

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
імені В. Н. КАРАЗІНА

ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ

Навчально-методичний посібник
для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня денної
і заочної форм здобуття освіти за спеціальностями
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,
015.33 «Професійна освіта
(Енергетика, електротехніка та електромеханіка)»

Електронний ресурс

Харків – 2026

Рецензенти:

П. В. Васюченко – кандидат педагогічних наук, доцент кафедри електротехніки та електроенергетики навчально-наукового інституту «Українська інженерно-педагогічна академія»;

І. С. Варшамова – кандидат технічних наук, доцент кафедри електричних апаратів Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут».

*Затверджено до розміщення в мережі Інтернет рішенням Науково-методичної ради
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна
(протокол № 7 від 24 квітня 2026 року)*

Перехідні процеси в енергосистемах : навчально-методичний посібник
П-26 для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня денної і заочної форм здобуття освіти за спеціальностями 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», 015.33 «Професійна освіта (Енергетика електротехніка та електромеханіка)» [Електронний ресурс] / укладач: І. В. Пантелєєва. – Харків : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2026. – (PDF 142 с.).

Навчально-методичний посібник присвячено питанням перехідних процесів в енергосистемах. У навчальному посібнику, який містить два розділи, розглянуто питання електромагнітних, електромеханічних перехідних процесів.

Методичні вказівки призначені для поглибленого вивчення закономірностей виникнення та перебігу перехідних процесів в енергосистемах під час комутацій, аварійних режимів та дії зовнішніх збурень. У матеріалі подано теоретичні засади аналізу електромагнітних і електромеханічних перехідних процесів, наведено математичні моделі основних елементів енергосистеми та методи розв'язання диференціальних рівнянь, що описують динаміку мережі. Розглянуто характерні приклади перехідних явищ у трансформаторах, лініях електропередачі, вимикачах та компенсуювальних пристроях. Видання орієнтоване на студентів енергетичних спеціальностей, які виконують лабораторні й розрахункові роботи та готуються до професійної діяльності у сфері електроенергетики.

Кожен розділ містить питання для самоконтролю, наведено приклади розв'язання типових задач. Навчальний посібник містить перелік рекомендованої літератури.

УДК 621(075.5) ББК 31

ПЕРЕДМОВА

В умовах сьогодення зростає необхідність підготовки інженерних кадрів: відкриваються нові інженерні спеціальності та набувають розвитку інженерно-технічні факультети ВНЗ країни, інженерна професійна освіта набуває все більш провідного значення. Одним із шляхів удосконалення інженерної професійної освіти є підвищення її якості. Дисципліна «Перехідні процеси» є однією з профільюючих для електроенергетичних спеціальностей і спеціалізацій.

При вивченні курсу «Теоретичні основи електротехніки» студенти познайомилися з перехідними процесами в ланцюгах із зосередженими і розподіленими параметрами. При розгляді цих процесів виходили із в припущення, що ланцюг є однофазним і його живлення здійснюється від джерела з наперед відомою напругою (як за величиною, так і за законом її зміни). В цій дисципліні розглянуто дуже складні задачі, коли перехідний процес виникає в багатofазному ланцюзі, при цьому він одночасно протікає в самих джерелах живлення, у яких додатково приходять в дію автоматичні регулюючі пристрої, що вносить в розрахунки невідомі змінні величини.

У першому розділі посібника використовується матеріал, пройдений у дисциплінах «Вища математика» (операційне числення), «Теоретичні основи електротехніки» (лінійні ланцюги), «Електричні машини» (переважно синхронні і асинхронні машини) і «Електричні мережі і системи».

У свою чергу матеріал першого розділу використовується при подальшому вивченні інших спеціальних дисциплін: основного електрообладнання станцій, релейного захисту, автоматизації електричних систем та ін.

Практичні задачі, при розв'язку яких інженер стикається з необхідністю кількісної оцінки тих чи інших величин під час електромагнітного перехідного процесу, численні і різного роду. Проте всі вони врешті-решт мають на меті - забезпечити надійність роботи окремих елементів і електричної системи в цілому.

Другий розділ навчально-методичного посібника присвячено питанням стійкості електроенергетичних систем, оскільки аварії, пов'язані з порушеннями стійкості паралельної роботи в крупних системах, спричиняють розлад

електропостачання великих районів і міст. Ліквідація таких аварій і відновлення нормальних умов роботи представляє великі труднощі і вимагає багато часу і уваги чергового персоналу. При порівняно невеликій кількості аварій, що викликають порушення стійкості, найбільш аварійне недовідпущення енергії, припадає саме на короткі замикання.

Важкі наслідки таких аварій примушують приділяти значну увагу питанням збільшення стійкості як при проектуванні електричних станцій і мереж, так і при їх експлуатації. Проблема стійкості наклала глибокий відбиток на схеми комутації, режими роботи і параметри обладнання електричних систем.

Проблеми стійкості при передачі енергії на великі відстані мають виключно велике значення. Можна стверджувати, що стійкість систем є одним із основних факторів, що обмежують пропускну спроможність електропередач змінного струму великої протяжності.

Велику увагу в роботі приділено всім видам стійкості, методам їх аналізу; питанням ресинхронізації та способам підвищення стійкості електричних систем у сучасних умовах.

.

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА.....	4
РОЗДІЛ 1. ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ.....	7
1.1. Основні визначення і загальна характеристика процесу.....	8
1.2. Види КЗ і причини їх виникнення.....	9
1.3. Наслідки коротких замикань.....	11
1.4. Основні допущення у розрахунках струмів КЗ.....	14
ПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ.....	15
1.5. Система відносних одиниць. Основні методи приведення опорів елементів електричної системи.....	15
1.5.1. Точне приведення в іменованих одиницях.....	19
1.5.2. Точне приведення у відносних одиницях.....	19
1.5.3. Наближене приведення в іменованих одиницях.....	20
1.5.4. Наближене приведення у відносних одиницях.....	20
1.5.5. Особливості складання схем заміщення.....	21
1.6. Особливості розрахунку опорів елементів схеми заміщення.....	22
1.7. Способи перетворення схем заміщення.....	25
1.8. Розрахунок струму трифазного КЗ.....	31
1.9. КЗ у ланцюзі, що живиться від шин незмінної напруги. Основні вирази для визначення струму КЗ.....	32
1.10. Коротке замикання в ланцюзі, що живиться від джерела кінцевої потужності.....	42
1.11. Визначення ударного струму КЗ.....	47
1.12. Визначення струмів КЗ в довільний момент часу перехідного процесу...	50
ПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ.....	52
1.13. Розрахунок струмів несиметричних КЗ.....	53
1.14. Метод симетричних складових в розрахунку несиметричних КЗ.....	53
1.15. Особливості складання схем заміщення різних послідовностей.....	56
1.16. Опори елементів різних послідовностей.....	58
ПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ.....	61
1.17. Струми і напруга в місці несиметричного КЗ.....	62

ПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ.....	67
1.18. Правило еквівалентності прямої послідовності (правило Щедріна).....	68
1.19. Визначення повного струму в місці несиметричного КЗ.....	70
1.20. Способи обмеження рівнів струмів КЗ в електроустановках.....	71
ПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ.....	73
РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ.....	79
2.1. Загальні положення. Поняття про електричну систему та її режими.....	79
2.2. Стійкість простої електричної системи.....	84
2.3. Критерії стійкості елементів системи.....	97
2.4. Методи аналізу статичної стійкості.....	102
2.5. Методи аналізу динамічної стійкості.....	107
2.6. Метод площин.....	109
2.7. Метод послідовних інтервалів.....	115
2.8. Результируюча стійкість електричних систем.....	120
2.9. Процес випадання синхронного генератора з синхронізму і переходу в режим асинхронного ходу.....	122
2.10. Процес ресинхронізації.....	123
2.11. Способи підвищення стійкості системи.....	124
ПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ.....	138
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	140

РОЗДІЛ 1

ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

Короткі замикання в електричних установках

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 умови, 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, викликані

- 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 КЗ і причини їх виникнення

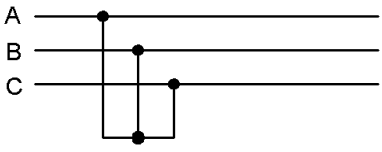
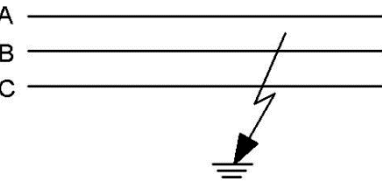
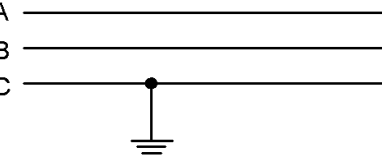
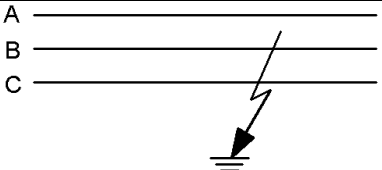
У трифазних системах із заземленою нейтраллю розрізняють такі види КЗ в одній точці:

- 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.

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

Іноді в процесі розвитку аварії первинний вид КЗ переходить в інший вид короткого замикання. Так, наприклад, в кабельних мережах (з 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. Так, 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 обладнанням;
- безпосередніми механічними ушкодженнями (наприклад, ушкодження кабелю при виконанні земельних 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.

Так, вже при пониженні напруги на 30-40 % впродовж 1 с і більше дуже завантажені двигуни промислового підприємства можуть зупинитися, що викличе 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. Слід зазначити, що ряд промислових виробництв взагалі не допускає ніяких (навіть короткочасних) перерв у електропостачанні.

При замиканнях на землю виникають неврівноважені системи струмів. Вони можуть створювати такі магнітні потоки, які достатні, щоб у сусідніх лініях зв'язку і сигналізації навести ЕРС, величини яких можуть бути небезпечні для обслуговуючого персоналу і апаратури цих ліній. Помітні впливи, що заважають, на лінії зв'язку виникають також при повздовжній несиметрії в системі.

Нарешті, при затримці відключення КЗ понад допустиму тривалість може статися порушення стійкості електричної системи, що є, по суті, одним з найбільш небезпечних наслідків КЗ, оскільки воно відбивається на роботі усієї системи, а системна аварія може призвести до великих народногосподарських збитків.

Для забезпечення надійної роботи енергосистем і запобігання ушкодженням устаткування при КЗ необхідно швидко відключати пошкоджену ділянку. До заходів, що зменшують небезпеку розвитку аварій, належить також правильний вибір апаратів за умовами КЗ, застосування струмообмежувальних пристроїв, вибір раціональної схеми мережі і тому подібне

Для здійснення вказаних заходів необхідно вміти визначати струм КЗ і характер його зміни в часі.

При проектуванні і експлуатації електричних установок і систем для вирішення багатьох технічних питань і завдань вимагається заздалегідь зробити ряд розрахунків, серед яких помітне місце займають розрахунки електромагнітних перехідних процесів і, зокрема, процесів 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 кількості заземлених нейтралей і їх розміщення у системі;
- вибір числа і потужності компенсуючих дугогасячих пристроїв;
- проектування і перевірка захисних заземлень;
- підбір характеристик розрядників і обмежувачів перенапруги;

- 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 припущення у розрахунках струмів КЗ

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 ряд допущень.

Зупинимося тільки на тих основних допущеннях, 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;
- нехтування струмами намагнічування трансформаторів і автотрансформаторів;
- збереження симетрії трифазної системи;
- нехтування 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;
- нехтування 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 (в межах 0,1-0,2 с із з моменту порушення режиму до відключення ушкодження) це допущення звичайно не вносить помітної похибки. Проте при виникненні істотних гойдань або випаданні машин із синхронізму досить надійний результат може бути 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 - в кратностях від їх номінальних значень і так далі. Тепер 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 служать для виміру як повних величин, так і їх складових (активних, реактивних і ін.).

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

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

$$U_{*(\phi)} = \frac{U}{U_\phi} \quad (1.4)$$

$$I_{*(\phi)} = \frac{I}{I_\phi} \quad (1.5)$$

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

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

де зірочка позначає, що величина виражена у відносних одиницях, а індекс (б) - 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

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

чи, інакше

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

де - z - заданий опір, Ом на фазу;

$I_{\bar{o}}$ - базисний струм, кА;

$U_{\bar{o}}$ - базисна міжфазна напруга, кВ;

$S_{\bar{o}}$ - базисна потужність, МВА.

З останніх виразів виходить, 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.

Активний опір трансформатора дуже малий. Тому, нехтуючи ним, можна вважати, що напруга короткого замикання трансформатора, що задається у відсотках: $u_{к\%} = z_{\%} \approx x_{\%}$. Якщо при цьому прийняти, що індуктивний опір розсіяння трансформатора приблизно змінюється пропорційно до квадрату числа витків його обмоток (що досить близько до дійсності), то задане значення $u_{к\%}$ слід відраховувати від напруги холостого ходу того відгалуження

регульованої обмотки, яке встановлене у трансформаторі.

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 (1000 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 набувають 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.

