є ефективним засобом, який дозволяє зменшити рівні струмів КЗ в реальних електричних мережах в 1,5...2 рази. У місці секціонування утворюється так звана точка ділення мережі. У потужній енергосистемі з великими струмами КЗ таких точок може бути декілька;

б) установка струмообмежувальних реакторів. Основна сфера застосування реакторів – електричні мережі напругою 6...10 кВ. Реактор є індуктивною котушкою, що не має сердечника з магнітного матеріалу. Завдяки цьому він має постійний індуктивний опір, не залежний від струму, що протікає;

в) широке використання трансформаторів з розщепленими обмотками низької напруги особливо важливе в системах електропостачання власних потреб електричних станцій, де рівні струмів КЗ досить значні;

г) з метою обмеження рівнів струмів однофазних КЗ в мережах напругою 110...220 кВ іноді йдуть на заземлення нейтралів силових трансформаторів.

Питання для самоконтролю

1. Визначте правило еквівалентності прямої послідовності або правило Щедріна.

2. Наведіть схему заміни несиметричного КЗ еквівалентним трифазним для визначення величини струму прямої послідовності.

3. За якою формулою розраховується значення струму безпосередньо в місці несиметричного КЗ?

4. Які найбільш поширені способи обмеження струмів КЗ ви знаєте?

2 ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

2.1 Загальні положення. Поняття про електричну систему та її режими

Енергетика, яка має величезне значення в розвитку людського суспільства, перетворилася на велику систему кібернетичного типу, тобто систему цілеспрямовану, що оптимізується при прогнозуванні, проектуванні і експлуатації. Велика енергетична система складається з окремих взаємопов'язаних систем або підсистем, що функціонують як єдине ціле, але при вирішенні практичних завдань що часто розглядаються окремо. Однією з таких підсистем є електроенергетична система – та частина енергетичної системи, в якій тепло і різні види енергії перетворюються в електричну енергію, що передається на відстань, яка розподіляється споживачам. У цій частині курсу вивчатиметься електромеханічна частина електроенергетичної системи, далі звана **електричною**.

Електрична система – це сукупність взаємодіючих елементів, які можна розбити на дві групи:

- **силові елементи**, що виробляють (синхронні генератори), перетворюють (трансформатори), передають і розподіляють (лінії передач, мережі) і споживають (навантаження) електричну енергію;
- **елементи управління**, регулюючі і змінюючи стан системи (регулятори збудження синхронних машин, регулятори частоти, реле і тому подібне).

Усі елементи системи функціонально пов'язані єдністю генерування, передачі і споживання електроенергії. У нормальному робочому стані або, інакше, **нормальному режимі**, система повинна надійно забезпечити споживачів електричною енергією нормованої якості. При цьому було б бажано, щоб режим системи був незмінним. Проте такого повністю «сталого режиму» реально існувати не може, оскільки навантаження в системі коливається: безперервно відбуваються «малі зміни» числа підключених

споживачів, їх потужності і складу. Окрім цих малих відхилень досить часто відбуваються більш «великі зміни», пов'язані із змінами значень потужностей, що виробляються і споживаються, і конфігурацією системи, тобто включенням і відключенням ліній електропередач, трансформаторів, потужних підстанцій (вузлів навантаження). Такі зміни або переходи від одного режиму до іншого під час нормальної роботи системи називаються **нормальними перехідними режимами**.

Електрична система, як і будь-яка інша, може іноді піддаватися аварійним діям. Аварії можуть бути спричинені:

- **порушенням** режиму системи – перевантаженнями окремих елементів і їх автоматичним відключенням і поділом системи на частини –«розвалом системи»;

- **руйнуванням** окремих елементів системи. Наприклад, із-за зовнішніх дій (вітер, ожеледь) можуть зруйнуватися опори електропередачі. Із-за внутрішніх дій, обумовлених збільшеними струмами при короткому замиканні, можуть зруйнуватися генератори, трансформатори, реактори і підстанції. Стан системи під час таких аварій і наступний перехід до нового робочого стану називається **аварійним перехідним режимом**.

Вивчення режимів електричної системи вимагає розгляду не лише електромагнітних явищ, що обумовлюють можливість отримання, передачі і споживання електричної енергії, але і механічних явищ в її елементах: в первинних двигунах, їх автоматичних регуляторах, генераторах, двигунах навантаження, де електрична енергія знову перетворюється в механічну. Таким чином, необхідно розглядати і електричний і механічний стан системи, або **електромеханічні режими**.

Система, що об'єднує окремі елементи, може мати властивості, що не виявляються у цих елементів. Режими системи можуть істотно відрізнятися від режимів її елементів або навіть режимів підсистем.

Електрична система, як і будь-яка штучна (тобто створена людиною) система, призначена для нормального виконання функцій, тобто для роботи в

нормальному сталому режимі. Проте забезпечення її якісної, надійної роботи можливе тільки у тому випадку, якщо і будь-який (нормальний, аварійний) перехідний режим задовольнятиме певним вимогам.

Мета справжньої дисципліни – навчити майбутнього фахівця розуміти фізичні явища, що відбуваються, в будь-якому перехідному режимі, розраховувати його і управляти ним так, щоб полегшити можливі наслідки і тим більше не допустити, щоб вони привели до технічної і соціально–економічної катастрофи, як це було в деяких «національних – загальносистемних» аваріях, наприклад в США або Франції. А для цього необхідно, передусім, розглянути фізику режимів, що виникають, викласти методи їх кількісних розрахунків і описати ті прийоми, заходи і установки, за допомогою яких можна керувати перехідними режимами, надаючи їм бажаний характер. При цьому наводиться найбільш простий математичний опис перехідних режимів, що з'являються при змінах електромеханічного стану системи. Аналітичні методи дослідження викладаються головним чином для того, щоб полегшити розуміння явищ, що відбуваються, і забезпечити подальше оволодіння тими складними методами аналізу, які застосовують при проектуванні і експлуатації електричних систем. У цьому разі необхідно вивчати сталі нормальні режими, при яких починається перехідний режим, і з'ясовувати умови існування післяаварійних режимів.

Усі елементи електричної системи розглядаються у *взаємодії*, яка встановлюється на основі показників, що визначають «системні властивості» (параметрів режиму), статичних і динамічних характеристик. Питання конструктивного виконання елементів системи тут не розглядаються. Електричні системи, що вивчаються в цій дисципліні, передбачаються в тій чи іншій мірі *автоматизованими*. Режим автоматизованої системи знаходиться з урахуванням безперервної дії автоматичних пристроїв, що реагують на усі збурення режиму системи, впливають на неї, і в свою чергу викликають її реакції у відповідь.

Обізнаність із роботою системи після будь-яких збурень виявляється, таким чином, необхідною для оцінки дії пристроїв автоматичного регулювання, правильного їх вибору і забезпечення роботи системи в нормальних і аварійних умовах.

До елементів електричної системи, дія яких підлягає далі розгляду, належать також і пристрої автоматичного регулювання. Але ні питання конструювання пристроїв автоматичного регулювання, ні питання аналізу їх внутрішніх властивостей не розглядаються в цій дисципліні.

У ній розглядаються *перехідні режими електричної системи* – переходи одного її стану в інший. *Режим* – стан системи, який характеризується показниками, що кількісно визначають її роботу. Ці показники називаються *параметрами режиму* P_r . До них належать значення потужності, напруги, струму, кутів зрушення векторів ЕРС, напруги, струмів, частоти і так далі. Параметри режиму пов'язані співвідношеннями, в які входять параметри системи.

Параметри системи – це показники P_c , кількісно визначальні фізичні властивості системи як деякої матеріальної споруди, залежної від схеми з'єднання її елементів і допущень, що приймаються. До параметрів системи належать значення повних, активних і реактивних опорів, провідності елементів, власних і взаємних опорів, коефіцієнтів трансформації, постійних часу, коефіцієнтів посилення і так далі. Наприклад, струм в опорі

$$I = \frac{U}{R},$$

де I і U – параметри режиму;

R – параметр системи.

Режими електричної системи розділяються на дві великі групи: *сталі режими* і *перехідні режими*, які іноді називаються *несталими* або *нестационарними*.

У середині цих груп розрізняють такі види режимів:

– *нормальні сталі* – тривалі режими, стосовно яких при проєктуванні електричної системи визначаються її основні техніко – економічні характеристики;

– *нормальні перехідні* – режими, під час яких система переходить від одного робочого стану до іншого;

– *аварійні* – сталі і перехідні режими, для яких визначаються технічні характеристики пристроїв, призначених для ліквідації аварії, і з'ясовуються умови подальшої роботи системи;

– *післяаварійні сталі* – режими, які в загальному випадку характеризуються зміною нормальної схеми системи, наприклад відключенням якого – небудь елемента або ряду елементів. У післяаварійному режимі система може працювати з дещо погіршеними техніко – економічними характеристиками у порівнянні з характеристиками нормального режиму.

У будь-яких режимах реальної електричної системи, у тому числі і в сталих, параметри режиму не постійні, вони безперервно змінюються – відхиляються від деякого середнього значення, але ці відхилення в сталому режимі настільки малі, що режим може практично оцінюватися як сталий; у перехідних режимах відхилення істотні.

Будь-які перехідні режими виникають в результаті зміни параметрів системи, викликаних якими-небудь причинами. Ці причини, які називаються **збурюючими діями**, призводять до появи початкових відхилень параметрів режиму – **збурень режиму**.

Розглянемо детальніше нормальні перехідні процеси. Такі процеси супроводжують поточну експлуатацію системи. Вони пов'язані, в основному, із змінами навантаження, а також з реакцією на них регулюючих пристроїв. Ці процеси виникають при звичайних комутаційних операціях: включенні і відключенні генераторів, трансформаторів і окремих ліній електропередач, нормальних експлуатаційних змінах схеми комутації системи, включенні і відключенні окремих генераторів і навантажень або зміні їх потужності.

При нормальній роботі системи припускають, що відхилення параметрів режиму, пов'язані із збуреннями, відбуваються біля деякого, умовно прийнятого, початкового рівноважного стану. Зрозуміло, що ці малі збурення не повинні викликати порушення стійкості режиму, не допускають прогресивно зростаючої зміни (включаючи і амплітуду коливання) параметрів режиму. Система має бути стійка при малих збуреннях, інакше кажучи, вона повинна мати **статичну стійкість**.