1.5.1. 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

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

$$\overset{0}{Z} = \frac{z_{\%}}{100} \bullet \frac{U_n^2}{S_n} \cdot K^2$$

1.5.2. Точне приведення у відносних одиницях

Передусім необхідно вибрати базисні умови (S_{δ} і U_{δ}). Якщо опір елемента заданий в Омах, вираз набере вигляду

$$\overset{0}{Z} = z_{(Om)} \bullet \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} \bullet K^2 \quad (1.18)$$

Якщо опір елемента задано у відносних одиницях або відсотках :

$$\overset{0}{Z} = z_* \bullet \frac{U_{\delta}^2}{U_n^2} \bullet \frac{S_{\delta}}{S_n} \cdot K^2 \quad (1.19)$$

$$Z_*^0 = \frac{Z}{100} \cdot \frac{U^2}{U_{\delta}^2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_n} \cdot K^2$$

1.5.3. 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

$$Z_{(Om)}^0 = Z_{(Om)} \cdot \left(\frac{U_{\text{сп.осн.}}}{U_{\text{сп.1}}} \right)^2 \quad (1.20)$$

Якщо опір елемента задано у відносних одиницях або відсотках :

$$Z^0 = Z_* \cdot \frac{U_{\text{сп.осн.}}^2}{S_n} \quad (1.21)$$

$$Z^0 = \frac{Z}{100} \cdot \frac{U_{\text{сп.осн.}}^2}{S_n}$$

1.5.4. Наближене приведення у відносних одиницях

Ступінь, де сталося к.з., являється і основним, і базисним. Середня номінальна напруга будь-якого ступеня схеми (його приведені значення), виражене у відносних одиницях за прийнятих базисних умов завжди дорівнює одиниці.

Якщо опір елемента задано в Омах

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

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

$$Z_*^0 = Z_* \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H}$$

(1.23)

$$Z_*^0 = \frac{Z_{\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H}$$

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

1.5.5. Особливості складання схем заміщення

Розрахунок струмів при трифазних к.з. виконується в такому порядку:

- - для даної 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 ЕДС $E_{рез.}$, були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором $x_{рез.}$;

- - знаючи результуючу ЕДС 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 рис. 1.1 наведено приклад розрахункової схеми

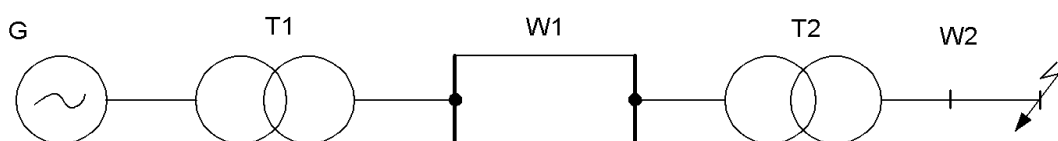


Рисунок 1.1 - Розрахункова схема ділянки електричної системи

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).

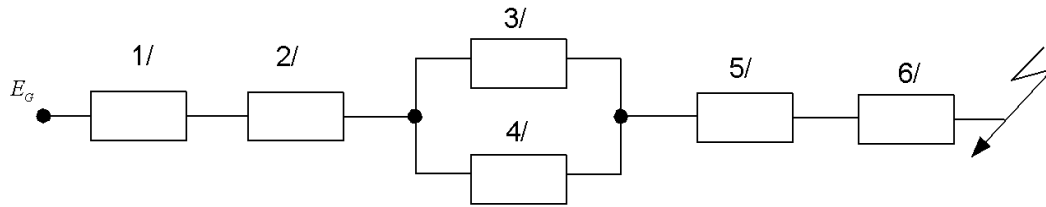


Рисунок 1.2 - Схема заміщення ділянки електричної системи

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
Двохобмотковий трансформатор			$x_T \% = U_{KB-H} \%$
Трьохобмотковий трансформатор, автотрансформатор			$x_{mB} \% = 0,5 \cdot (U_{KB-H} \% + U_{KB-C} \% - U_{KC-H} \%)$ $x_{mC} \% = 0,5 \cdot (U_{KB-C} \% + U_{KC-H} \% - U_{KB-H} \%)$ $x_{mH} \% = 0,5 \cdot (U_{KB-H} \% + U_{KC-H} \% - U_{KB-C} \%)$

Трьохфазний трансформатор з обмоткою нижчої напруги, розщепленої на дві гілки		1. $x_{mB} \% = 0,125 \cdot U_{\kappa B-H} \%$ $x_{mH1} \% = x_{mH2} \% = 1,75 \cdot U_{\kappa B-H} \%$ 2. $x_{mB} \% = U_{\kappa B-H} \% - 0,5 \cdot U'_{\kappa H1-H2} \%$ $x_{mH1} \% = x_{mH2} \% = U'_{\kappa H1-H2} \%$ $U'_{\kappa H1-H2} \%$ задається в каталогах відносно $S_{H1} = S_{H2} = 0,5 \cdot S_{ном.}$
---	--	--

У таблиці 1.3. наведено розрахункові вирази для визначення приведених значень опорів елементів електроустановки в іменованих і відносних одиницях. У таблиці 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.

№п/ n	Елемент електроустановк и	Початков и й параметр	Поіменовані одиниці	Відносні одиниці
1	Генератор	$x''_{d*ном.}$ $S_{ном.}$	$d \quad \frac{U^2}{S_{ном.}}$	$x = x'' \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{ном.}$
		$x''_{d\%}$ $S_{ном.}$	$x = \frac{x''_{d\%}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{ном.}}$	$x = \frac{x''_{d\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{ном.}$
2	Енергосистема	S_{κ}	$\frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{\kappa}}$	$x = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\kappa}$
		$I_{\kappa.з.}$	$\frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa.з.} \cdot U_{ср.}}$	$x = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{\kappa.з.}$
		x_{*c} S_c	$\frac{U^2}{S_c}$	$x_* = x_{*c} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_c}$
3	Трансформатор	$u_{\kappa\%}$ $S_{ном.}$	$\frac{u}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{ном.}}$	$x = \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{ном.}$
4	Реактор	x_p x_p % I	$\frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{U_{ср.}}$	$x_* = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot I_{нр} \cdot U_{нр}} \left(\frac{U_{нр}}{U_{\bar{\sigma}}} \right)^2$

5	Лінії електропередачі	x_0 l	$\frac{U^2}{U_{cp.ЛЭП}^2}$	$x_* = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_\delta}{U_{cp.ЛЭП}^2}$
6	Електродвигуни	x'_δ $S_{ном.}$	$x = x'_\delta \cdot \frac{S_{ном.}^2}{S_{ном.}}$	$x_* = x'_\delta \cdot \frac{S_\delta}{S_{ном.}}$

Примітка. $S_{ном.}$ - номінальні потужності елементів (генератора, трансформатора, енергосистеми, електродвигуна), МВА; S_δ - базисна потужність, МВА; S_k - потужність к.з. енергосистеми, МВА; $I_{к.з.}$ - струм к.з. від системи, кА; x_{*c} - відносний номінальний опір енергосистеми; $u_{к\%}$ - напруга к.з. трансформатора % (див. таблицю 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.

Середніх питомих індуктивних опорів повітря і кабельних ліній електропередачі.

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

Таблиця 1.5

Значення ЕРС джерел

№ п/п	Джерела	E'_*
1	Турбогенератор: До 100 МВт	1,08
	100-1000 МВт	1,13
2	Гідроенергетика із заспокійлюючими обмотками	1,13

3	Гідрогенератор без заспокійлюючих 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).

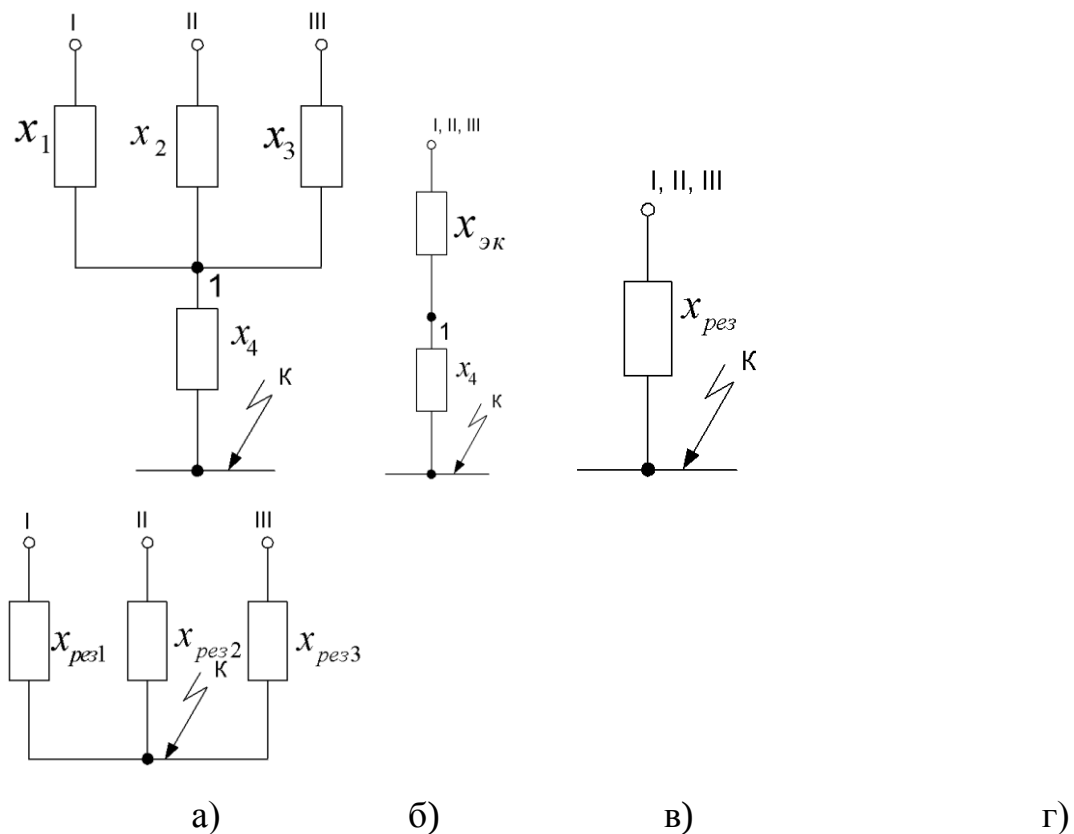


Рисунок 1.3 - Розподіл пов'язаних ланцюгів

Струми від джерел I, II, III проходять через загальний опір x_4 . Для того, щоб визначити струм, що поступає в точку КЗ від кожного джерела, необхідно перетворити схему до променевого виду, показаного на рисунку 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.

Складають схему заміщення для даної точки КЗ і шляхом поступового перетворення приводять її до вигляду, показаного на рисунку 1.3, а, причому в загальному випадку число гілок джерел може бути будь-яким.

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

:

$$x_{\text{эк}} = x_1 + x_2 + x_3 \quad (1.25)$$

Набувають відносного значення періодичної складової струму в місці ушкодження за одиницю ($I_{\Pi^*}=1$) і знаходять коефіцієнти розподілу, тобто долю участі в струмі КЗ кожного джерела. На підставі законів Кірхгофа можна записати

$$I_{\Pi^*I} + I_{\Pi^*II} + I_{\Pi^*III} = I_{\Pi^*} = 1,$$

а також

$$\frac{I_{\Pi^*I}}{I_{\Pi^*}} = \frac{x_{\text{эк}}}{x_1}; \quad \frac{I_{\Pi^*II}}{I_{\Pi^*}} = \frac{x_{\text{эк}}}{x_2} \text{ і так далі}$$

Звідси коефіцієнти розподілу по гілках

$$C_1 = I_{\Pi^*I} = \frac{x_{\text{эк}}}{x_1} \quad (1.26)$$

$$C_2 = I_{\Pi^*II} = \frac{x_{\text{эк}}}{x_2} \text{ і так далі}$$

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

Правильність обчислення коефіцієнтів можна перевірити через виконання умови

$$C_1 + C_2 + C_3 + C_n = 1 \quad (1.27)$$

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

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

$$x_{\text{рез2}} = \frac{x}{C_2} \text{ і так далі}$$

Визначення початкового значення періодичною складовою струму КЗ за відомою підсумковою схемою заміщення не представляє утруднень.

При розрахунку у відносних одиницях:

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

де E_* - ЕДС джерела; $x_{рез*}$ - результируючий відносний опір ланцюга КЗ, приведений до базисних умов; $I_{\bar{\phi}}$ - 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 рис. 1.4 – 1.6. Тут можна застосувати метод симетрії схеми або, інакше, метод дзеркального віддзеркалення.