Статична стійкість – це здатність системи відновлювати початковий режим (чи дуже близький до нього) після припинення дії малого збурення.

Аварійні перехідні процеси, викликані короткими замиканнями і наступними відключеннями аварійних ділянок, а в деяких випадках їх повторними включеннями, обов'язково вимагають при аналізі урахування нелінійностей. По відношенню до значних збурень вводиться поняття **динамічної стійкості системи**.

Динамічна стійкість – це здатність системи самостійно відновлювати початковий стан (чи практично близький до початкового) після припинення дії великого збурення. Якщо після великого збурення синхронна робота системи спочатку порушується, а потім після деякого, допустимого за умовами експлуатації асинхронного ходу, відновлюється, то вважається, що система має результуючу стійкість.

Введення поняття «малих» і «великих» збурень умовні. Мале збурення в цьому розумінні – це збурення, вплив якого на характер поведінки системи проявляється практично незалежно від місця появи збурюючої дії і його значення. У зв'язку з цим, система в діапазоні режимів, близьких до початкового, може розглядатися як лінійна. Велике збурення – це збурення, вплив якого на характер поведінки системи істотно залежить від часу існування, значення і місця появи збурюючої дії, у зв'язку з чим система в усьому діапазоні дослідження повинна розглядатися як нелінійна.

2.2 Стійкість простої електричної системи

Розглянемо електричну систему (рис. 2.1), де під джерелом G розглядається електростанція, стійкість якої береться під сумнів.

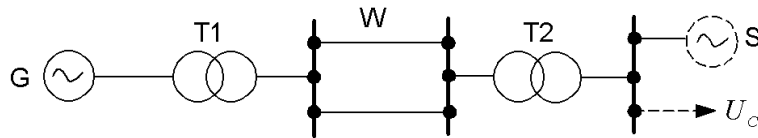


Рисунок 2.1 – Схема електричної системи

У цій схемі електростанція працює через трансформатор і лінію електропередачі на шини приймальної системи, потужність якої значно більша ніж потужність електростанції. Отже, напругу U_c можна вважати незмінною за абсолютним значенням і за фазою за будь-яких умов роботи електропередачі.

На рисунку 2.2 приведена схема заміщення системи, в якій активні опори і місткості упушені і елементи схеми представлені тільки їх індуктивними опорами. Сума індуктивних опорів генераторів, трансформаторів і ліній дає результуючий індуктивний опір системи.

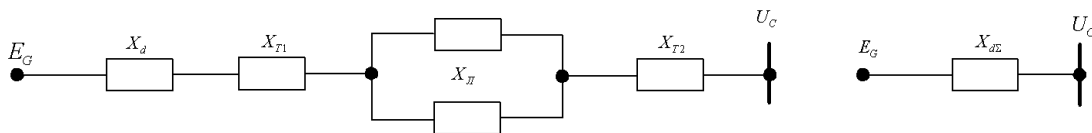


Рисунок 2.2 – Схема заміщення електричної системи

$$X_{d\Sigma} = X_d + X_{T1} + \frac{X_l}{2} + X_{T2}$$

На рисунку 2.3 показано векторну діаграму нормального режиму роботи електричної системи, з якої виходячи із рівності відрізків $OA = E_G \cdot \sin \delta$ і $BC = I_a \cdot X_{d\Sigma}$, витікає співвідношення

$$I_a \cdot X_{d\Sigma} = E_G \cdot \sin \delta,$$

де I_a – активна складова струмів;

δ – кут вильоту ротора.

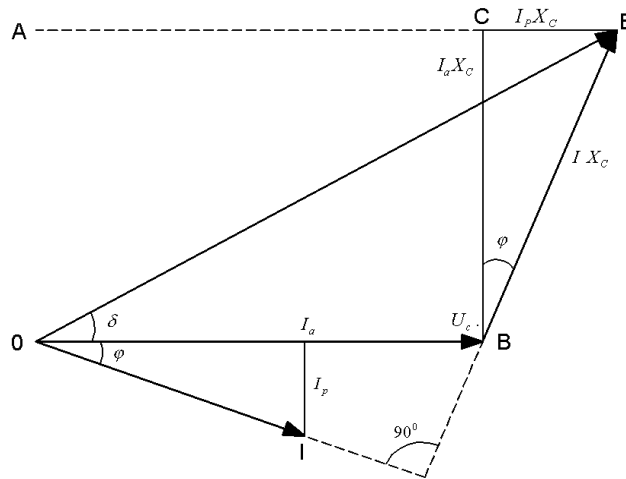


Рисунок 2.3 – Векторна діаграма синхронного генератора

Помноживши обидві частини рівності на $\frac{U_c}{X_{d\Sigma}}$, неважко отримати

$$U_c \cdot I_a = \frac{E_G \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta$$

чи

$$P = \frac{E_G \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta, \quad (2.1)$$

де P – активна потужність, що видається генератором.

Вираз (2.1) є основним законом, за яким потужність передається в енергосистему.

При постійності ЕРС E_G і напруга U_c зміна потужності P , що передається, може бути обумовлена лише відповідною зміною кута δ . Як відомо, зміна потужності, що віддається генератором, на станції здійснюється дією на регулюючі органи турбіни. У початковому режимі потужність турбіни врівноважується потужністю генератора, який обертається з незмінною частотою обертання. У міру відкриття регулюючих клапанів (чи направляючого апарату у гідравлічних турбінах) потужність турбіни зростає і рівновага, що обертається і гальмує моменти турбіни і генератора порушується, що спричиняє пришвидшення обертання.

При пришвидженні генератора вектор ЕРС E_G переміщається напруги приймальної системи U_c , що обертається відносно з незмінною кутовою швидкістю по відношенню до вектора. Пов'язане з цим збільшення кута δ і обумовлює згідно (2.1) відповідну зміну потужності генератора P , що зростає до тих пір, поки вона знову не урівноважить потужність турбіни, що збільшується. Таким чином, величиною, що безпосередньо визначає значення активної потужності, що віддається генератором приймачу, є кут δ .

Як впливає з рівняння (2.1), залежність потужності від кута δ є синусоїдальною (рис. 2.4) і, отже, зі збільшенням кута δ потужність P спочатку зростає, але потім, досягнувши максимального значення, починає падати.

При цьому значенні ЕРС генератора E_G і напруги приймача U_c існує певний максимум потужності, що передається:

$$P_m = \frac{E_G \cdot U_c}{X_{d\Sigma}}. \quad (2.2)$$

Її можна назвати **ідеальною межею потужності** цієї простої електричної системи. Рівновага між потужністю турбіни і генератора досягається лише при значеннях потужності, менших P_m , до того ж цьому значенню потужності турбіни P_0 відповідають дві можливі точки рівноваги на характеристиці потужності генератора і, отже, два значення кута δ_0 і δ_k (рис. 2.4). Проте насправді стійкий сталий режим роботи електропередачі можливий тільки при куті δ_0 .

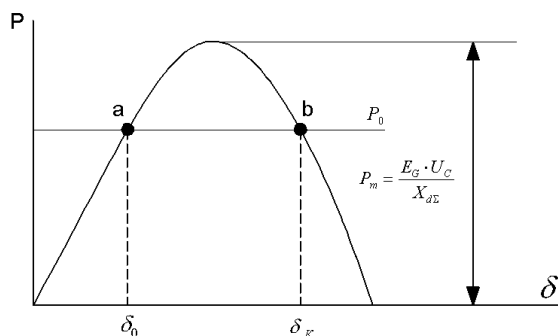


Рисунок 2.4 – Характеристика потужності (кутова) синхронного генератора

Режим, якому на рисунку 2.4 відповідає точка **b** на частині характеристики, що падає, нестійкий і тривало існувати не може. У таких простих умовах ознакою стійкості системи є такий режим зміни потужностей і моментів при невеликому відхиленні від стану рівноваги, який змушує систему знову повертатися до початкового стану. У режимі роботи в точці **a** (рис. 2.5), потужності генератора і турбіни урівноважують одна одну. Якщо допустити, що кут δ_0 отримує невеликий приріст $\Delta\delta$, то потужність генератора, наслідуючи синусоїдальну залежність від кута, також зміниться на деяку величину ΔP , причому, як видно з рисунка 2.5, у точці **a** позитивному приросту кута $\Delta\delta$ відповідає також позитивна зміна потужності генератора ΔP . Що ж до потужності турбіни, то вона не залежить від кута δ і при будь-яких змінах останнього залишається постійною і рівною P_0 . В результаті зміни потужності генератора рівновага моментів турбіни і генератора виявляється порушеною і на валу машини виникає надмірний момент гальмівного характеру, оскільки гальмівний момент генератора через позитивну зміну потужності ΔP переважає над моментом турбіни, що обертає.

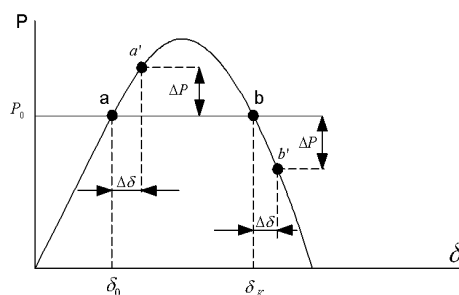


Рисунок 2.5 – До аналізу стійкості електричної системи

Під впливом гальмівного моменту ротор генератора починає сповільнюватися, що обумовлює переміщення пов'язаного з ротором вектору ЕРС генератора E у бік зменшення кута δ . В результаті зменшення кута знову відновлюється початковий режим роботи в точці **a** і, отже, цей режим має бути

визнаний стійким. До того ж висновку можна прийти і при негативному прирості кута $\Delta\delta$ в точці **a**.

2.3 Критерії стійкості елементів системи

Якщо потужність приймальної системи співставна з потужністю електропередачі, то напруга навантаження не залишається постійною при змінах режиму роботи електропередачі. Для системи з нескінченно потужним навантаженням було встановлено, що при постійності ЕРС генератора і напруги навантаження збільшення кута зрушення цих векторів спричиняє собою зменшення напруги в усіх точках схеми електропередачі.