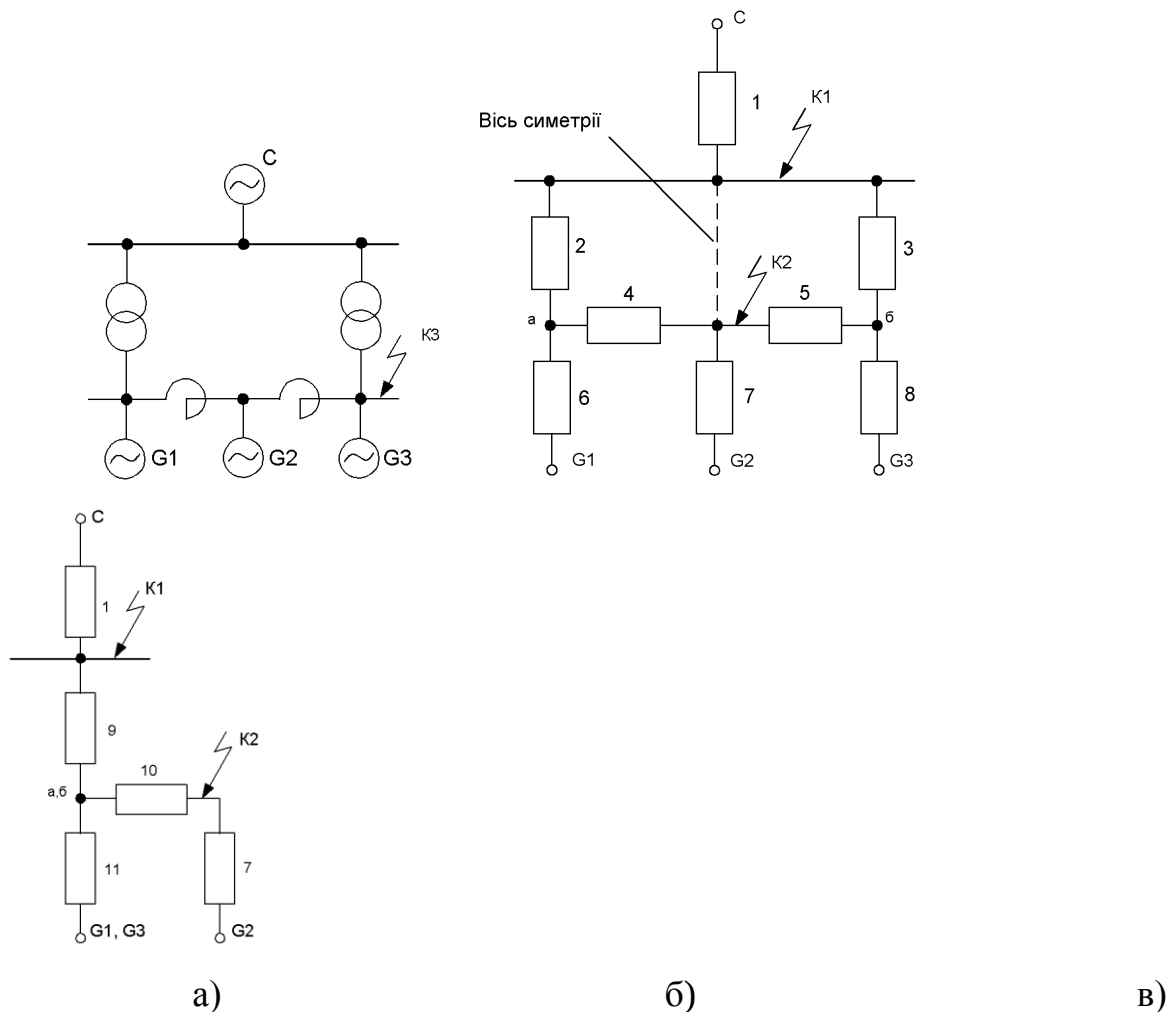


Рисунок 1.4 - Коротке замикання в симетричній складній схемі.

Якщо точка КЗ ділить схему на дві симетричні частини, наприклад, точки К1, К2 на рис. 1.4, а, б, то при однакових характеристиках генераторів G_1 , G_3 і трансформаторів вузли а і б схеми матимуть однакові потенціали, внаслідок чого їх можна об'єднати. При цьому гілки генераторів G_1 і G_3 об'єднують, представляючи їх еквівалентною машиною з $S = 2 \cdot S_n$.

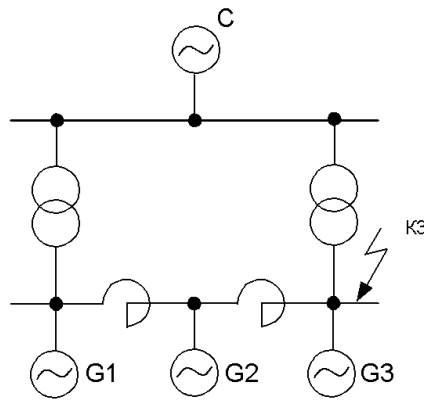


Рисунок 1.5 - Коротке замикання в складній несиметричній схемі.

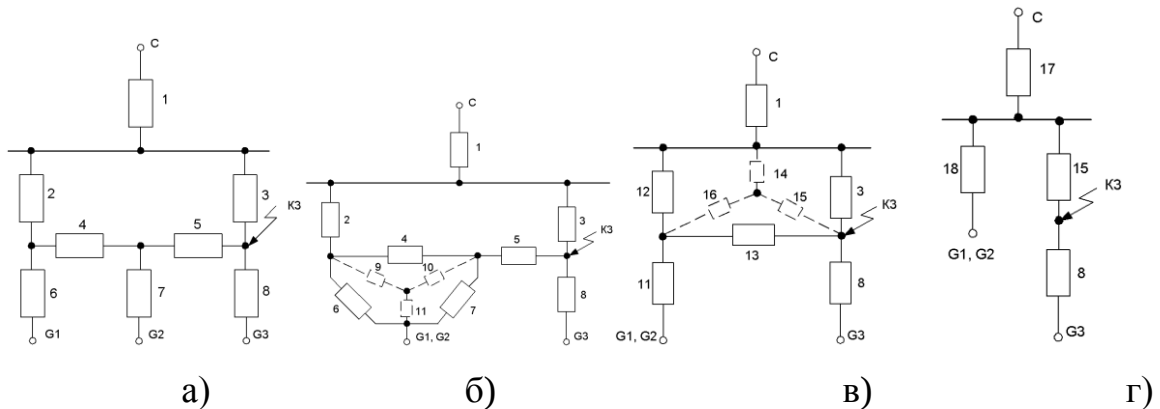


Рисунок 1.6 - Перетворення складної схеми по методу трикутник - зірка.

В результаті вийде схема, представлена на рис. 1.4. В 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 робиться за звичайними правилами.

Розглянемо випадки, показані на рис. 1.5. Схему заміщення приведено на рис. 1.6, а. Генератори G1 і G2 мають однакові ЕДС, 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 рис. 1.6, б. У схемі на рис. 1.6, в 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 рис. 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 КЗ

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.

Розглянемо особливості КЗ для кожного випадку.

1.9. КЗ у ланцюзі, що живиться від шин незмінної напруги. Основні вирази для визначення струму КЗ

На рисунку 1.7. показано простий симетричний трифазний ланцюг з активно-індуктивним опором, що характерно для більшості реальних електричних мереж. Ланцюг живиться від джерела, у якого в нормальному режимі роботи при КЗ на затисках зберігається симетрична і незмінна за значенням трьохфазна система напруги. Векторна діаграма даного ланцюга для нормального режиму роботи показана на рис. 1.8. а). Кут φ між струмом і напругою кожної фази визначається співвідношенням активних і індуктивних опорів усього ланцюга, включаючи навантаження.

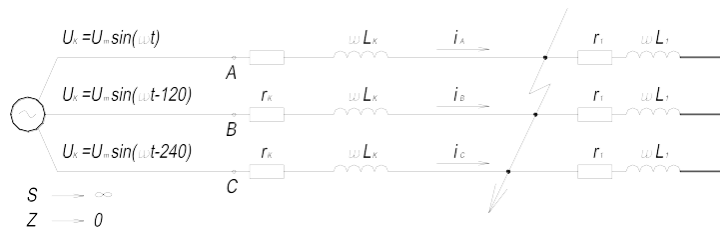


Рисунок 1.7 - Трьохфазний симетричний ланцюг, що живиться від шин незмінної напруги (від джерела нескінченної потужності).

Коротке замикання ділить ланцюг на дві частини: праву з опорами r_1 і $x_1 = \omega L_1$ в кожній фазі і ліву, яка містить джерело живлення і опору ланцюга r_k і $x_k = \omega L_k$. Процеси в обох частинах схеми при трьохфазному КЗ протікають незалежно.

Права частина даного ланцюга виявляється зашунтованою КЗ і струм в ній підтримуватиметься лише до тих пір, поки запасена в індуктивності L_1 енергія магнітного поля не перейде в тепло, що виділяється в активному опорі r_1 . Цей струм при активно-індуктивному характері опору ланцюга не перевищує струму нормального режиму i , поступово затухаючи до нуля, не представляє небезпеки для обладнання.

Зміна режиму в лівій частині ланцюга, що містить джерело живлення, за наявності індуктивності L_k також супроводжується перехідним процесом. З курсу "Теоретичні основи електротехніки" відоме рівняння, що описує цей

процес

$$u = i \cdot r_k + L_k \frac{di}{dt} \quad (1.30)$$

де u і i - відповідно миттєві значення напруги і струму даної фази.

Розв'язання цього рівняння дає вираз для миттєвого значення струму у будь-який момент часу t від початку КЗ

$$i_{kt} = \frac{U_m}{Z_k} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (1.31)$$

де U_m - амплітудне значення фазної напруги джерела; Z_k - повний опір приєднаної до джерела ділянки ланцюга (ланцюги КЗ); α - фазовий кут напруги джерела в момент $t=0$; φ_k - кут зрушення струму в ланцюзі КЗ відносно напруги джерела тієї ж фази; T_a - постійна часу ланцюга КЗ.

$$T_a = \frac{L_k}{r_k} = \frac{X_k}{\omega r_k} \quad (1.32)$$

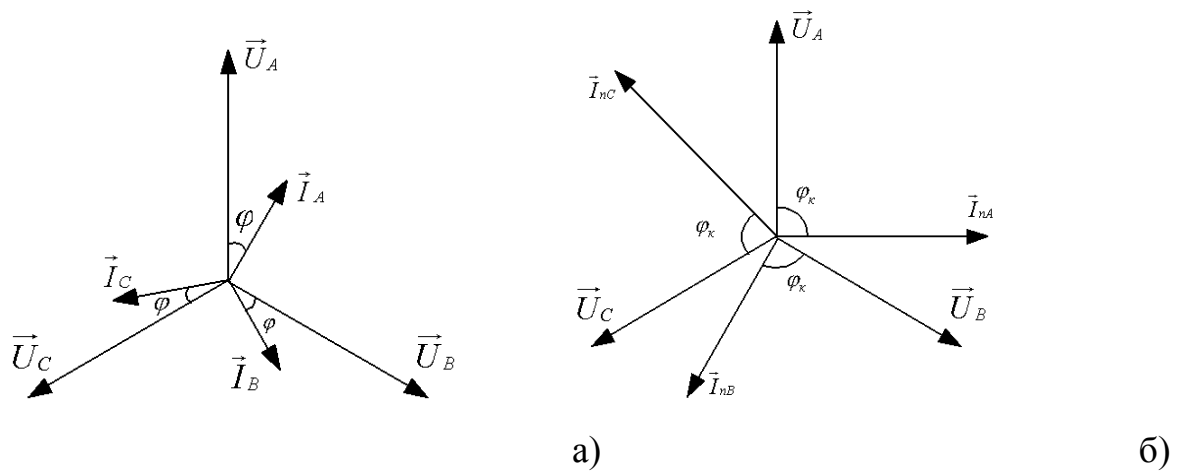


Рисунок 1.8 - Векторні діаграми струмів і напруги :

а- у нормальному режимі; б - при трьохфазному короткому замиканні.

Як видно з (1.31), повний струм КЗ складається з двох складових: **вимушеної**, обумовленої дією напруги джерела (перший член в правій частині рівняння), і **вільної**, обумовленої зміною запасу енергії магнітного поля в індуктивності (другий член рівняння).

Вимушена складова струму КЗ має періодичний характер з частотою, що дорівнює частоті напруги джерела. Називають цю складову зазвичай **періодичною** складовою струму КЗ.

$$i_{nt} = \frac{U_m}{Z_k} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) = I_{nm} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k), \quad (1.33)$$

де I_{nm} - амплітудне значення періодичної складової струму.

Кут зрушення φ_k між векторами струму і напруги визначається співвідношенням активних і індуктивних опорів ланцюга КЗ. Для реальних ланцюгів зазвичай $x_k \ll r_k$ і $\varphi_k = 45 \div 90^\circ$. Векторна діаграма для періодичної складової струму КЗ при $\varphi_k = 90^\circ$ показано на рис. 1.8, б.

Вільна складова струму

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (1.34)$$

має аперіодичний характер зміни, на підставі чого цю складову струму називають також аперіодичною складовою струму КЗ.

Початкове значення аперіодичної складової струму КЗ у кожній фазі визначиться за виразом (1.31) для моменту часу $t = 0$:

$$i_{a0} = i_{\kappa 0} - i_{n0}, \quad (1.35)$$

тут $i_{\kappa 0}$ - початкове значення струму КЗ, яке з урахуванням неможливості зміни струму стрибком в ланцюзі з індуктивністю дорівнює $i_{(0)}$ - струму попереднього режиму в цій фазі до моменту $t=0$. Значення періодичної складової струму при $t=0$ визначиться як

$$i_{n0} = I_{nm} \cdot \sin(\alpha - \varphi_k) \quad (1.36)$$

Певний інтерес представляють умови виникнення максимально можливого значення повного струму КЗ і його аперіодичної складової. З (1.35) і (1.36) при $x_{\kappa} \ll r_k$ і $\varphi_k \approx 90^\circ$ витікає, що максимальне значення струму і маленьке i_{a0} буде у разі, якщо напруга у момент виникнення КЗ проходить через нульове значення ($\alpha = 0$) і струму в ланцюзі до КЗ немає, тобто $i_{(0)} = 0$. При цьому $i_{a0} = I_{nm}$. Крива зміни струму за умови максимального значення аперіодичної складової показана на рис. 1.9. Тут $i_{a0} = I_{nm}$.