Дійсна характеристика потужності при цьому через безперервне зменшення напруги повинна мати характер падіння і, отже, максимум цієї характеристики – так звана дійсна межа потужності – досягається при куті, меншому 90° . Значення дійсної межі потужності також виходить менше ідеальної межі потужності характеристики, побудованої за умови постійності напруги початкового режиму.

Таким чином, зниження напруги навантаження є чинником, що погіршує стійкість електричної системи.

Чим менше падає напруга навантаження із зростанням потужності, що передається, і кута δ , тим більш високою стає дійсна межа потужності, що врешті-решт наближається до ідеального. Очевидно, міра зниження напруги навантаження буде тим меншою, чим більша номінальна потужність приймальної системи.

Вплив навантаження на напругу в точках її включення визначається так званим **регулюючим ефектом навантаження**, тобто міри зниження активної і реактивної потужності навантаження із зменшенням напруги на її виводах, що

характеризується похідними $\frac{dP}{dU}$ і $\frac{dQ}{dU}$.

Проте із зменшенням напруги в якійсь мірі зменшується і потужність, споживана навантаженням, як активна, так і реактивна. Зменшення потоків потужності в мережі, що живить навантаження, зменшує падіння напруги в генераторах, трансформаторах і лініях, що в деякій мірі підтримує напругу навантаження, що знижується при збільшенні кута δ . Значно більший вплив при цьому робить міру зміни реактивної потужності навантаження, а не активною, оскільки падіння напруги в індуктивних опорах схеми визначається передусім реактивними струмами.

Вплив регулюючого ефекту навантаження на дійсну межу потужності досить значним, і з ним доводиться рахуватися в практичних розрахунках стійкості.

2.4 Методи аналізу статичної стійкості

Основним і найбільш поширеним методом аналізу статичної стійкості є **метод малих коливань**. Основні положення методу, широко використовуюваного для дослідження стійкості стану рівноваги або сталого руху в найрізноманітніших технічних завданнях, зводяться до наступного. Допускаючи невелике збурення початкового стану, складають диференціальні рівняння руху системи і досліджують характер так званих вільних коливань, що виникають при цьому.

Метод малих коливань ґрунтується на теоремі А. М. Ляпунова: **система стійка в малому, якщо стійке її лінійне наближення**.

Залежність сил або моментів від координат і швидкостей, діючих в системі, часто нелінійна. Зокрема, це стосується і електроенергетичних систем, що розглядаються нами, де залежність потужності від кута має синусоїдальний характер.

При малих відхиленнях стає можливим лінеаризувати диференціальні рівняння, що описують вільні коливання, привівши їх до виду диференціальних рівнянь із постійними коефіцієнтами.

Вичерпна характеристика виникаючих коливань вимагає розв'язку характеристичного рівняння системи і визначення постійних інтеграції. Проте для судження про стійкість немає необхідності шукати це рішення. Система має бути визнана нестійкою, якщо вільні коливання системи мають наростаючий характер. У протилежному разі система статично стійка.

Різновид виникаючих коливань легко встановлюється за допомогою простих співвідношень між коефіцієнтами характеристичного рівняння без необхідності розв'язку останнього. Цим і вичерпується дослідження стійкості.

Варто пам'ятати, що згідно з дослідженнями А. М. Ляпунова неврахування нелінійності сил і моментів не впливає на оцінку стійкості (у сенсі статичної стійкості), за деякими винятками, неістотними для практичних додатків методу малих коливань.

Для ілюстрації методу звернемося спочатку до простого випадку роботи станції на шини нескінченної потужності. Для цього випадку було встановлено критерій стійкості $\frac{dP}{d\delta} > 0$. Покажемо, що до того ж приводить і метод малих коливань.

При зміні кута δ на величину $\Delta\delta$ потужність генератора змінюється згідно з $P = P_m \cdot \sin \delta$ законом, потужність же турбіни залишається постійною і рівною P_0 . Поява надмірної потужності (і моменту) $\Delta P = P_0 - P_m \cdot \sin \delta$ призводить до гойдань ротора, що протікають згідно з рівнянням

$$T_j \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_0 - P_m \cdot \sin \delta, \quad (2.9)$$

де T_j – постійна інерції.

Це і є основне рівняння руху ротора. При малих коливаннях ротора (аналіз яких і показує, чи володіє ця система статичною стійкістю) рівняння (2.9) можна спростити. Розкладаючи функцію $\Delta P = P_0 - P_m \cdot \sin \delta$ в ряд Тейлора в зоні δ_0 , отримуємо:

$$\Delta P = P_0 - P_m \cdot \sin \delta = P_0 - P_m \cdot \sin \delta_0 - \left(\frac{dP}{d\delta} \right)_{\delta=\delta_0} \Delta\delta - \frac{1}{2!} \cdot \left(\frac{d^2P}{d\delta^2} \right)_{\delta=\delta_0} \Delta\delta^2 - \dots, \quad (2.10)$$

де $\Delta\delta = \delta - \delta_0$ – мале відхилення кута від його початкового значення.

При малих значеннях $\Delta\delta$ степенями $\Delta\delta$ вище першого можна знехтувати, що рівнозначно випрямленню характеристики потужності в зоні δ_0 на рисунку 2.6 беручи також до уваги, що $P_0 = P_m \cdot \sin \delta_0$, можна отримати

$$\Delta P = P_0 - P_m \cdot \sin \delta \approx - \left(\frac{dP}{d\delta} \right)_{\delta=\delta_0} \Delta\delta .$$

Оскільки $\delta = \delta_0 + \Delta\delta$, де δ_0 – постійна величина, то

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d^2(\delta_0 + \Delta\delta)}{dt^2} = \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} .$$

Підстановка отриманих результатів в рівняння (2.9) призводить до простого лінійного диференціального рівняння вільних коливань:

$$\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \frac{1}{T_j} \cdot \frac{dP}{d\delta} \cdot \Delta\delta = 0 , \quad (2.11)$$

розв'язок якого, зміна кута $\Delta\delta$, що дає в часі при малому збуренні початкового режиму системи добре відоме: $\Delta\delta = K_1 \cdot e^{p_1 t} + K_2 \cdot e^{p_2 t}$,

де p_1 і p_2 – корені характеристичного рівняння, $p^2 + \frac{1}{T_j} \cdot \frac{dP}{d\delta} = 0$, які рівні між собою.

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{-\frac{1}{T_j} \cdot \frac{dP}{d\delta}} = \pm j \sqrt{\frac{1}{T_j} \cdot \frac{dP}{d\delta}} .$$

На рисунку 2.6 графічно показана лінеаризація характеристики потужності.

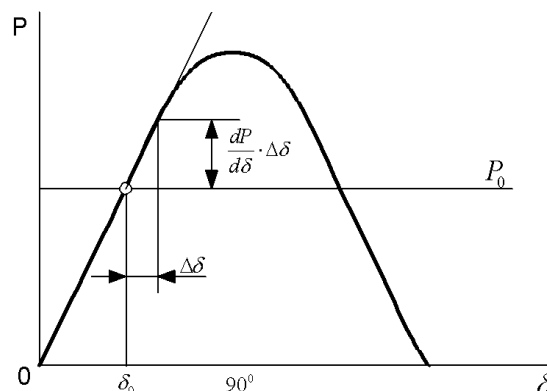


Рисунок 2.6 – Лінеаризація характеристики потужності при аналізі малих коливань системи

Корені виходять чисто уявними (якщо $\frac{dP}{d\delta} > 0$), або чисто речовинними (якщо $\frac{dP}{d\delta} < 0$). У останньому випадку один речовий корінь позитивний, інший – негативний.

У випадку уявних коренів

$$p_{1,2} = \pm j \sqrt{\frac{1}{T_j} \cdot \frac{dP}{d\delta}} = \pm j\omega; \quad (2.12)$$

$$\Delta\delta = K_1 \cdot e^{j\omega t} + K_2 \cdot e^{-j\omega t} = C_1 \cdot \sin \omega t + C_2 \cdot \cos \omega t = C \cdot \sin(\omega t + \varphi). \quad (2.13)$$

Зміна кута при цьому відбувається за законом незгасаючих синусоїдальних коливань біля $\delta = \delta_0$.

2.5 Методи аналізу динамічної стійкості

Порушення динамічної стійкості можуть викликати такі види аварій, як відключення одного з ланцюгів лінії, трансформатора, але з точки зору динамічної стійкості вони зазвичай менш небезпечні, ніж короткі замикання. Тому розрахунки динамічної стійкості зазвичай проводяться стосовно порушення сталого режиму, причиною якого є короткі замикання.

Трифазні КЗ. Місце КЗ зазвичай розглядається на початку ЛЕП. Схеми заміщення електричної системи при трифазному КЗ (рис. 2.7, б) відрізняється від схеми нормального режиму (рис. 2.7, а) тим, що точка КЗ замикається безпосередньо на зворотний провід.

Напруга в точці КЗ при цьому падає до нуля, а сумарні опори схеми заміщення для нормального режиму будуть дорівнювати: $X'_{d\Sigma} = X_1 + X_2$, а для аварійного режиму: $X''_{d\Sigma} = \infty$, оскільки в схемі з'явився шунт, опір якого дорівнює 0.

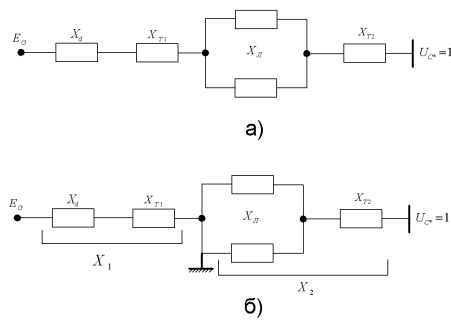


Рисунок 2.7 – Схеми заміщення системи при нормальному режимі (а) і при трифазному КЗ (б)

Отже, потужність, яка передається, при трифазному КЗ стає рівною 0, тобто на характеристиці потужності аварійний режим відіб'ється прямою лінією. При трифазному КЗ виникає максимально можливе збурення і з'являється максимально можливий надмірний момент: $\Delta P^{(3)}$ (рис. 2.9). Випадок виникнення трифазного КЗ найбільш важкий для стійкості системи, але за статистикою цей вид КЗ складає лише 3...5 %, тобто трапляється не так часто.

Несиметричні КЗ У схемі заміщення аварійного режиму (рис. 2.8) дійсна точка КЗ віддаляється за додаткову реактивність ΔX , величина якої визначається для кожного виду КЗ сумарними опорами схем заміщення зворотної і нульової послідовностей.

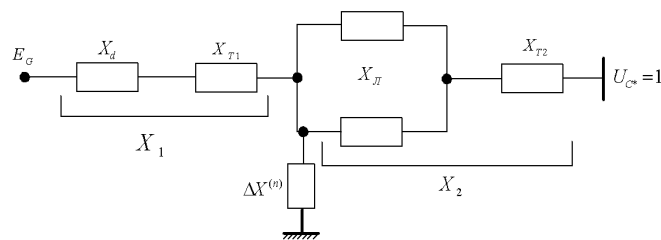


Рисунок 2.8 – Схема заміщення системи при несиметричній КЗ

Сумарний опір схеми заміщення буде

$$X_{d\Sigma}^{II(n)} = X_1 + X_2 + \frac{X_1 \cdot X_2}{\Delta X^{(n)}} \quad (2.17)$$

Чим меншим буде значення $\Delta X^{(n)}$, тим більшим значення $X_{d\Sigma}^{II(n)}$.

Значення ΔX при різних видах несиметричних КЗ відповідно дорівнюють:

- при двофазному КЗ на землю: $\Delta X^{(1,1)} = \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}$;
- при двофазному КЗ: $\Delta X^{(2)} = X_{2\Sigma}$;
- при однофазному КЗ: $\Delta X^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$.

Отже, співвідношення сумарних опорів системи при різних видах КЗ буде наступним: $X_{d\Sigma}^{(1,1)} > X_{d\Sigma}^{(2)} > X_{d\Sigma}^{(1)}$. Тоді амплітудні значення характеристик потужності відповідно розташовуватимуться таким чином: $P_m^{(1,1)} < P_m^{(2)} < P_m^{(1)}$.

На рисунку 2.9 наведено характеристики потужності при різних видах КЗ.

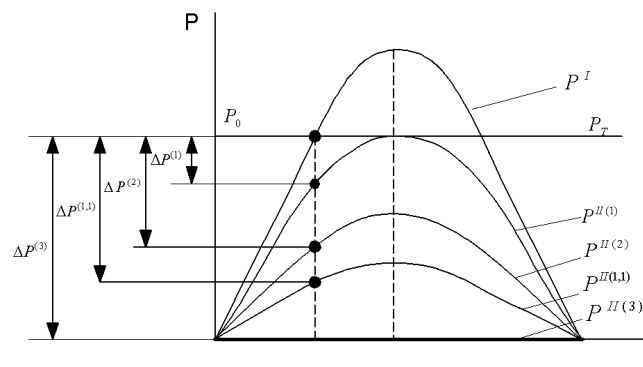


Рисунок 2.9 – Характеристики потужності при різних видах КЗ

З точки зору динамічної стійкості системи **однофазне КЗ** є найбільш оптимальним, оскільки воно найменш небезпечне.

2.6 Метод площин

Одним з методів аналізу динамічної стійкості є метод площин.

Розглянемо спочатку простий випадок роботи електростанції через дволанцюгову лінію електропередачі на шини нескінченної потужності. Передумова постійності напруги на шинах системи за абсолютним значенням і

фазою унеможливилює коливання приймальної системи і значно спрощує аналіз явищ.

Сумарний опір схеми заміщення при нормальному режимі: $X_{d\Sigma} = X_d + X_{T1} + 0,5 \cdot X_{Л} + X_{T2}$, тут під індуктивним опором генератора слід мати на увазі його перехідний індуктивний опір X'_d .

Вище було встановлено, що при швидкій зміні кута в нормальному або аварійному режимі характеристику потужності генератора можна вважати синусоїдальною, відкинувши другу гармоніку потужності і вважаючи $P^I = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta$, де $E = E'$ – перехідна ЕРС генератора, прикладена в його схемі заміщення за перехідним індуктивним опором, однаковим для повздовжньої і поперечної осей.

Ця залежність для нормального режиму представлена на рисунку 2.24 (крива I). Тепер припустимо, що на початку одного з ланцюгів лінії електропередачі сталося несиметричне КЗ. Сумарний опір схеми заміщення в цьому випадку визначається за виразом (2.17).

В цьому випадку характеристика потужності генератора матиме вигляд

$$P^{II} = \frac{E'_q \cdot U_c}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta. \quad (2.18)$$

Характеристика потужності для аварійного режиму показана на рисунку 2.10 (крива II).

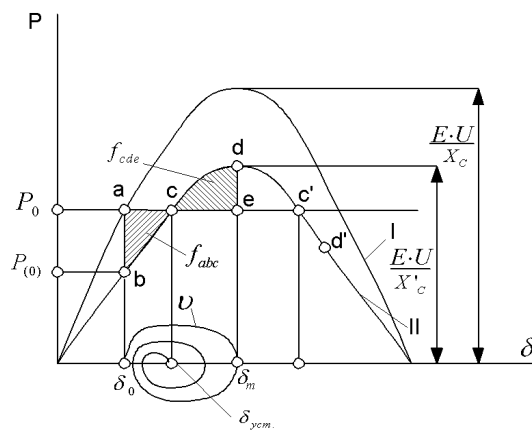


Рисунок 2.10 – Аналіз коливань по методу площ

Потужність, що віддається генератором, і кут між ЕРС E і напругою U_c при нормальному режимі позначені відповідно через P_0 і δ_0 . У момент КЗ у зв'язку із зміною параметрів схеми відбувається перехід від однієї характеристики потужності на іншу, і оскільки внаслідок інерції ротора кут δ миттєво змінитися не може, то потужність, що віддається генераторами, зменшується до значення $P_{(0)}$, яке визначається кутом δ_0 на кривій II. Потужність первинних двигунів електростанції внаслідок запізнювання регуляторів турбін залишається при цьому незмінною і рівною P_0 .

В результаті на валу машини виникає деякий надмірний момент, обумовлений надлишком потужності $\Delta P_{(0)} = P_0 - P_{(0)}$. Під впливом цього моменту ротор машини починає прискорюватися, збільшуючи кут δ . Надалі процес протікає якісно так само, як і при раптовому відключенні навантаженого ланцюга.

Із зміною кута δ потужність, що віддається генераторами, починає збільшуватися і надмірний прискорюючий момент падає. У точці C (рис. 2.10) надлишок потужності дорівнює нулю, відносна ж швидкість ротора ν досягає тут максимуму, і ротор за інерцією проходить далі. Потужність, що тепер віддається, стає вже більшою від потужності первинних двигунів, надмірний момент міняє свій знак, і ротор починає гальмувати.

В період гальмування генератор покриває надлишок потужності, що віддається, за рахунок надмірної кінетичної енергії, запасеної ним в період прискорення. У деякій точці d , що відповідає куту, при якому запас надмірної кінетичної енергії ротора вичерпається, відносно переміщення ротора припиниться, і оскільки в цій точці є надмірний гальмівний момент, починається відносний рух ротора у зворотному напрямку. Пройшовши за інерцією точку C і досягнувши мінімального кута відхилення, ротор зупиняється у своєму відносному русі і потім знову починає прискорюватися. Після декількох коливань з поступово затухаючою амплітудою відносний рух ротора припиниться і його положення визначатиметься точкою C , що є точкою

сталого режиму на новій характеристиці потужності. Якби ротор при першому відхиленні пройшов кут $\delta_{кр.}$, що відповідає потужності P_0 на гілці характеристики II, що падає, то надмірний момент знову змінив би свій знак і став би знову пришвидшуючим. З подальшим збільшенням кута пришвидшуючий момент став би наростати і генератор випав би з синхронізму.

Наведені на рисунку 2.10 характеристики дають можливість визначити максимальне відхилення кута ротора і встановити, чи зберігає система стійкість. Дійсно, ординати заштрихованих площадок (рис. 2.10) є надлишком потужності $\Delta P = P_0 - P$, що створює надмірний момент того або іншого знаку. Значення надмірного моменту

$$\Delta M = \frac{\Delta P}{\Omega}, \quad (2.19)$$

де Ω – кутова швидкість обертання ротора.

При коливанні генератора Ω безперервно змінюється, проте ця зміна дуже невелика порівняно з синхронною кутовою швидкістю Ω_0 . З достатньою точністю значення Ω можна вважати постійним і рівним Ω_0 . Помилка в значенні моменту лежить при цьому в межах 1...1,5 %. Підставляючи замість Ω синхронну швидкість Ω_0 , отримуємо: $\Delta M = \Delta P / \Omega_0 = \Delta P$, оскільки в системі відносних одиниць $\Omega_0 = 1$.

Таким чином, надмірний момент у відносних одиницях може бути прийнятий чисельно рівним надлишку потужності ΔP .

Розглядаючи лише відносний рух ротора і роботу, що здійснюється в цьому відносному русі, можна прийняти, що при переміщенні ротора на нескінченно малий кут $d\delta$ надмірний момент здійснює елементарну роботу, рівну $\Delta M \cdot d\delta$. За відсутності втрат уся ця робота йде на зміну кінетичної енергії ротора.

У цьому випадку надмірний момент спочатку прискорює обертання ротора, і робота, що здійснюється в період прискорення при переміщенні ротора від δ_0 до $\delta_{уст.}$,

$$A_{уск.} = \int_{\delta_0}^{\delta_{уст.}} \Delta M \cdot d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_{уст.}} \Delta P \cdot d\delta = f_{abc},$$

де f_{abc} є заштрихованою на рисунку 2.10 майданчик **abc**. Таким чином, кінетична енергія, запасена ротором в період його прискорення, дорівнює майданчику f_{abc} . Цей майданчик ми назвемо **площею пришвидшення**.

Після того як ротор пройде точку свого сталого положення на новій характеристиці потужності, надмірний момент міняє свій знак і починає гальмувати обертання ротора. Зміна кінетичної енергії в період гальмування при переміщенні ротора від $\delta_{уст.}$ до δ_m

$$A_{торм.} = \int_{\delta_{уст.}}^{\delta_m} \Delta M \cdot d\delta = \int_{\delta_{уст.}}^{\delta_m} \Delta P \cdot d\delta = f_{cde}.$$

Площину f_{cde} можна назвати **площею гальмування**.