Максимальне миттєве значення повного струму настає звичайно через 0,01 с після початку процесу КЗ (рис. 1.9). Воно носить назву ударного струму і позначається i_y . Ударний струм визначиться з (1.31) для моменту часу $t=0,01$ с:

$$i_y = I_{nm} + I_{nm} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_a}} = I_{nm} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) \quad (1.37)$$

чи

$$i_y = \kappa_y \cdot I_{nm}, \quad (1.38)$$

де κ_y - ударний коефіцієнт, залежний від постійної часу ланцюга к.з., :

$$\kappa_y = \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) \quad (1.39)$$

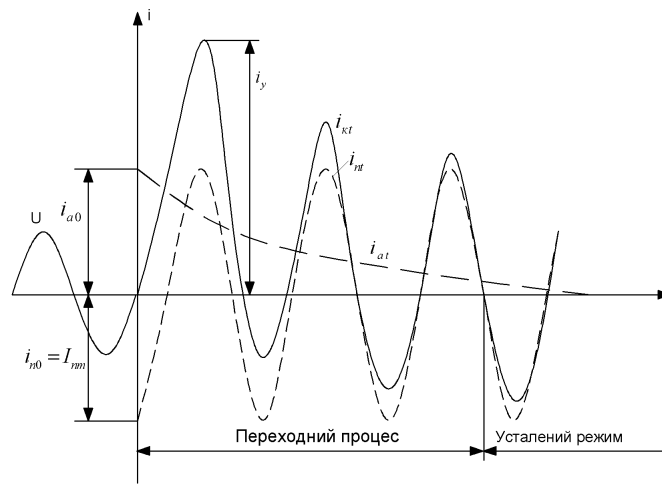


Рисунок 1.9 - Зміна струму КЗ в ланцюзі, що живиться від шин незмінної напруги при максимальному значенні аперіодичної складової

Перехідний процес у разі живлення від шин незмінної напруги завершується після загасання аперіодичної складової струму, і далі повний струм КЗ дорівнює його періодичній складовій, незмінній за амплітудою.

Діюче значення струму для довільного моменту часу КЗ дорівнює: періодичній складовій

$$I_{nt} = I_{n0} = \frac{I_{nt}}{\sqrt{2}} = \text{const} ; \quad (1.40)$$

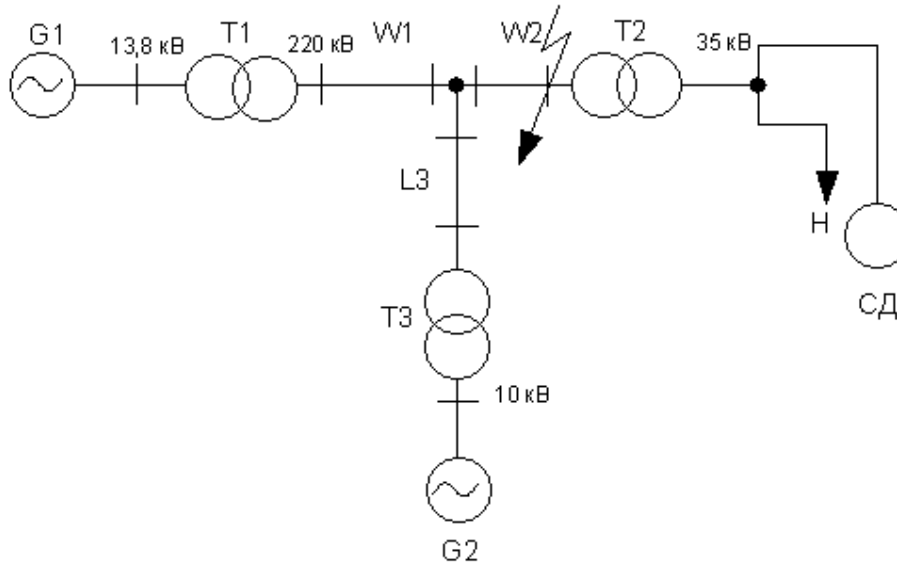
аперіодичній складовій повного
струму КЗ

$$I_{at} = i_{at} ; \quad (1.41)$$

$$I_{\kappa t} = \sqrt{I_{nt}^2 + i_{at}^2} . \quad (1.42)$$

ПРИКЛАД РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧІ

Дана схема:



Вихідні дані:

G1: $P_H = 150 \text{ МВт}$, $X''_d = 0,2$, $\cos\varphi = 0,8$; G2: $P_H = 100 \text{ МВт}$, $X''_d = 0,125$, $\cos\varphi = 0,8$;

T1: $S_H = 125 \text{ МВА}$, $U_K = 11\%$; T2: $S_H = 63 \text{ МВА}$, $U_K = 10\%$; T3: $S_H = 80 \text{ МВА}$, $U_K = 9,5\%$;

Комплексне навантаження: $S_H = 35 \text{ МВА}$, $X_H = 0,35$;

Синхронний двигун: $S_{CD} = 15 \text{ МВА}$, $X'_d = 0,2$;

ПЛЕП 1: $W_1 = 40 \text{ км}$, $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$; ПЛЕП 2: $W_2 = 60 \text{ км}$, $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$;

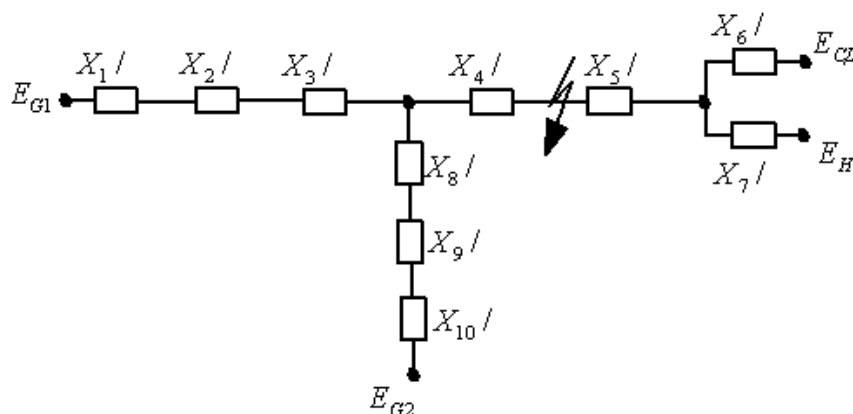
ПЛЕП 3: $W_3 = 50 \text{ км}$, $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$; $K_{y0} = 1,65$

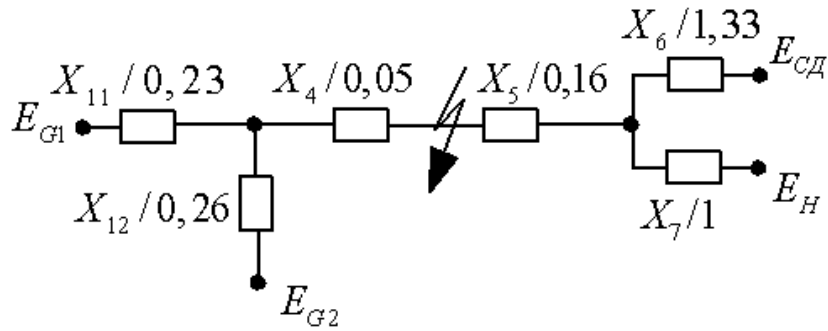
Треба визначити періодичну складову в момент часу $t=0$ - I_{n0} та ударний струм короткого замикання - i_{y0} .

Відповідь: $I_{n0} = 1,83 \text{ кА}$, $i_{y0} = 4,27 \text{ кА}$.

Рішення:

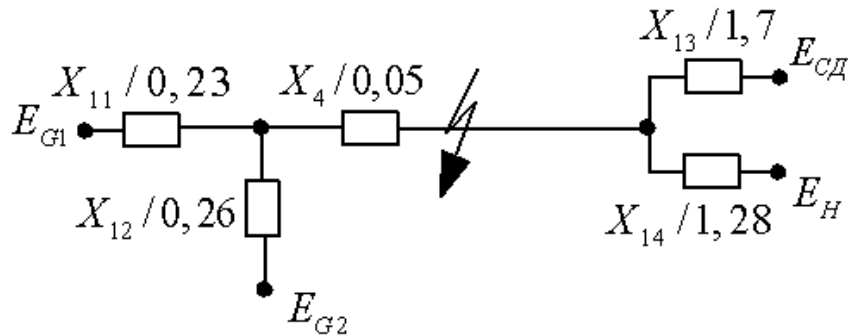
Складаємо схему заміщення.





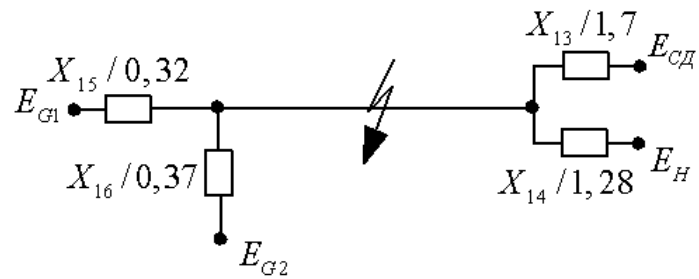
Використовуємо метод коефіцієнтів участі:

1. Результируючий опір: $Z_{рез.} = \frac{\overset{0}{X_{6*}} \cdot \overset{0}{X_{7*}}}{\overset{0}{X_{6*}} + \overset{0}{X_{7*}}} = \frac{1,33 \cdot 1}{1,33 + 1} = 0,57$;
2. Коефіцієнти участі: $C_1 = \frac{Z_{рез.}}{\overset{0}{X_{6*}}} = \frac{0,57}{1,33} = 0,43$, $C_2 = \frac{Z_{рез.}}{\overset{0}{X_{7*}}} = \frac{0,57}{1} = 0,57$.
3. Загальний опір: $Z_{заг.} = Z_{рез.} + \overset{0}{X_{5*}} = 0,57 + 0,16 = 0,73$;
4. Нові опори: $\overset{0}{X_{13*}} = \frac{Z_{заг.}}{C_1} = \frac{0,73}{0,43} = 1,7$, $\overset{0}{X_{14*}} = \frac{Z_{заг.}}{C_2} = \frac{0,73}{0,57} = 1,28$.



Використовуємо метод коефіцієнтів участі:

1. Результируючий опір: $X_{рез.} = \frac{\overset{0}{X_{11*}} \cdot \overset{0}{X_{12*}}}{\overset{0}{X_{11*}} + \overset{0}{X_{12*}}} = \frac{0,23 \cdot 0,26}{0,23 + 0,26} = 0,122$;
2. Коефіцієнти участі: $C_1 = \frac{X_{рез.}}{\overset{0}{X_{11*}}} = \frac{0,122}{0,23} = 0,53$, $C_2 = \frac{X_{рез.}}{\overset{0}{X_{12*}}} = \frac{0,122}{0,26} = 0,47$.
3. Загальний опір: $X_{заг.} = X_{рез.} + \overset{0}{X_{4*}} = 0,122 + 0,05 = 0,172$;
4. Нові опори: $\overset{0}{X_{15*}} = \frac{X_{заг.}}{C_1} = \frac{0,172}{0,53} = 0,32$, $\overset{0}{X_{16*}} = \frac{X_{заг.}}{C_2} = \frac{0,172}{0,47} = 0,37$.



Знаходимо періодичну складову в момент часу $t=0$ - I_{r0} :

$$I_{n0} = \left(\frac{E_{G1}}{X_{15*}} + \frac{E_{G2}}{X_{16*}} + \frac{E_{CD}}{X_{13*}} + \frac{E_{AH}}{X_{14*}} \right) \cdot I_{\phi};$$

$$E_{G1} = 1 + X'_d \cdot \sin \varphi = 1 + 0,2 \cdot 0,6 = 1,12; \quad E_{G2} = 1 + X'_d \cdot \sin \varphi = 1 + 0,125 \cdot 0,6 = 1,075;$$

$$E_{CD} = 1,1; \quad E_H = 0,85;$$

$$I_{n0} = \left(\frac{1,12}{0,36} + \frac{1,075}{0,37} + \frac{1,1}{1,7} + \frac{0,85}{1,28} \right) \cdot 0,25 = (3,11 + 2,91 + 0,65 + 0,66) \cdot 0,25 = 1,83 \text{ кА}$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot K_{y0} \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 1,83 = 4,27 \text{ кА}.$$

1.10. Коротке замикання в ланцюзі, що живиться від джерела кінцевої потужності

На відміну від попереднього в цьому випадку розглядаються такі пошкодження, при яких опір ланцюга КЗ дорівнює нулю (замикання на виводах генератора) або одного порядку з опором генератора.

При малій електричній віддаленості місця ушкодження істотний вплив на перехідний процес робить АРЗ генератора. Для спрощення розглянемо спочатку генератор з відключеним АРЗ. У такій машині струм збудження i_f залишається постійним і забезпечує незмінний магнітний потік збудження Φ_f .

На рис. 1.10 показано генератор, що живить простий трифазний ланцюг КЗ. Основна особливість цього випадку полягає в тому, що параметри генератора і їх зміна в перехідному режимі істотно впливають на хід процесу КЗ.

Не вдаючись до подробиць процесу раптового КЗ синхронного генератора, яке розглянуто в курсі "Електричні машини", відмітимо лише коротко чинники, що визначають характер зміни струму КЗ в часі.