У період гальмування ротор повертає запасену ним раніше надмірну кінетичну енергію. Коли уся запасена ротором надмірна енергія буде витрачена, тобто коли робота гальмування $A_{торм.}$ урівноважить роботу прискорення $A_{уск.}$, відносна швидкість стає рівною нулю, оскільки кінетична енергія пропорційна квадратові швидкості. У цей момент ротор зупиняється у своєму відносному русі і досягнутий ним при цьому кут δ_m є максимальним кутом відхилення ротора машини. Таким чином, для визначення кута δ_m виявляється достатньою рівність $A_{уск.} + A_{торм.} = 0$, або, що те саме,

$$f_{abc} + f_{cde} = 0. \quad (2.20)$$

Рівняння (2.20) показує, що при максимальному куті відхилення площа гальмування має дорівнювати площі прискорення і, отже, завдання зводиться до того, щоб знайти положення точки d , що задовольняє цій умові (рис. 2.10), що може бути зроблено графічно.

Максимально можлива площа гальмування на рисунку 2.10 дорівнює, очевидно, площині $f_{cdc'}$. Якщо б ця площа виявилася меншою площі прискорення f_{abc} , то система випала б з синхронізму. Відношення можливої площі гальмування до площі прискорення $K_{Д} = f_{cdc'} / f_{abc}$ є мірою запасу динамічної стійкості системи і може бути названа *коефіцієнтом запасу стійкості*.

Коли можлива площа гальмування виходить меншою від площі прискорення, нерідко все ж виявляється можливим добитися стійкої роботи шляхом відключення пошкодженого ланцюга. Потужність, яку можна передати через другий ланцюг, що залишився в роботі, зазвичай більша, ніж та, яку можна передавати двома ланцюгами при КЗ. Рівняння потужності при відключенні пошкодженого ланцюга набуває такого вигляду

$$P^{III} = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma}^{III}} \cdot \sin \delta,$$

де $X_{d\Sigma}^{III} = X_d + X_{T1} + X_{Л} + X_{T2}$.

Ця залежність представлена на рисунку 2.11 у вигляді кривої III. Криві I і II є характеристиками при нормальному режимі і при КЗ

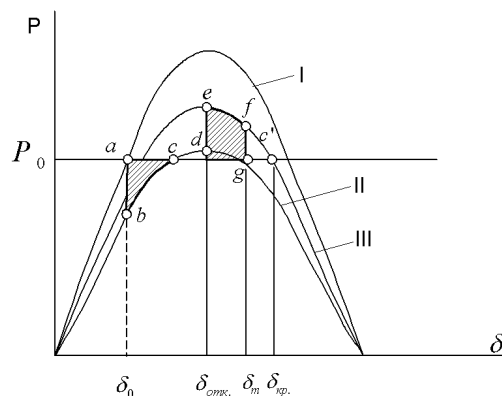


Рисунок 2.11 – Визначення граничного кута відключення за методом площ

Як зазначалося вище, у момент КЗ потужність, що передається, падає і ротор починає прискорюватися. Нехай у деякій точці d відбувається

відключення пошкодженого ланцюга. У момент виключення робота переходить в точку e на кривій III, і потужність, що в результаті віддається генераторами, значно підвищується. Завдяки цьому максимально можлива площа гальмування (обмежена кривою $cdefc'$) виходить значно більшою, ніж при тривалому невідключеному КЗ, і це збільшення тим більше, чим раніше відбувається відключення, тобто чим менший кут $\delta_{отк.}$. Таким чином, швидка ліквідація аварій може дуже значно підвищити стійкість системи. Завдяки своїй простоті і значному ефекту цей засіб знаходить широке застосування і являється, по суті, основним заходом, що служить для підвищення динамічної стійкості.

2.7 Метод послідовних інтервалів

Метод послідовних інтервалів, спосіб чисельного розв'язку диференціальних рівнянь, що описують перехідні електромеханічні процеси, є найбільш загальним методом практичного аналізу динамічної стійкості. Значною вартістю його є та обставина, що він дає картину протікання процесу в часі і завдяки цьому дозволяє ввести в розрахунок такі чинники, вплив яких залежить від часу. Наприклад, за допомогою методу послідовних інтервалів можна встановити граничний час відключення КЗ, врахувати дію регуляторів збудження, зміну реакції якоря в часі тощо.

Надлишок потужності ΔP , що виникає при КЗ, надає ротору деяке пришвидшення α . Значення цього пришвидшення у відносних одиницях прямо пропорційне до надмірного моменту ΔM і обернено пропорційне до постійної інерції T_j : $\alpha = \Delta M / T_j$ або з урахуванням того, що при невеликих змінах швидкості надмірний момент чисельно дорівнює надлишку потужності

$$\alpha = \Delta P / T_j . \quad (2.24)$$

Але пришвидшення α в цьому рівнянні є не що інше, як друга похідна від кута за часом, тобто $\alpha = \frac{d^2\delta}{dt^2}$. Що ж до величини ΔP , то вона є різницею між потужністю первинного двигуна і потужністю, що віддається генераторами в

мережу, $\Delta P = P_0 - P_m \cdot \sin \delta$, де P_m при нормальному режимі, при КЗ і при відключенні пошкодженого ланцюга набуває різних значень.

Таким чином, вираз (2.24) можна записати ще так:

$$T_j \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_m \cdot \sin \delta. \quad (2.25)$$

Розв'язок цього рівняння у формі $\delta = f(t)$ дає картину зміни кута в часі і дозволяє встановити, чи залишається машина в синхронізмі.

Проте рівняння (2.25) нелінійно і не може бути розв'язане в загальному вигляді (за винятком окремого випадку $P_m = 0$). Задачу доводиться вирішувати методами чисельної інтеграції рівнянь. Одним з них є метод послідовних інтервалів, за допомогою якого завдання вирішується в кінцевих приростах. Для цього увесь процес коливання машини розбивається на низку невеликих інтервалів часу Δt і для кожного з цих інтервалів послідовно обчислюється наближене значення приросту $\Delta \delta$. Величина Δt зазвичай приймається рівною 0,01...0,2 с.

У момент КЗ потужність, що віддається генераторами, падає і виникає деякий надлишок потужності $\Delta P_{(0)}$. Для досить малого інтервалу часу Δt можна припустити, що надлишок потужності впродовж цього інтервалу залишається незмінним. Тоді за формулами рівномірно прискореного руху неважко обчислити приріст швидкості машини $\Delta v_{(1)}$ і кута $\Delta \delta_{(1)}$ упродовж цього інтервалу $\Delta v_{(1)} = \alpha_{(0)} \cdot \Delta t$; $\Delta \delta_{(1)} = \frac{\alpha_{(0)} \cdot \Delta t^2}{2}$.

Відносна швидкість машини у момент КЗ дорівнює нулю, тому відносна швидкість $v_{(1)}$ у кінці першого інтервалу дорівнює збільшенню швидкості впродовж цього інтервалу, тобто $v_{(1)} = \Delta v_{(1)}$.

Пришвидшення $\alpha_{(0)}$ можна обчислити за (2.24) :

$$\alpha_{(0)} = \frac{\Delta P_0}{T_j},$$

отже

$$\Delta\delta_{(1)} = \frac{\Delta t^2}{T_j} \cdot \frac{\Delta P_{(0)}}{2}, \quad (2.26)$$

де кут і час виражені в радіанах.

У практичних розрахунках зручніше користуватися виразом кута у градусах:

$$\Delta\delta_{(град.)} = \frac{360 \cdot f}{\omega_0} \cdot \Delta\delta_{(рад.)}, \quad (2.27)$$

а часу в секундах:

$$t_{(с)} = \frac{t_{(рад.)}}{\omega_0} \quad (2.28)$$

Використовуючи вирази (2.27) і (2.28) і зважаючи на те, що $\frac{T_{j(рад.)}}{\omega_0} = T_{j(с)}$,

отримаємо:

$$\Delta\delta_{(1)} = \frac{360 \cdot f \cdot \Delta t^2}{T_j} \cdot \frac{\Delta P_{(0)}}{2}, \quad (2.29)$$

де кут виражений в градусах, а час і постійна інерції – в секундах.

Визначаючи в подальшому $K = \frac{360 \cdot f \cdot \Delta t^2}{T_j}$, отримаємо остаточно

$$\Delta\delta_{(1)} = K \cdot \frac{\Delta P_{(0)}}{2} \quad (2.30)$$

Знаючи приріст кута в першому інтервалі, можна знайти абсолютне значення кута у кінці цього інтервалу часу або, що те ж саме, на початку наступного інтервалу: $\delta_{(1)} = \delta_{(0)} + \Delta\delta_{(1)}$.

Для нового кута $\delta_{(1)}$ можна визначити надлишок потужності $\Delta P_{(1)}$ в другому інтервалі часу за формулою $\Delta P_{(1)} = P_0 - P_m \sin \delta_{(1)}$ або скористатися для цієї мети характеристикою потужності залежно від кута. Надлишок потужності $\Delta P_{(1)}$ створює в другому інтервалі пропорційне до нього прискорення $\alpha_{(1)}$. При обчисленні приросту кута $\Delta\delta_{(2)}$ впродовж другого інтервалу (а також і усіх

наступних) окрім діючого в цьому інтервалі прискорення $\alpha_{(1)}$ необхідно врахувати також вже наявну на початку інтервалу відносну швидкість ротора

$$\Delta\delta_{(2)} = v_{(1)}\Delta t + \frac{\alpha_{(1)} \cdot \Delta t^2}{2} = v_{(1)}\Delta t + k \frac{\Delta P_{(1)}}{2} \quad (2.31)$$

Значення швидкості $v_{(1)} = \alpha_{(0)}\Delta t$ є дещо неточним, оскільки насправді надлишок потужності $\Delta P_{(0)}$ і прискорення $\alpha_{(0)}$ не є постійними впродовж першого інтервалу часу, а дещо змінюються. Точніші результати можна отримати, якщо припустити, що прискорення в першому інтервалі дорівнювало середньому значенню $\alpha_{(0)cp} = (\alpha_{(0)} + \alpha_{(1)})/2$.

$$\text{Тоді відносна швидкість } v_{(1)} = \alpha_{(0)cp}\Delta t = \frac{\alpha_{(0)} + \alpha_{(1)}}{2} \Delta t.$$

Підставляючи це значення $v_{(1)}$ в рівняння (2.31), знаходимо:

$$\Delta\delta_{(2)} = \frac{\alpha_{(0)} + \alpha_{(1)}}{2} \Delta t^2 + \frac{\alpha_{(1)}\Delta t^2}{2} = \frac{\alpha_{(0)}\Delta t^2}{2} + \alpha_{(1)}\Delta t^2 \quad (2.32)$$

чи $\Delta\delta_{(2)} = \Delta\delta_{(1)} + K \cdot \Delta P_{(1)}$ тощо.

2.8 Результуюча стійкість електричних систем

Розрізняють два види динамічної стійкості :

1) синхронну – здатність системи зберігати синхронну роботу при великих збуреннях і відновлювати початковий режим або близький до нього;

2) результуючу – здатність системи відновлювати режим синхронної роботи після випадання з синхронізму і короткочасного асинхронного ходу частини синхронних генераторів.

Синхронна динамічна стійкість пов'язана з перехідним процесом при невеликих змінах швидкості, але великих змінах потужності, а результуюча динамічна стійкість пов'язана з великими змінами і швидкості, і потужності.

Синхронна динамічна стійкість було розглянуто раніше. Дослідження результуючої стійкості пов'язане з розглядом асинхронних режимів, коли швидкість значно більша синхронної. Перехід синхронного генератора в режим

асинхронного ходу відбувається не лише при випаданні з синхронізму, він може настати і при втраті збудження.

Чим же відрізняється асинхронний режим від синхронного? У синхронному режимі частота усіх генераторів однакова і вектору ЕРС обертаються з однаковою швидкістю, кути δ не міняються. У асинхронному режимі ЕРС генераторів міняється, частоти їх різні, вектори ЕРС обертаються з різними швидкостями, означає що змінюються і кути δ . Проте цей режим не можна плутати з режимом **коливань**. У режимі коливань кут δ то збільшується, то зменшується, тобто коливається, і точка режиму при цьому переміщається за характеристикою потужності.

Потужність у функції часу має двогорбий вигляд в нормальному режимі (рис. 2.12, а), а при асинхронному ході періодично міняє знак (рис. 2.12, б).

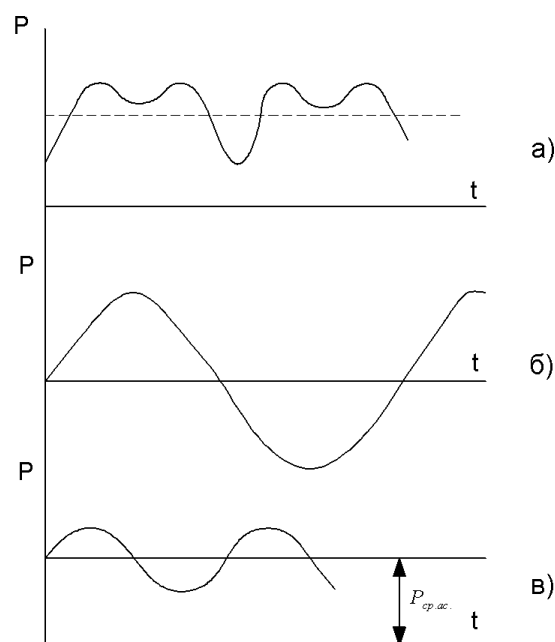


Рисунок 2.12 – Залежність потужності від часу

У режимі асинхронного ходу генератор видає так звану асинхронну потужність, яка обумовлена ковзанням поля статора по відношенню до ротора. Асинхронна потужність при такому ковзанні пульсуватиме біля деякого

середнього значення $P_{cp.ac}$ (рис. 2.12, в), яка залежить від величини ковзання і конструкційного виконання машини. Режим асинхронного ходу в принципі допустимий, оскільки при цьому ковзання незначне, і створює небезпечний додатковий нагрів обмоток. Тому тривалість цього режиму обмежується: 3...4 хвилинами для гідрогенераторів; 15...30 хвилинами для турбогенераторів. За цей час необхідно вжити усіх заходів, щоб відбувся процес ресинхронізації. Якщо ресинхронізація не відбувається – машину відключають.

Режим асинхронного ходу небезпечний і для системи, оскільки на електростанції із синхронізму можуть випасти декілька синхронних генераторів, вони споживають велику реактивну потужність, що призведе до зниження напруги. Це, у свою чергу, впливає на межу потужності, що передається, яка буде тим меншою, чим більше знижується напруга. Проте небезпека для системи не така вже і велика оскільки наявні пристрої захисту. В режимі асинхронного ходу генератори все-таки видають активну потужність в систему, що дорівнює приблизно (50...60) % від P_n .

2.9 Способи підвищення стійкості системи

Усі способи підвищення стійкості можна умовно розділити на три групи:

- заходи, спрямовані на зміну параметрів елементів схеми;
- спеціальні додаткові заходи;
- заходи режимного характеру.

Заходи, спрямовані на зміну параметрів елементів системи

Синхронні генератори. У сучасних електричних системах, генератори яких забезпечені АРВ, що позбавлені зони нечутливості, до параметрів генераторів, що чинять вплив на статичну і динамічну стійкість, слід віднести

перехідний індуктивний опір x'_d , який визначається розсіянням обмоток статора і ротора.

У турбогенераторів розсіяння ротора невелике і перехідний індуктивний опір складає зазвичай 20...25 %, збільшуючись для машин дуже значних потужностей. У явнополюсних машин цей опір значно більший, у гідрогенераторів він сягає 35 %, а у синхронних компенсаторів – 40 % і більше. Оскільки перехідний індуктивний опір є, по суті, опором розсіювання, його зменшення пов'язано з великими труднощами. Наприклад, зменшення удвічі перехідного індуктивного опору призводить до здорожчання машини більше ніж на 50 %.

Відносне значення перехідного індуктивного опору генераторів у загальному індуктивному опорі системи не є визначальним, тому зміну внутрішнього опору лише в обмежено впливає на динамічну стійкість. Те саме можна сказати про статичну стійкість генераторів з АРВ пропорційного типу.

Статичні межі потужності генераторів з регуляторами сильної дії від опорів генераторів взагалі не залежать. Проте незалежно від типу регулятора опору генератори чинять вплив на параметри системи АРВ, при яких забезпечується стійка робота електроенергетичної системи в заданих межах потужності, що передається.

Таким чином, застосування АРВ повністю виключає вплив власного опору генератора на стійкість системи.

Силові трансформатори. Опори трансформаторів є складовими загального опору системи $X_{d\Sigma}$, проте опори трансформаторів значно менші від опору генераторів, тому питома вага цих опорів мала в складі $X_{d\Sigma}$, і мало впливають на стійкість.

Лінії електропередачі. З підвищенням дальності електропередачі елементом, що визначає міру стійкості, стає сама ЛЕП. У зв'язку з тим, що індуктивний опір і провідність місткості зростають із збільшенням довжини лінії, допустиме значення потужності, що передається, помітно падає, вартість

же спорудження лінії, навпаки, зростає, внаслідок чого досить швидко досягається економічна межа дальності передачі. Можна стверджувати, що проблема стійкості є одним з основних чинників, який обмежує дальність передачі енергії, що спричиняє необхідність застосування засобів для збільшення стійкості при проектуванні електропередач великої протяжності:

а) індуктивний опір ЛЕП залежить від довжини і напруги, причому головним чинником є напруга, оскільки при збільшенні напруги, опір лінії падає. Якщо проаналізувати вплив напруги на межу потужності, що передається (рис. 2.13), то побачимо, що збільшення напруги має свою межу. Наприклад, при довжині лінії 200 км найефективнішою буде напруга 220 кВ. Далі при збільшенні довжини ЛЕП потрібно було б збільшувати напругу (якщо генератори не мають АРВ). За наявності у генераторів АРВ, залежність буде дещо іншою;

б) можна зменшити X_n шляхом розщеплювання проводів у фазі (330 кВ і вище);

в) можна включити в розтин лінії батарею статичних конденсаторів.

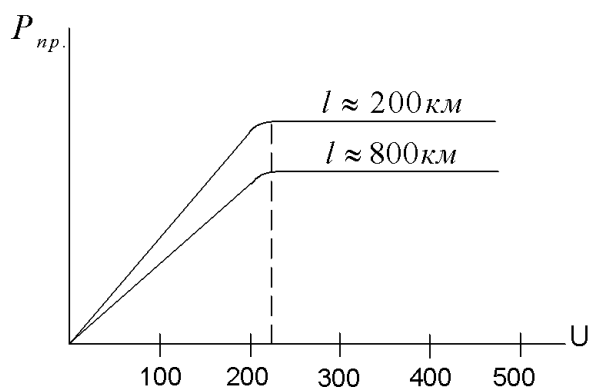


Рисунок 2.13 – Залежність потужності, що передається, від напруги ЛЕП

Засоби природної компенсації – послідовно включені конденсатори і шунтуючі реактори – можуть бути використані не лише для налаштування лінії, але також і для часткового поліпшення роботи електропередачі.

Послідовне включення в лінію конденсатора, що має назву повздовжньої компенсації, дозволяє в широких межах збільшувати стійкість електропередачі завдяки компенсації індуктивності лінії і зводить до мінімуму падіння напруги.

Крім того, конденсатори зменшують підвищення напруги на розімкненому кінці лінії електропередачі в режимі холостого ходу, що викликається зарядним струмом, що протікає через індуктивність лінії.

Таким чином, конденсатори повздовжньої компенсації усувають майже всі труднощі, пов'язані із значною довжиною лінії електропередачі.

Не можна не зазначити, що конденсатори повздовжньої компенсації можуть значно збільшити струми КЗ, особливо якщо вони включені на кінцях лінії електропередачі. Як можна бачити на рисунку 2.14, а при КЗ на початку лінії конденсатор, включений на початку лінії, компенсує частково або повністю індуктивний опір генераторів і трансформаторів $x_{гг}$, що підвищують. В цих умовах струм КЗ може стати надмірно великим. Прийнятним з цієї точки зору рішенням є включення конденсаторів в проміжних точках лінії таким чином, що кожен конденсатор компенсує реактивний опір відповідної ділянки лінії (рис. 2.14, б). При цьому, очевидно, в якій би точці лінії електропередачі не сталося КЗ, індуктивні опори генераторів і трансформаторів не можуть бути компенсовані конденсатором.