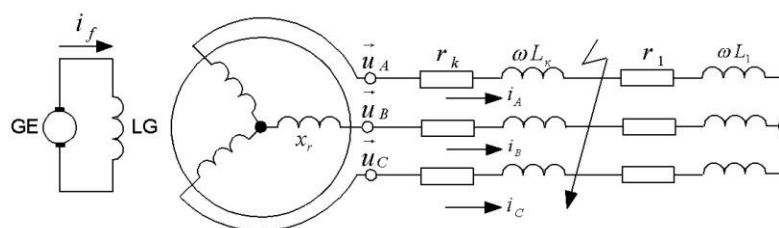
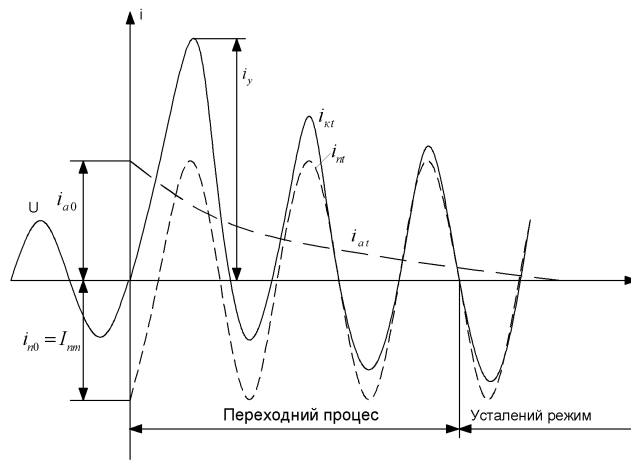


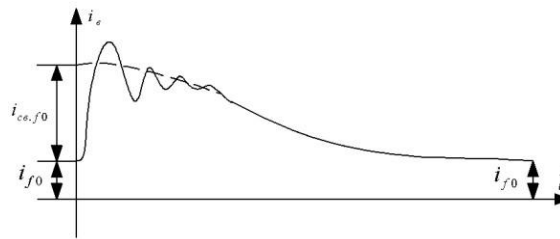
Рисунок 1.10 - Трифазний симетричний ланцюг, що живиться від синхронного генератора

На рис. 1.11, а наведено криву зміни струму в одній фазі ланцюга, що живиться від генератора без АРЗ. Показано криву зміни повного струму КЗ і окремих його складових. Момент виникнення КЗ відповідає випадку, коли аперіодична складова струму і повний струм досягають максимального значення.

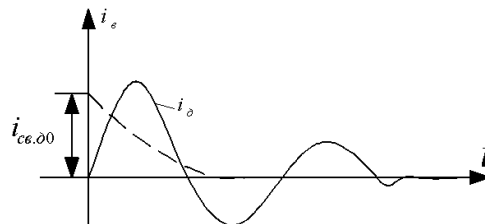
Проведемо аналіз чинників, що мають вплив на величину і характер зміни окремих складових повного струму КЗ у часі.



а)



б)



в)

Рисунок 1.11 - Крива зміни струмів при КЗ:

а- повного струму і його складових;

б- струму в обмотці збудження;

в- струму в демпферній (заспокійливій) обмотці генератора.

При роботі генератора на холостому ході під дією струму ротора в машині наводиться магнітний потік збудження Φ_f . У момент виникнення КЗ в статорі генератора з'являється струм. Періодична складова струму відстає від напруги на виводах генератора на кут φ_k , визначуваний параметрами ланцюга КЗ. Протікаючи по обмотках генератора, періодична складова струму створює

магнітний потік Φ_{cm} , який буде спрямований назустріч до потоку збудження Φ_f , як потік реакції якоря по повздовжній осі ротора (рис. 1.12).

На шляху потоку Φ_{cm} , знаходяться два провідні контури: короткозамкнутий контур демпферної обмотки (тільки у гідрогенераторів) і замкнутий на збудник контура обмотки збудження.

У сталих режимах роботи генератора потік Φ_{cm} замикається через сталь ротора. У перехідному процесі позначається наявність на цьому шляху згаданих вище контурів. Контури демпферної обмотки і обмотки збудження мають індуктивність, в якій під дією Φ_{cm} наводяться ЕДС і виникають вільні струми, - відповідно $i_{cвД}$ і $i_{cвф}$. Потік Φ_{cm} нерухомий відносно ротора, тому струми $i_{cвД}$ і $i_{cвф}$ мають аперіодичний характер (рис. 1.11, б, в).

Із сказаного виходить, що ЕРС машини в початковий момент КЗ не змінюється стрибком, а дорівнює значенню ЕРС попереднього режиму.

Параметри, якими характеризується генератор у момент КЗ ($t=0$) називають **надперехідними**: надперехідний опір генератора по повздовжній осі x_d'' ; надперехідна ЕРС, діюче фазне значення якої позначають як E_ϕ' .

Початкове значення періодичної складової струму КЗ позначають: I_{nm} - амплітуда, I_{n0} - діюче значення за перший період.

Аперіодична складова струму КЗ затухає, як було показано вище, за експонентою з постійною часу T_a . У цьому випадку опір ланцюга КЗ і генератора сумірні, тому при обчисленні T_a необхідно враховувати відповідні опори обмотки статора.

Таким чином

$$T_a = \frac{X_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}}, \quad (1.43)$$

Розглянемо тепер, як відбуватиметься процес КЗ при включеному АРЗ. В цьому випадку зниження напруги при КЗ компенсується збільшенням струму збудження, причому при зниженні напруги на виводах генератора нижче 0,85 - 0,9 від номінального спрацьовує форсування збудження, що забезпечує наростання збудження генератора до граничного значення. Таким чином, АРЗ

змінює магнітний потік збудження Φ_f , ЕРС генератора, а отже, і струм КЗ (рис. 1.12)

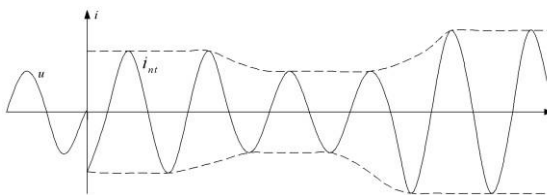


Рисунок 1.12 - Криві зміни струму КЗ синхронного генератора за наявності автоматичного регулятора напруги

Усі АРЗ діють з невеликим запізнюванням. Крім того, значна індуктивність обмотки збудження генератора призводить до затримки збільшення струму ротора. В результаті цього дія АРЗ починає проявлятися тільки через деякий час після виникнення КЗ. Із сказаного можна зробити висновок, що АРЗ не впливають на струм КЗ в перші періоди короткого замикання. Початкові значення періодичної і аперіодичної складових струму, процес загасання останньої, а отже, і ударний струм залишається таким же, як і в розглянутому вище випадку роботи генератора без АРЗ.

Глибина зниження напруги на виводах генератора при КЗ, а отже, і реакція системи регулювання залежать від електричної віддаленості місця ушкодження. На рис. 1.13 наведено криві зміни діючого значення періодичної складової струму КЗ в часі при різній віддаленості місця КЗ від генератора. При замиканні на виводах машини робота АРЗ чинить слабкий вплив на струм КЗ, оскільки розмагнічуюча дія реакції якоря переважає (рис. 1.13, а).

Із збільшенням x_k відношення сталого струму I_∞ до початкового I_{n0} зростає. При певних значеннях x_k I_∞ може бути більшим від I_{n0} .

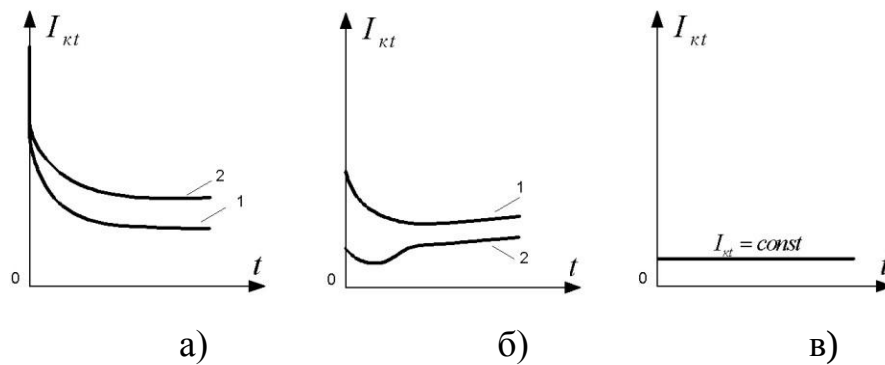


Рисунок 1.13 - Характер зміни періодичної складової струму КЗ для генераторів з АРЗ при різній віддаленості місця ушкодження :

- а) КЗ на затисках генератора (1 - генератор без АРЗ; 2 - генератор з АРЗ);
- б) КЗ за опором $x_{\kappa} (1 - x_{\kappa} = x_d'')$;
- в) КЗ у віддаленій точці.

Як правило, це має місце, коли опір x_{κ} перевищує опір генератора в 4-6 разів. В цьому випадку форсування збудження не лише компенсує зниження напруги на генераторах, але і спричиняє додатковий приріст потоку $\Phi_{рез}$ і ЕДС (рис. 1.13, б).

При подальшому збільшенні електричної віддаленості місця ушкодження струм КЗ зменшується і коротке замиканням все менше впливає на роботу генератора.

Віддаленою точкою КЗ умовно називають таке місце в електричній мережі, при короткому замиканні в якому струм в генераторах станцій змінюється настільки мало, що можна знехтувати зміною ЕРС і напруги генераторів і вважати напругу на їх затисках незмінною і рівною номінальній. Тому при КЗ у віддаленій точці періодична складова струму не змінюється і з першого ж моменту часу струм КЗ набуває свого сталого значення I_{nt} . Очевидно, що в цьому випадку характер зміни струму в ланцюзі буде таким же, як і при живленні від шин незмінної напруги (рис. 1.13, в).

1.11. Визначення ударного струму КЗ.

Для ланцюгів з переважаючою індуктивністю $\varphi_k \approx 90^\circ$ умова виникнення найбільшої такою, що аперіодичною складає і умова, при якій досягається максимум миттєвого значення повного струму дуже близькі один до одного. Тому в практичних розрахунках максимальне миттєве значення повного струму к.з., яке називають ударним струмом КЗ i_y , зазвичай знаходять при найбільшому значенні тієї, що аперіодичної складає (рис. 1.9.), вважаючи, що він настає приблизно через півперіоду, що при $f = 50 \text{ Гц}$ складає близько 0,01 с після виникнення КЗ.

Таким чином, вираз для ударного струму КЗ можна записати у такому вигляді:

$$i_y = I_{nt} + I_{nt} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}} = I_{nt} (1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}), \quad (1.44)$$

$$\text{де} \quad K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (1.45)$$

який називають ударним коефіцієнтом, показує перевищення ударного струму над амплітудою періодичної складової, його величина знаходиться в межах $1 < K_y < 2$, що відповідає граничним значенням T_a , тобто $T_a = 0 (n\pi L_k = 0)$ і $T_a = \infty$ при $r_k = 0$.

Враховуючи, що $I_{nt} = \sqrt{2} I_{n0}$, отримаємо

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n0} \quad (1.46)$$

Природно, чим менше T_a , тим швидше затухає аперіодична складова і тим, відповідно, менший ударний коефіцієнт. Вплив цієї складової позначається лише на початковій стадії перехідного процесу.

Якщо КЗ сталося на виводах генератора, то для його гілки постійна T_a може бути взята з каталогу. Зокрема, можна скористатися даними таблиці 1.7.

Таблиця 1.7.

Значення T_a і κ_y для сучасних генераторів і синхронних компенсаторів

<i>Тип генератора або синхронного компенсатора</i>	T_a, c	κ_y	<i>Тип генератора або синхронного компенсатора</i>	T_a, c	κ_y
T2-6-2	0,106	1,913	ТВВ-500-2	0,34	1,971
T2-12-2	0,106	1,913	ТГВ-500	0,468	1,98
ТВС-32	0,249	1,961	ТВВ-800-2	0,33	1,97
ТВФ-60-2	0,245	1,96	ТВВ-1000-2	0,44	1,978
ТВФ-63-2	0,222	1,955	ТВВ-1200-2	0,38	1,973
ТВФ-100-2	0,417	1,976	КС-16-6	0,145	1,934
ТВФ-120-2	0,4	1,975	КС-16-11	0,16	1,939
ТВВ-160-2	0,267	1,963	КСВБ-50-11	0,23	1,957
ТВВ-165-2	0,41	1,976	КСВБ-100-11	0,25	1,961
ТВВ-200-2	0,31	1,969	КСВБ-160-15	0,257	1,962
ТВВ-220-2	0,326	1,97	Гідрогенератори	0,05-0,45	1,82-1,979
ТГВ-200	0,546	1,982	явнополюсні з		
ТВВ-320-2	0,368	1,973	демпферними		
ТГВ-300	0,54	1,981	обмотками		
ТВМ-300	0,392	1,975	Те ж, але без		
			демпферних обмоток	0,1-105	1,905-1,98

Якщо КЗ сталося на деякому видаленні від генераторів, то для кожної гілки результуючої схеми заміщення постійна часу T_a може бути знайдена орієнтовно по вираженню:

$$T_a = \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}}, \quad (1.47)$$

де $x_{рез}$ і $r_{рез}$ - відповідно результуючі індуктивні і активні опори ланцюга К.

Для спрощення зазвичай можна не розраховувати T_a , а скористатися середніми значеннями T_a і κ_y , приведеними в таблицю 1.8., для характерних точок електромереж.

Таблиця 1.8.