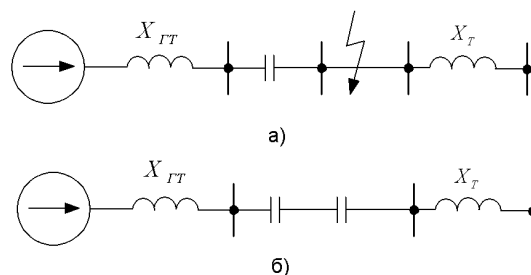


Рисунок 2.14 – Небезпечне місце КЗ за наявності послідовно включених конденсаторів (а); компенсація параметрів лінії на ділянках (б)

Можна, звісно, зменшити значення X_d практично до нуля, але тоді різко зросте значення струму КЗ. У практиці застосовується 30...40 % компенсація опору ЛЕП;

г) зазвичай, окрім конденсаторів, застосовують лінійні шунтуючі реактори, які слугують для компенсації природної місткості ЛЕП стосовно землі.

Насичення осердь цих реакторів надає додаткове збільшення стійкості електропередачі, яке може бути дуже значним. Нормальний шунтуючий реактор з лінійною характеристикою, як і всякий постійний реактивний опір, має регулюючий ефект $dQ/dU = 2$. Вольт-амперна характеристика (ВАХ) реактора з насиченим сердечником забезпечує різку зміну струму реактора залежно від напруги, що дозволяє отримати регулюючий ефект $dQ/dU = 4 \dots 5$ і більше.

Єдина складність, пов'язана з насиченням осердь реакторів, – це виникнення вищих гармонік струму, що спотворюють форму кривої як струму, так і напруги лінії електропередачі, що різко збільшує вплив на проводи зв'язку.

Для усунення вищих гармонік струму реактора було запропоновано два різні способи: надання характеристиці реактора виду кубічної параболи і застосування компенсаційних обмоток;

д) при великій довжині лінії електропередачі відключення пошкодженого ланцюга в результаті аварії різко погіршує стійкість у післяаварійному режимі. Становище ускладнюється тим, що запас стійкості електропередачі при великій довжині лінії взагалі невеликий. Можна використовувати в цьому випадку пов'язану схему з перемикальними пунктами (рис. 2.15).

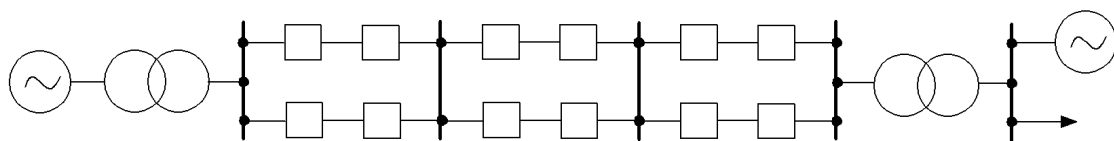


Рисунок 2.15 – Пов'язана схема електропередачі з перемикальними пунктами

У цій схемі в проміжних точках лінії електропередачі на відстані 200...300 км один від одного вводяться перемикальні пости з тим, щоб при КЗ на лінії відключався не весь пошкоджений ланцюг, а лише невелика її ділянка. Не можна не відмітити, що пов'язана схема з такими постами вимагає великої кількості вимикачів, що істотно відбивається на вартості ЛЕП.

Силові вимикачі і захист. Дуже швидке відключення КЗ стало засобом рішучого поліпшення динамічної стійкості електричних систем. Ефективність цього засобу легко пояснюється зменшенням тривалості періоду прискорення генераторів. Формально це виражається у зменшенні площі прискорення, яке зазвичай супроводжується відповідним збільшенням площі можливого гальмування.

Таким чином, окремим значенням потужності, що передається, P_0 цієї системи передачі відповідають визначені гранично допустимі години відключення КЗ. Можна сказати і зворотно: певному часу відключення відповідає своє значення P_0 , яке може бути викликане гранично допустимим значенням потужності, що передається.

На рисунку 2.16 наведені графіки залежності гранично допустимої потужності, що передається, від часу відключення КЗ для гідроелектростанції, що працює через дволанцюгову лінію електропередачі на шини нескінченної потужності. Один з ланцюгів при КЗ відключається, інший залишається в роботі.

Як видно на рисунку 2.16, зменшення часу відключення різко підвищує допустиме значення потужності, що передається, особливо при найбільш важких видах КЗ: трифазному і двофазному замиканні на землю. Слід зазначити, що ступінь важкості КЗ залежить не лише від його виду, але і від схеми електричних з'єднань передачі.

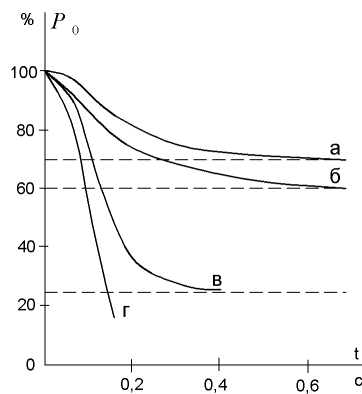


Рисунок 2.16 – Залежність граничної потужності, що передається, від часу відключення КЗ :

а – однофазне КЗ; б – двофазне КЗ; в – двофазне КЗ на землю;
г – трифазне КЗ

Зменшення тривалості КЗ доцільне з декількох точок зору. Окрім наведених вище міркувань, необхідно вказати на ту обставину, що електрична дуга, що виникає при однофазному замиканні, нерідко перекидається на неушкоджені фази і викликає трифазне або двофазне замикання на землю. Швидке відключення дозволяє запобігти такому розвитку аварії і зменшити в той же час число найбільш важких випадків КЗ, охоплюючи дві або три фази. Швидке відключення зменшує також руйнування, що викликаються електричною дугою в точці КЗ, і сприяє нормальній роботі споживачів. Усе це зумовило широке застосування в сучасних електричних системах швидкодіючих вимикачів і релейного захисту.

Власний час спрацьовування вимикача складається з двох проміжків часу: часу дії приводу з моменту подачі імпульсу на відключення до моменту розподілу контактів і часу горіння дуги.

Збільшення швидкості дії приводу не зустріло великих утруднень, і подальший розвиток швидкодіючих вимикачів пішов шляхом скорочення тривалості горіння дуги, що використовується в вакуумних вимикачах.

Не менші успіхи були досягнуті і в галузі швидкодіючого релейного захисту, яка при застосуванні сучасних вимикачів здатна забезпечити відключення КЗ протягом часу, що не перевищує 0,08 с.

Спеціальні додаткові заходи

Автоматичне повторне включення (АПВ) повітря ЛЕП.

Більшість коротких замикань на повітряних лініях електропередачі обумовлюються грозовими розрядами. У багатьох випадках ці замикання мають скороминущий характер, і після відключення лінії через невеликий проміжок часу, необхідний для деіонізації перекритого дугою проміжку, на лінію знову може бути подано напругу і відновлено нормальні умови роботи електропередачі. Час деіонізації при цьому невеликий.

Спочатку швидкодіюче автоматичне повторне включення (БАПВ) знайшло широке застосування для тупикових ліній, що живлять окремих споживачів, коли ніяких утруднень відносно стійкості не виникає, і отже швидкість здійснення повторного включення не така істотна. Нині швидкодіюче автоматичне повторне включення здійснюється і на магістральних лініях, що зв'язують паралельно працюючі електростанції. Особливо ефективне застосування АПВ на одноланцюгових зв'язках. За відсутності АПВ кожне КЗ на одноланцюговій лінії тягне за собою тривале відключення лінії. Автоматичне повторне включення, що дає до 80...90 % вдалих включень, у багатьох випадках запобігає тривалому відключенню ліній і збільшує тим самим надійність роботи одноланцюгових ліній у декілька разів. Проте, щоб уникнути порушення стійкості, швидкість БАПВ одноланцюгових магістральних ліній має бути дуже велика, не виходячи при цьому за межі мінімальної тривалості періоду деіонізації перекритого дугою повітряного проміжку. Необхідність дуже швидкого повторного включення одноланцюгових магістральних ліній обумовлюється тією обставиною, що скидання потужності, що має місце при КЗ, посилюється при відключенні лінії, коли потужність, що передається, падає до нуля. При відключенні лінії площа

прискорення різко зросте, і для того, щоб вона могла бути урівноважена площею гальмування, тривалість КЗ і особливо тривалість безструмової паузи, передуючої моменту здійснення БАПВ, має бути мінімальною.

При великих постійних часу інерції вимоги відносно швидкості БАПВ можуть бути значно пом'якшені. Постійні інерції відносно великі, коли потужності генераторів передавальної і приймальної систем у декілька разів перевищують потужність, що передається по лінії передачі. У цих умовах БАПВ здійснюється без утруднень. Навпаки, для електропередач, що зв'язують віддалені електростанції з приймальною системою, уся потужність яких передається по одноланцюговій лінії, трифазне БАПВ, як правило, здійснене бути не може внаслідок невеликої постійної інерції передавальної станції.

Швидкодіюче АПВ використовується не лише для одноланцюгових, але і для двохланцюгових ліній передачі, сприяючи збільшенню стійкості останніх. При своєчасному АПВ відключеного ланцюга досягається деяке збільшення площі гальмування в результаті переходу з характеристики потужності передачі при одному ланцюзі на вищу характеристику потужності при двох ланцюгах.

Зрозуміло, результат, що досягається на дволанцюгових лініях, менш значний, ніж на одноланцюгових, за винятком окремих випадків одночасного КЗ на двох ланцюгах, коли БАПВ може забезпечити збереження зв'язку так само, як і для одноланцюговій лінії.

Швидкодіюче АПВ пред'являє дуже жорсткі вимоги до реле і вимикачів. Захист повинен забезпечувати швидке одночасне відключення лінії з обох кінців. Власний час відключення і включення має бути мінімальним. Конструкція вимикача повинна забезпечувати готовність вимикача до роботи негайно після першого відключення КЗ. Дуже зручні для БАПВ елегазові вимикачі, які нині знайшли широке застосування.