Значення постійної часу загасання аперіодичної складової струму КЗ і ударного коефіцієнта

<i>№ n/n</i>	<i>Елементи або частини енергосистеми</i>	<i>Ta, з</i>	<i>Ky</i>
1	Турбогенератори потужністю, МВт: 12-60 100-1000	0,16-0,25 0,4-0,54	1,94-1,955 1,975-1,98
2	Блоки, що складаються з турбогенератора потужністю 60 МВт і трансформатора (на стороні ВН), при номінальній напрузі генератора, кВ: 6,3 10	0,2 0,15	1,95 1,935
3	Блоки, що складаються з турбогенератора і трансформатора, що підвищує, при потужності генераторів МВт : 100-200 300 500 800	0,26 0,32 0,35 0,3	1,965 1,97 1,973 1,967
4	Система, пов'язана із збірними шинами, де розглядається к.з., повітряними лініями напругою, кВ: 35 110-150 220-330 500-750	0,02 0,02-0,03 0,03-0,04 0,06-0,08	1,608 1,608-1,717 1,717-1,78 1,85-1,895
5	Система, пов'язана із збірними шинами 6-10 кВ, де розглядається к.з., через трансформатори потужністю, МВА в одиниці 80 і вище 32-80 5,6-32	0,06-0,15 0,05-0,1 0,02-0,05	1,85-1,935 1,82-1,904 1,6-1,82
6	Гілки, захищені реактором з номінальним струмом, А: 1000 і вище 630 і нижче	0,23 0,1	1,956 1,904
7	Розподільні мережі напругою 6-10 кВ	0,01	1,369

1.12. Визначення струмів КЗ в довільний момент часу перехідного процесу

Значення періодичної і аперіодичної складових струму КЗ для часу $t > 0$ необхідно знати для вибору комутаційної апаратури.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначати струми КЗ, обчислюється як $\tau = t_{c,g} + 0,01$ с, де $t_{c,g}$ - власний час вимикача. Для сучасних вимикачів воно не перевищує 0,2 с.

Аперіодична складова струму КЗ дорівнює

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

а за умови максимального значення

$$i_{at} = I_{nm} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{(1.48)^{\frac{t}{T_a}}}$$

$$2 \cdot I_{n0} \cdot e$$

Для прискорення розрахунків значення $e^{-\frac{t}{T_a}}$ доцільно визначати по кривих рис. 1.14 при відомих величинах t і T_a .

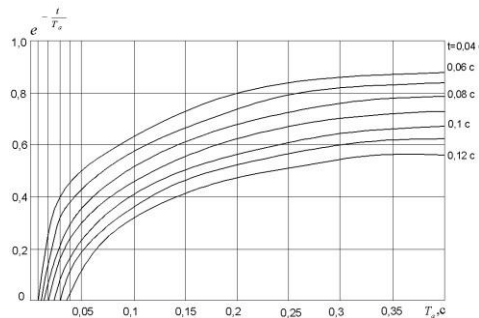


Рисунок 1.14 - Криві визначення загасання аперіодичної складової струму КЗ

При визначенні значень періодичної складової струму КЗ для моментів часу до 0,5 с керівні вказівки [44] рекомендують **метод типових кривих**.

Цей метод засновано на використанні кривих зміни в часі відношення діючих значень періодичною складовою струму КЗ від генератора в довільний момент часу ($I_{nt,z}$) і в початковий момент короткого замикання ($I_{n0,z}$) при різних віддаленостях точки ушкодження. Останні характеризуються відношенням $I_{n0,z} / I'_{ном}$, де $I'_{ном}$ - номінальний струм генератора, приведений до того ступеня напруги, де знаходиться точка КЗ; цей струм можна визначити за формулою

$$I'_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к} \cdot \cos\varphi_{ном}}; \quad (1.49)$$

тут $P_{ном}$ і $\cos\varphi_{ном}$ - номінальні значення потужності, МВт, і коефіцієнта потужності генератора відповідно; $U_{ср.к}$ - середня напруга того ступеня, кВ, на якій знаходиться точка КЗ.

Типові криві $\frac{I_{ntr}}{I'_{ном}} = f(t)$ при різних значеннях відношення $\frac{I_{n0r}}{I'_{ном}}$ наведено на рисунку 1.15.

При проведенні кривих було прийнято, що для турбогенераторів і синхронних компенсаторів граничне збудження перевищує номінальну напругу збудження в 2 рази, а для гідрогенераторів - в 1,8. Постійна часу наростання напруги на обмотці збудження генераторів і синхронних компенсаторів при форсуванні збудження прийнята рівною нулю; виняток становить крива, що відповідає $\frac{I_{n0r}}{I'_{ном}} = 8$: при її побудові постійна часу наростання напруги на обмотці збудження генератора була прийнята рівною 0,25 с. Криві справедливі для турбогенераторів потужністю від 12 до 800 МВт, гідрогенераторів потужністю до 500 МВт і усіх великих синхронних компенсаторів.

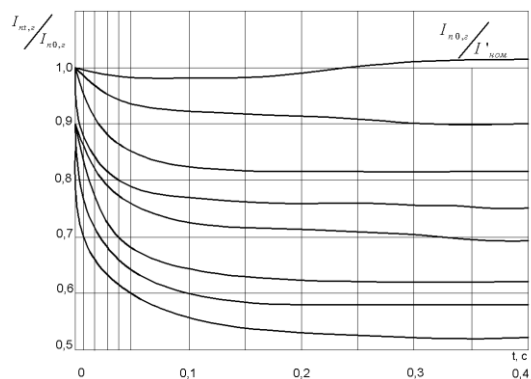


Рисунок 1.15 - Типові криві визначення загасання періодичної складової струму КЗ

При значенні відношення $\frac{I_{n0r}}{I'_{ном}}$, меншому від одиниці, можна вважати

$$I_{n,z} = I_{n0z} = const \text{ (віддалена точка).}$$

Якщо розрахункова схема має один генератор (чи декілька однотипних генераторів, що знаходяться в однакових умовах по відношенню до точки КЗ),

то розрахунок струму КЗ в довільний момент часу з використанням методу типових кривих доцільно робити в такому порядку

1) визначити початкове значення періодичної складової струму в місці КЗ від генератора (чи групи генераторів) і знайти відношення $\frac{I_{n0z}}{I'_{ном}}$.

За наявності декількох однотипних генераторів в (49) замість $P_{ном}$ треба підставляти сумарну потужність усіх генераторів;

2) по кривій $\frac{I_{ntz}}{I_{n0z}} = f(t)$, що відповідає знайденому значенню відношення $\frac{I_{n0z}}{I'_{ном}}$, для потрібного моменту часу t знайти відношення струмів $\frac{I_{ntz}}{I_{n0z}}$;

3) по знайдених в п.п. 1 і 2 значеннях I_{n0z} і $\frac{I_{ntz}}{I_{n0z}}$ визначити діюче значення періодичної складової струму КЗ від генератора або групи генераторів у момент часу t .

Метод типових кривих доцільно застосовувати в тих випадках, коли точка КЗ знаходиться на виводах генераторів (синхронних компенсаторів) або на невеликій електричній віддаленості від них, наприклад, за трансформаторами зв'язку електростанції з енергосистемою. Усі генератори (синхронні компенсатори), значно віддалені від точки КЗ, і іншу частину енергосистеми слід замінювати одним джерелом і вважати напругу на його шини незмінною по амплітуді. Якщо таке джерело (енергосистема) пов'язане з точкою КЗ безпосередньо, тобто незалежно від генераторів, розташованих поблизу місця КЗ, то діюче значення періодичної складової струму від енергосистеми при трифазному КЗ для будь-якого моменту часу можна вважати рівним $I_{nt} = I_{n0} = \text{const}$.

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?

1.13. Розрахунок струмів несиметричних КЗ

У трифазних мережах можуть виникати такі види несиметричних КЗ: двофазне, однофазне і двофазне КЗ на землю, тобто замикання між фазами з одночасним з'єднанням місця ушкодження із землею.

Зазвичай вид КЗ вказують в дужках над символом, що означає який-небудь параметр КЗ (наприклад, $I_{n0}^{(3)}$, $I_{n0}^{(2)}$, $I_{n0}^{(1)}$, $I_{n0}^{(1,1)}$ - відповідно позначення початкових значень періодичних складових струмів при трифазному, двофазному, однофазному і двофазному КЗ на землю).

Струми в пошкоджених фазах при несиметричних КЗ значно перевищують струми неушкоджених фаз і за значенням у ряді випадків можуть перевершувати струми трифазного КЗ. У зв'язку з цим з'являється необхідність в розрахунках параметрів несиметричних КЗ, які зазвичай виконуються з використанням методу симетричних складових.

1.14. Метод симетричних складових в розрахунку несиметричних КЗ

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. 1.16).

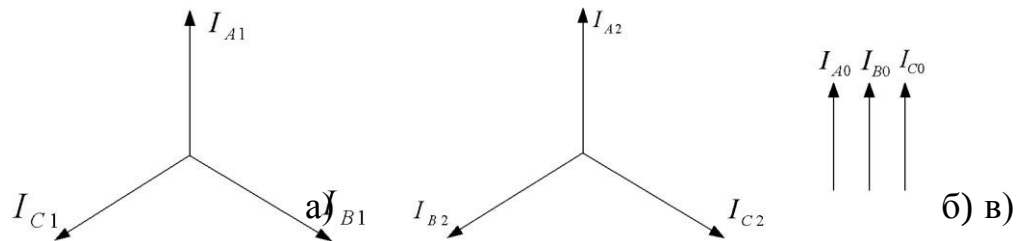


Рисунок 1.16-а) система струмів прямої послідовності; б) система струмів зворотної послідовності; в) система струмів нульової послідовності.

Таким чином, для кожної фази можна записати

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

Використовуючи вектор повороту $\mathbf{a}$, аргумент якого дорівнює $-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$,

систему (50) можна представити через одну фазу, наприклад фазу А

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

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

$$\begin{aligned}\dot{\Delta U}_1 &= \dot{I}_1 \cdot jx_1; \\ \dot{\Delta U}_2 &= \dot{I}_2 \cdot jx_2; \\ \dot{\Delta U}_0 &= \dot{I}_0 \cdot jx_0.\end{aligned}\tag{1.52}$$

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 складати окремі схеми заміщення для кожної послідовності (рис. 1.17).

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 ЕДС 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.1.17). Враховуючи сказане, відповідно до другого закону Кірхгофа можна записати наступні вирази для визначення симетричних складових в місці КЗ

$$\dot{U}_{H1} = \dot{E}_\phi - \dot{I}_{H1} \cdot jx_{1\text{рез}};$$

$$\dot{U}_{H2} = \dot{E}_\phi - \dot{I}_{H2} \cdot jx_{2\text{рез}}; \quad (1.53)$$

$$\dot{U}_{H0} = \dot{E}_\phi - \dot{I}_{H0} \cdot jx_{0\text{рез}}.$$

де $\dot{U}_{H1}, \dot{U}_{H2}, \dot{U}_{H0}$ - симетрична складова напруга в місці КЗ;

$\dot{I}_{H1}, \dot{I}_{H2}, \dot{I}_{H0}$ - 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;

$\dot{E}_\phi$ - результуюча ЕРС прямої послідовності джерел, що живлять короткозамкнутий ланцюг (фазне значення).

Протікання струмів зворотної і нульової послідовностей умовно можна розглядати як результат виникнення в місці КЗ напруги відповідних послідовностей. По мірі просування по ланцюгу від місця КЗ до джерел живлення напруга прямої послідовності зростає від $\dot{U}_{\kappa 1}$ до $\dot{E}_\phi$, а напруга нульової і зворотної послідовностей зменшується відповідно від $\dot{U}_{H0}$ і $\dot{U}_{H2}$ до нуля.

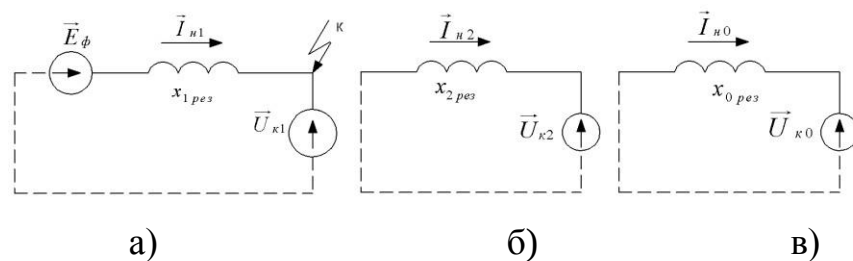


Рисунок 1.17 - Результуючі схеми прямої (а), зворотної (б) і нульової (в) послідовностей.

1.15. 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 рис. 1.18 наведено розрахункову схему (рис. 1.18, а) і схеми заміщення для всіх послідовностей при однофазному КЗ в точці КЗ (рис. 1.18, б, в, г).

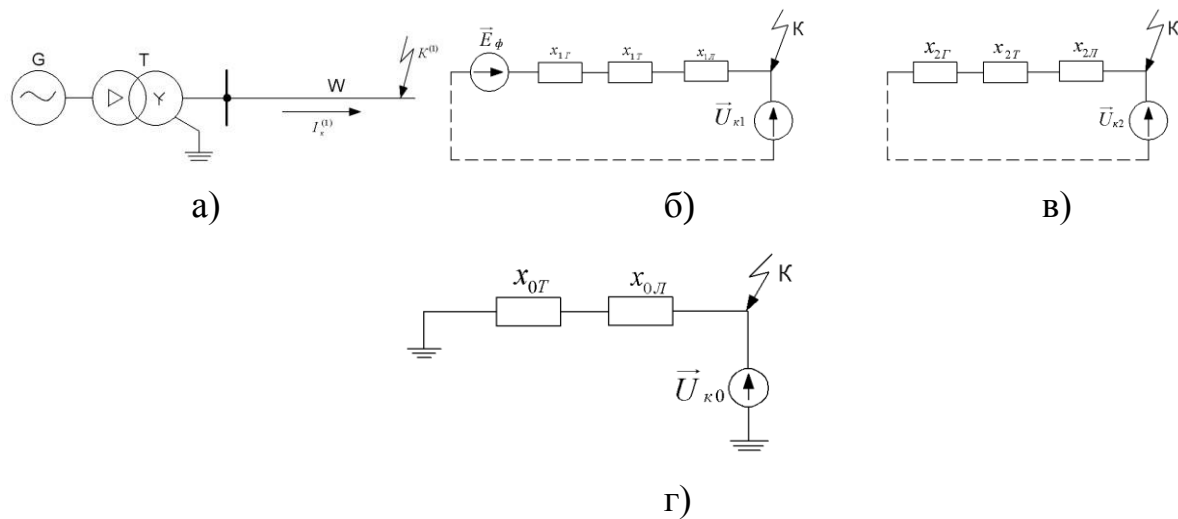


Рисунок 1.18 - Приклад складання схем заміщення окремих послідовностей.