Не можна не згадати також і про ту обставину, що для унеможливлення повторного включення на стійке КЗ потрібно мати підвищену розривну потужність вимикачів.

Та обставина, що переважна більшість КЗ має несиметричний характер, дозволяють поставити питання про пофазне відключення пошкоджених ліній. Дійсно, якщо виникає, наприклад, однофазне замикання на землю, то по суті немає підстав відключати негайно всі три фази лінії електропередачі, досить відключити пошкоджену фазу. Інші ж фази можуть продовжувати роботу, передаючи потужність приймальній системі. При одноланцюгових лініях електропередачі при цьому не втрачається зв'язок генераторів з приймальною системою при більшості КЗ

Значно менш сприятливі результати, що досягаються пофазним відключенням (у порівнянні з трифазним), при двофазному КЗ, коли доводиться відключати дві фази лінії передачі з трьох. Не варто забувати, що кількість однофазних замикань, коли пофазне відключення безумовно ефективне і доцільне, досягає 70 % від загальної кількості КЗ.

Істотним недоліком пофазного відключення є несиметрія робочого режиму системи при відключенні окремих фаз. При цьому виникають додаткові втрати і в окремих випадках можливі небезпечні перегрівання генераторів і двигунів. Значні ускладнення можуть виникнути і відносно впливу несиметричних ліній на проводи зв'язку при достатніх зближеннях з останніми. Цих ускладнень, проте, можна уникнути в разі повторного включення відключених фаз. Якби повторне включення виявилось невдалим, то знову мають бути відключені або пошкоджені фази або усі три фази пошкодженої лінії залежно від того, чи може бути допущений чи ні тривалий несиметричний режим роботи системи.

Автоматичне однофазне повторне включення фаз (ОАПВ), що відключилися, в деякій мірі збільшує і стійкість у зв'язку з підвищенням амплітуди характеристики потужності. При однофазному КЗ і однофазному відключенні можуть бути допущені невеликі швидкості ОАПВ навіть у найбільш жорстких умовах передачі потужності від віддалених станцій.

На рисунку 2.17 показані залежності допустимої тривалості повторного включення $\Delta t_{ПВ}$ при однофазному (1) і трифазному (2) відключенні однофазного КЗ в подібних умовах залежно від потужності P_0 , що передається.

Переваги пофазного відключення тут очевидні. Допустима за умовами динамічної стійкості тривалість повторного включення при пофазному відключенні настільки значна, що дозволяє не рахуватися у більшості випадків з деяким збільшенням часу деіонізації дугового проміжку, неминучим при однофазному відключенні зважаючи на підживлення дуги через зв'язки місткостей від неушкоджених фаз.

Для здійснення ОАПВ можуть бути використані вимикачі з помірним власним часом дії. Необхідним проте є розподіл приводів окремих фаз вимикача. У схемах релейного захисту має бути передбачена можливість вибору пошкоджених фаз.

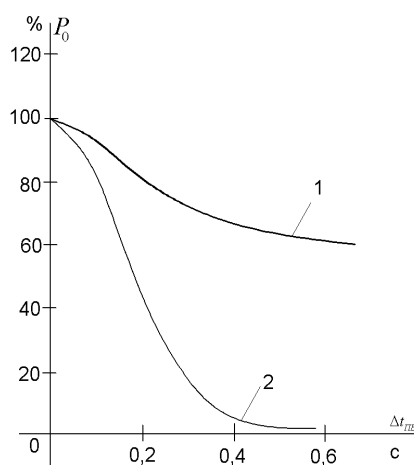


Рисунок 2.17 – Залежності граничної потужності, що передається, від тривалості повторного включення: 1 – при однофазному повторному включенні; 2 – при трифазному повторному включенні

Заземлення нейтралі трансформаторів і опори навантажень.

Різновид заземлення нейтралі трансформаторів чинить істотно вплив на динамічну стійкість системи при замиканнях на землю. У системах з

глухозаземленою нейтраллю однофазні замикання на землю мають характер КЗ з наслідками відносно динамічної стійкості, що звідси витікають. Навпаки, при ізольованій нейтралі (вірніше, при заземленні нейтралі через дугогасильний реактор) генератори практично зовсім не реагують на однофазне замикання, оскільки реактивний опір нульової послідовності системи дорівнює в цьому випадку нескінченності. Порушення синхронізму при цьому абсолютно унеможливлене. У системах з дугогасильними реакторами двофазне замикання на землю носить характер безпосереднього замикання між фазами, сприятливіший, ніж двофазне замикання на землю при глухозаземленій нейтралі.

Слід відразу ж відмітити, що в найбільш важких з точки зору стійкості умовах – при трифазному КЗ характер заземлення нейтралі ніякої ролі не відіграє, і отже відмова від глухого заземлення нейтралі є лише локальним засобом збільшення стійкості при замиканнях на землю.

Задовільне вирішення цього окремого завдання можна отримати шляхом заземлення нейтралі і через відносно невеликі реактивні і активні опори. При цьому можна уникнути деяких труднощів, властивих системам з дугогасильними реакторами.

Із збільшенням індуктивного опору, включеного в нейтраль трансформаторів, швидко зростає результуючий індуктивний опір нульової послідовності і стійкість системи підвищується.

У цьому випадку при індуктивному опорі в нейтралі, що дорівнює 14 %, коефіцієнт запасу для будь-якого часу відключення КЗ виходить однаковим і дорівнює його значенню при миттєвому відключенні пошкодженої лінії. Подальше збільшення опору, очевидно, недоцільне, оскільки при цьому просте відключення навантаженої лінії стало б важчою аварією, ніж однофазне КЗ. Таким чином, для забезпечення стійкості стає можливим обмежитися порівняно невеликим значенням індуктивного опору в нейтралі.

Дугогасильний реактор має значно вищий опір, і його перевага полягає не в пом'якшенні поштовху при КЗ, а в безпосередньому гасінні дуги при

однофазному замиканні, що дозволяє у більшості випадків уникнути подальшого відключення лінії. Ця обставина надзвичайно цінна для одноланцюгових ліній електропередачі, коли відключення повністю порушує зв'язок між генератором і приймальною системою.

При заземленні нейтралі через невеликий індуктивний опір до тих же, по суті, результатів призводить БАПВ. Проте для дуже довгих ліній передачі навіть ОАПВ може виявитися неприйнятним з міркувань стійкості, і тоді дугогасильний реактор є незамінним засобом підвищення надійності роботи електропередачі.

Резистори в нейтралі дають, мабуть, навіть кращі результати, ніж реактори.

При замиканнях на землю в активних опорах виникають втрати потужності, які підвищують навантаження генераторів і більшою чи меншою мірою компенсують зменшення потужності, що передається в систему. Проте збільшення втрат виявляється сприятливим лише до відомої межі. Надмірно великі втрати потужності можуть знову призвести до погіршення стійкості.

Питання для самоконтролю

1. Що називається електроенергетичною системою?
2. Які елементи складають простішу електричну систему?
3. Що таке режим електричної системи?
4. Що таке параметри системи?
5. Які види режимів електричної системи ви знаєте? Дайте характеристику кожному з них.
6. Що розуміють під «збуреннями» режиму?
7. Охарактеризуйте поняття «статична стійкість».
8. Охарактеризуйте поняття «динамічна стійкість».
9. Що таке ідеальна межа потужності?
10. Наведіть характеристику потужності синхронного генератора.
11. Що таке коефіцієнт запасу статичної стійкості системи?

12. За яких значень коефіцієнта статичної стійкості система вважається статично стійкою?
13. Критерій стійкості для СД.
14. Критерій стійкості для АД.
15. Який основний і найбільш поширений метод аналізу статичної стійкості?
16. Дайте визначення теореми Ляпунова.
17. Який вид КЗ є найбільш сприятливим та чому з точки зору динамічної стійкості системи ?
18. Які методи аналізу динамічної стійкості ви знаєте?
19. Які види динамічної стійкості ви знаєте?
20. Дайте характеристику процесу ресинхронізації.
21. Які пристрої встановлюють для того, щоб уникнути процесу випадіння генератора із синхронізму?
22. Які способи підвищення стійкості системи ви знаєте?
23. Назвіть заходи, які спрямовані на зміну параметрів елементів системи.
24. Назвіть спеціальні додаткові заходи підвищення стійкості системи.
25. Назвіть режимні заходи підвищення стійкості системи.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Перехідні процеси в системах електропостачання : підруч. для студ. вищ. навч. закл. / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків : ТОВ «В справі», 2016. – 260 с.
2. Єгоров О. Б. Математичне моделювання динамічних процесів в однофазних асинхронних двигунах : монографія / О. Б. Єгоров, О. Ю. Єгорова. – Харків : СПДФО Добринін В. Є., 2014. – 200 с.
3. Перехідні процеси в системах електропостачання : підручник для ВНЗ / 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., випр. та доп. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с.
4. Перехідні процеси в системах електропостачання : підручник / Г. Г. Півняк, В. М. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен ; за ред. академіка НАН України Г. Г. Півняка. – Вид. 2-е, випр. та доп. – Дніпропетровськ : Видавництво НГА України, 2000. – 597 с.
5. Розрахунок перехідних процесів у лінійних електричних колах : навч. посіб. / І. А. Курило, В. П. Грудська, Л. Ю. Спінул, М. А. Щерба. – Київ : НТУУ «КПІ», 2013. – 289 с.
6. Букович Н. В. Розрахунок струмів короткого замикання : навч. посіб. / Н. В. Букович, Г. Н. Міркевич. – Київ : УМК ВО, 1991. – 224 с.

Електронне навчальне видання

ЄГОРОВ Олексій Борисович,
ГЛІБОВА Марина Леонідівна

ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВКАХ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти всіх форм навчання, спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії»)

Відповідальний за випуск *О. Б. Єгоров*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *М. Л. Глебова*

План 2023, поз. 108Л

Підп. до друку 22.08.2023. Формат 60 × 84/16.

Ум. друк. арк. 5,2.

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002.

Електронна адреса: office@kname.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 5328 від 11.04.2017.