Схема прямої послідовності не відрізняється від схеми заміщення, що складається при обчисленні струмів трифазного КЗ (рис. 1.18, б): $x_{1\text{рез}} = x_{1\Gamma} + x_{1T} + x_{1Л}$.

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: $x_{2\text{рез}} = x_{2\Gamma} + x_{2T} + x_{2Л}$.

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. 1.18, 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 троти 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. 1.18, г): $x_{0\text{рез}} = x_{0T} + x_{0Л}$.

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 $x_{2\text{рез}} = x_{1\text{рез}}$. Результуючі опори схем окремих послідовностей визначають так само, як і при розрахунку трифазного КЗ, перетворюючи схему заміщення до простого вигляду.

1.16. Опори елементів різних послідовностей

1. *Індуктивний опір прямої послідовності* будь-якого елементу 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.

2. *Опір зворотної послідовності.* Для тих елементів ланцюга, у яких взаємодія 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 $x_1 \neq x_2$.

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

3. 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 $\frac{x_0}{x_1}$ (таблиця 1.9.).

Таблиця 1.9.

№ n/n	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

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

Якщо однофазне ушкодження сталося з боку трансформатора, де обмотка сполучена в трикутник або зірку без заземленого нуля або нульового провада, 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.

На рис. 1.19. наведено схеми з'єднання обмоток і схеми заміщення для найбільш поширених типів двохобмоточних і трьохобмоточних трансформаторів, а також для трьохобмоточного автотрансформатора.

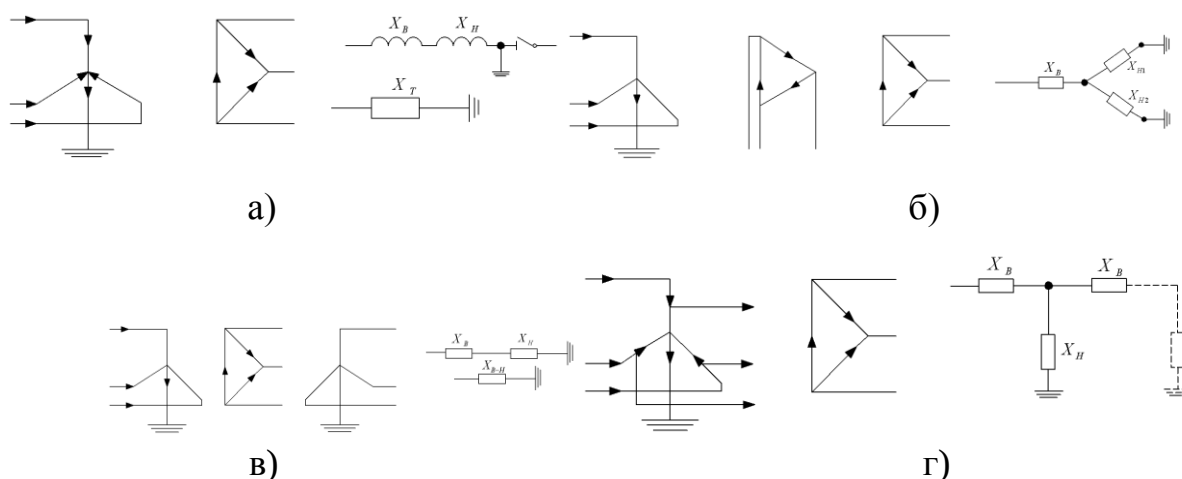


Рисунок 1.19 - Схеми заміщення трансформаторів для струмів нульової послідовності

Для усіх двохобмоточних трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток Y/Δ (рис. 1.19, а) індуктивний опір нульової послідовності дорівнює:

$$x_0 = x_B + x_H = x_1,$$

тобто до індуктивного опору прямої послідовності. Аналогічно будується схема заміщення нульової послідовності трансформатора з розщепленою обмоткою нижчої напруги (рис. 1.19, б). У вторинних обмотках цих трансформаторів наводиться ЕРС нульовій послідовності, і оскільки фази обмотки сполучені в трикутник, в них виникають струми нульової послідовності, що не виходять за межі трикутника. Таким чином, вся наведена у вторинній обмотці ЕРС нульова послідовність витрачається на проведення струму нульової послідовності в опорі вторинної обмотки x_H . В схему заміщення введені опори x_B і x_H (рис. 1.19, а і б). Зовнішній ланцюг обмотки, сполученої в трикутник, є від'єднаним, і кінці гілки x_H заземлені.

На рис. 1.19, в, г показано схеми розміщення трьохобмоточних трансформаторів і автотрансформаторів відповідно. У схемі заміщення трансформатора не бере участь обмотка, сполучена в зірку з незаземленою нейтраллю, оскільки в ній не можуть циркулювати струми нульової послідовності. У разі автотрансформатора в схемі заміщення беруть участь усі обмотки, оскільки через автотрансформатор струми нульової послідовності можуть переходити з боку вищої напруги на сторону середньої напруги і навпаки, оскільки обмотки ВН і СН мають загальну нейтраль.

Опори схеми заміщення x_B , x_C і x_H знаходять за формулами, як для випадку трьохфазного КЗ.

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?

1.17. Струми і напруга в місці несиметричного КЗ

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 ЕДС джерела живлення E_{ϕ} .

Для спрощення подальшого аналізу розглянемо випадок, показаний на рис. 1.20, за позитивний напрям струмів приймемо напрям до місця КЗ.

Двофазне коротке замикання. При КЗ між фазами В і С граничні умови будуть такими (рис. 1.20, а) :

$$\dot{I}_{\kappa A}^{(2)} = 0; \quad \dot{I}_{\kappa B}^{(2)} = -\dot{I}_{\kappa C}^{(2)}; \quad \dot{U}_{\kappa B}^{(2)} = \dot{U}_{\kappa C}^{(2)}$$

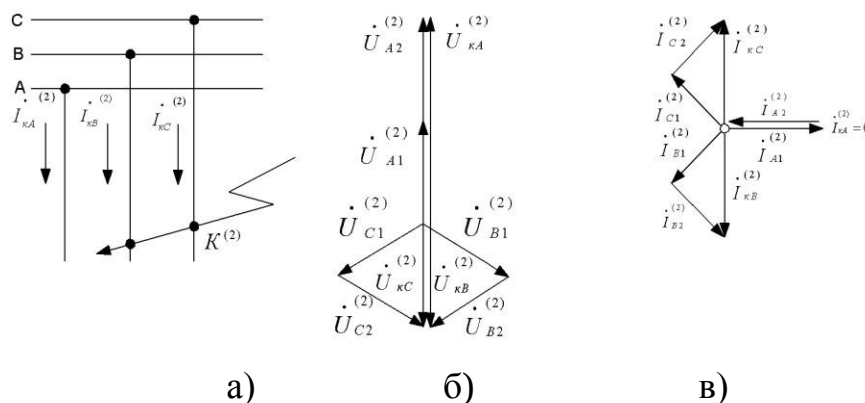


Рисунок 1.20 - Векторні діаграми при двофазному КЗ

При двофазному КЗ відсутні струми нульової послідовності, тому

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

Для фази А можна записати

$$I_{\kappa A(2)} = I_{\kappa A1} + I_{\kappa A2} = 0,$$

$$\text{звідки } I_{\kappa A1}^{(2)} = -I_{\kappa A2}^{(2)}.$$

Враховуючи, що $U_{\kappa B}^{(2)} = U_{\kappa C}^{(2)}$, можна встановити, що симетричні складові в місці КЗ рівні між собою

$$U_{\kappa A1}^{(2)} = U_{\kappa A2}^{(2)}$$

Відповідно до цього можна записати

$$\dot{E}_\phi - I_{\kappa A1}^{(2)} \cdot jx_{1\text{рез}} = -I_{\kappa A2}^{(2)} \cdot jx_{2\text{рез}} = I_{\kappa A1}^{(2)} \cdot jx_{2\text{рез}}$$

звідки отримуємо

$$I_{\kappa A1}^{(2)} = \frac{\dot{E}_\phi}{j(x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}})} \quad (1.54)$$

Тепер можна визначити повні струми КЗ в пошкоджених фазах

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

і аналогічно

$$I_{\kappa C}^{(2)} = j\sqrt{3} I_{\kappa A1}^{(2)}$$

Таким чином, повний струм КЗ у пошкоджених фазах рівний

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} I_{\kappa A1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \dot{E}_\phi}{x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}}} \quad (1.55)$$

Симетричну складову напругу в місці КЗ можна визначити, як

$$U_{\kappa A1}^{(2)} = \dot{E}_\phi - I_{\kappa A1}^{(2)} \cdot jx_{1\text{рез}} = I_{\kappa A1}^{(2)} \cdot jx_{2\text{рез}};$$

$$U_{\kappa A2}^{(2)} = -I_{\kappa A2}^{(2)} \cdot jx_{2\text{рез}} = I_{\kappa A1}^{(2)} \cdot jx_{2\text{рез}} = U_{\kappa A1}^{(2)}$$

Далі можна визначити фазні значення напруги в місці КЗ

$$U_{\kappa A}^{(2)} = 2 I_{\kappa A1}^{(2)} \cdot jx_{2\text{рез}};$$

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

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 відомим 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 рис. 1.20, 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. 1.20, 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. 1.21, а) характеризується наступними умовами

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

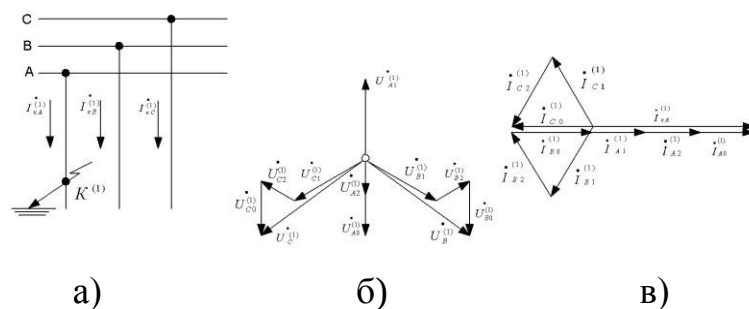


Рисунок 1.21 - Векторні діаграми при однофазному КЗ

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

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

звідки

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

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

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

$$\dot{U}_{\kappa A2}^{(1)} = -\dot{I}_{\kappa A1}^{(1)} \cdot jx_{2pez} = -\dot{I}_{\kappa A1}^{(1)} jx_{2pez};$$

$$\dot{U}_{\kappa A0}^{(1)} = -\dot{I}_{\kappa A1}^{(1)} \cdot jx_{0pez} = -\dot{I}_{\kappa A1}^{(1)} jx_{0pez}.$$

На підставі отриманих співвідношень можуть бути побудовані векторні діаграми напруги (рис. 1.21, б) і струмів (рис. 1.21, в).

Двофазне коротке замикання на землю. Коротке замикання фаз В і С між собою і одночасно на землю (Рис. 1.22, а) характеризується такими умовами

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

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

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

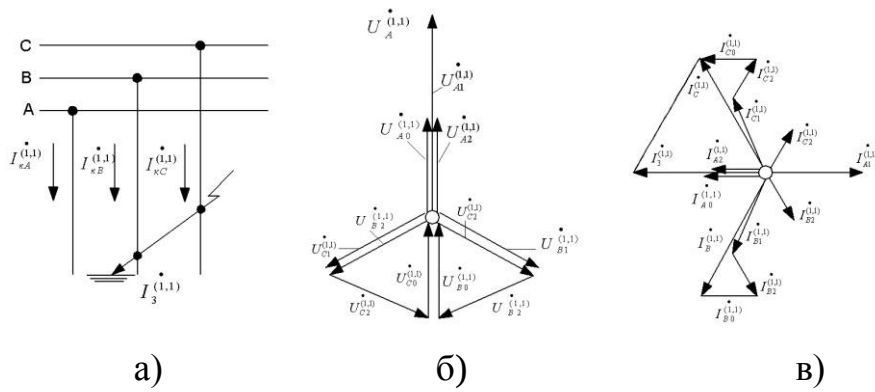


Рисунок 1.22 - Векторні діаграми при двофазному КЗ на землю

З останнього співвідношення з урахуванням (1.53) отримаємо

$$j I_{\kappa A2}^{(1,1)} x_{2\text{рез}} = I_{\kappa A0}^{(1,1)} j x_{0\text{рез}}.$$

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

$$I_{\kappa A0}^{(1,1)} = - I_{\kappa A1}^{(1,1)} \frac{x_{2\text{рез}}}{x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}}}$$

і аналогічно

$$I_{\kappa A2}^{(1,1)} = - I_{\kappa A1}^{(1,1)} \frac{x_{0\text{рез}}}{x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}}}.$$

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

$$I_{\kappa A1}^{(1,1)} = E_{\phi} - I_{\kappa A1}^{(1,1)} j x_{1\text{рез}} = U_{\kappa A0}^{(1,1)},$$

а потім після підстановки

$$U_{\kappa A0}^{(1,1)} = - I_{\kappa A0}^{(1,1)} j x_{0\text{рез}} = - I_{\kappa A0}^{(1,1)} j \cdot \frac{x_{2\text{рез}} \cdot x_{0\text{рез}}}{x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}}} = E_{\phi} - I_{\kappa A1}^{(1,1)} j x_{1\text{рез}}.$$

В результаті виходить

$$I_{\kappa A1}^{(1,1)} = \frac{E_{\phi}}{j \cdot (x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}})}. \quad (1.58)$$

Струми пошкоджених фаз в місці КЗ

$$I_{\kappa B}^{(1,1)} = \left(a^2 - \frac{x_{2\text{рез}} + a \cdot x_{0\text{рез}}}{x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}}} \right) \cdot I_{\kappa A1}^{(1,1)}$$

$$\dot{I}_{\kappa C}^{(1,1)} = \left(a - \frac{x_{2\text{pez}} + a^2 \cdot x_{0\text{pez}}}{x_{2\text{pez}} + x_{0\text{pez}}} \right) \cdot \dot{I}_{\kappa A1}^{(1,1)}.$$

Модулі виразів в дужках однакові і рівні

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

Повне значення струму КЗ в пошкоджених фазах

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

Струм в землі $\dot{I}_3^{(1,1)} = 3 \cdot \dot{I}_{\kappa A0}^{(1,1)}$.

Напруга неушкодженої фази в місці КЗ складе $U_{\kappa A}^{(1,1)} = 3 \cdot \dot{U}_{\kappa A1}^{(1,1)}$.

Векторні діаграми напруги і струмів представлені на рис. 1.22, б і в.

ПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ:

1. Визначте граничні умови для однофазного КЗ.
2. Яким чином співвідносяться між собою 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?

1.18. Правило еквівалентності прямої послідовності (правило Щедріна)

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 даного виду КЗ

$$\text{У загальному вигляді } \dot{I}_{n01}^{(n)} = \frac{\dot{E}_\phi}{j \cdot (x_{1\text{рез}} + \Delta x^{(n)})} \quad (1.60).$$

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

$$\Delta x^{(2)} = x_{2\text{рез}} ;$$

$$\Delta x^{(1)} = x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}} . \quad (1.61)$$

$$\Delta x^{(1,1)} = \frac{x_{2\text{рез}} \cdot x_{0\text{рез}}}{x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}}} .$$

Струм прямої послідовності будь-якого 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 рис. 1.23 наведено схему заміни несиметричного КЗ еквівалентним трифазним для визначення величини струму прямої послідовності.

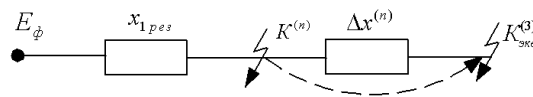


Рисунок 1.23 - Заміна несиметричного к.з. еквівалентним трьохфазним КЗ

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

1.19. Визначення повного струму в місці несиметричного КЗ

Загальне вираження для струму прямої послідовності для будь-кого несиметричного КЗ

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

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

$$I_{\text{КЗ}}^{n0} = m_{(n)} \cdot I_{n01}^{(n)} \quad (1.62)$$

де m - коефіцієнт пропорційності, залежний від виду КЗ; (n) - індекс виду КЗ

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

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

Розрахункові формули для визначення параметрів несиметричних КЗ наведено в таблиці 1.10.

Таблиця 1.10.

Розрахункові формули для визначення симетричних складових при різних видах несиметричних КЗ

№ $n \backslash n$	Розрахункова величина	Вид несиметричного к.з.		
		Двофазне КЗ.	Двофазне КЗ. на землю	Однофазне КЗ
1	Електрична віддаленість місця ушкодження,	$x_{2\text{рез}}$	$x_{2\text{рез}} \cdot x_{0\text{рез}}$	$x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}}$

$\Delta x^{(n)}$				
2	Коефіцієнт $m^{(n)}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2\text{рез}} \cdot x_{0\text{рез}}}{(x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}})^2}}$	3
3	Струм прямої послідовності $I_{\kappa A1}^{(n)}$	$\frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j \cdot (x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}})}$	$\frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j \cdot (x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}})}$	$\frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j \cdot (x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}})}$
4	Струм зворотної послідовності $I_{\kappa A2}^{(n)}$	$-\dot{I}_{\kappa A1}$	$-\dot{I}_{\kappa A1} \cdot \frac{x_{0\text{рез}}}{x_{0\text{рез}} + x_{2\text{рез}}}$	$\dot{I}_{\kappa A1}^{(n)}$
5	Струм нульової послідовності $I_{\kappa A0}^{(n)}$	0	$-\dot{I}_{\kappa A1} \cdot \frac{x_{2\text{рез}}}{x_{0\text{рез}} + x_{2\text{рез}}}$	$\dot{I}_{\kappa A1}$
6	Струм в землі $I_3^{(n)}$	0	$-3 \cdot \dot{I}_{\kappa A1} \cdot \frac{x_{2\text{рез}}}{x_{0\text{рез}} + x_{2\text{рез}}}$	$3 \cdot \dot{I}_{\kappa A1}$

Вираз для напруги прямої послідовності для будь-якого несиметричного КЗ

$$U_{1(n)} = j \cdot \Delta x_{(n)} \cdot I_{n01(n)}^{(n)} \quad (1.63)$$

Аперіодична складова струму несиметричного КЗ знаходиться звичайним шляхом

$$i_a^{(n)} = 2 \cdot I_{n0}^{(n)} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (1.64)$$

де T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової.

Ударний струм при несиметричному КЗ визначається за відомою формулою

$$i_{\psi(n)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(n)} \cdot \kappa_{\psi(n)} \quad (1.65)$$

Для визначення значень періодичною складовою струму несиметричного КЗ в довільний момент часу $t > 0$ застосовується **метод типових кривих**.

1.20. Способи обмеження рівнів струмів КЗ 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. [22].

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

1. 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.

2. 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.

3. Широке використання трансформаторів з розщепленими обмотками низької напруги особливо важливе в системах

електропостачання власних потреб електричних станцій, де рівні струмів КЗ досить значні.

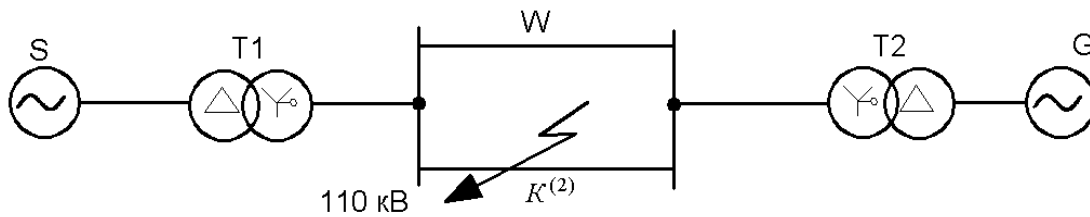
4. З метою обмеження рівнів струмів однофазних КЗ в мережах напругою 110 ÷ 220 кВ іноді йдуть на розземлення нейтралей силових трансформаторів.

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?

ПРИКЛАД РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧІ

Дана схема:



Вихідні дані:

Система: $S_C = 1000 \text{ МВА}$, $X_C = 1,5 \text{ Ом}$;

T1: $S_H = 80 \text{ МВА}$, $U_K = 11\%$;

T2, T3: $S_H = 60 \text{ МВА}$, $U_K = 10,5\%$;

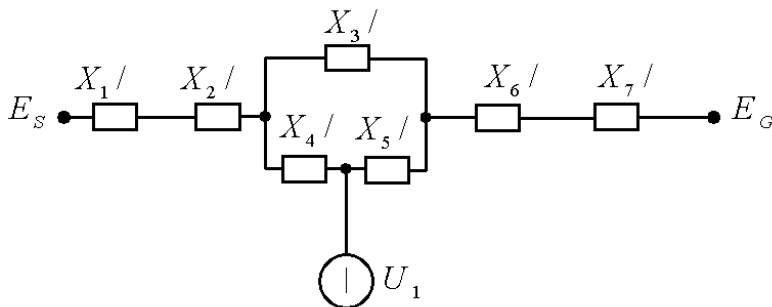
ВЛЕП : $W = 85 \text{ км}$, $X_0 = 0,4 \text{ Ом / км}$;

G1, G2: $P_H = 50 \text{ МВт}$, $X'_d = 0,2$, $\cos \varphi = 0,85$

Треба визначити струм в місці несиметричного короткого замикання.

Розв'язання:

1. Складаємо схему заміщення прямої послідовності:



Обираємо базисні умови: $S_\phi = 100 \text{ МВА}$; $U_\phi = 115 \text{ кВ}$; $I_\phi = S_\phi / \sqrt{3} \cdot U_\phi = 0,5 \text{ кА}$

Розраховуємо величини опорів

Система 1 - $X_{1*} = X_C \cdot \frac{S_\phi}{S_H} = 1,5 \cdot \frac{100}{1000} = 0,15$;

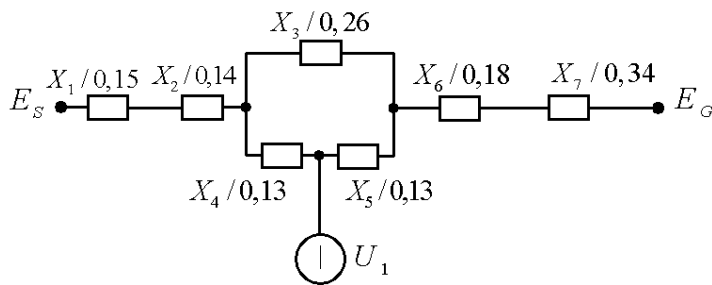
Трансформатор 1 - $X_{2*} = \frac{U \%}{100} \cdot \frac{S}{S_H} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0,14$;

$$\text{Лінія} - X_{3*}^0 = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{a}}}{U_{\text{ср.ЛЕП}}^2} = 0,4 \cdot 85 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,26;$$

$$\text{Лінія} - X_{4*}^0 = X_{5*}^0 = X_{3*}^0 / 2 = 0,26 / 2 = 0,13;$$

$$\text{Трансформатор 2} - X_{6*}^0 = \frac{U_{* \%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{a}}}{S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{60} = 0,18;$$

$$\text{Генератор} - X_{7*}^0 = X_d \cdot \frac{S \cdot \cos \varphi}{P_H} = 0,2 \cdot \frac{100 \cdot 0,85}{50} = 0,34.$$

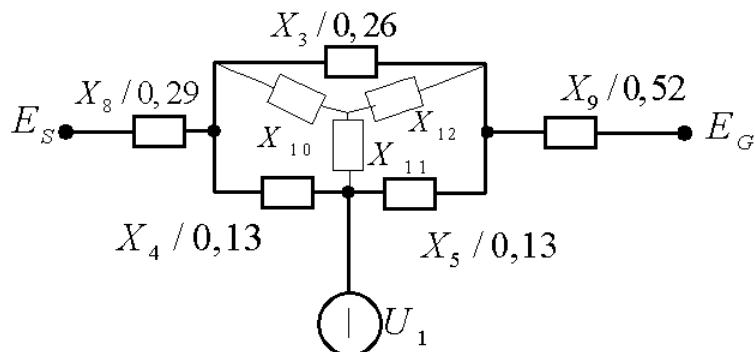


Перетворюємо схему заміщення:

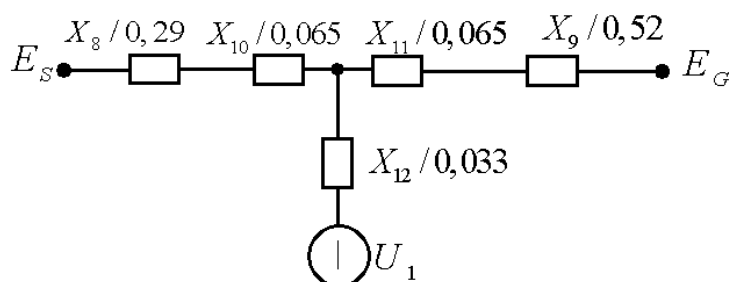
$$X_{8*}^0 = X_{1*}^0 + X_{2*}^0 = 0,15 + 0,14 = 0,29;$$

$$X_{9*}^0 = X_{6*}^0 + X_{7*}^0 = 0,18 + 0,34 = 0,52$$

Використовуємо метод перетворення «трикутника» в еквівалентну «зірку»:



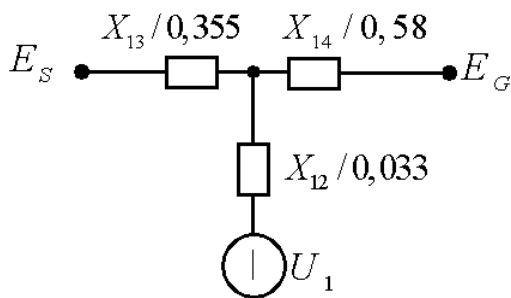
$$X_{10*}^0 = X_{11*}^0 = \frac{X_{3*}^0 \cdot X_{5*}^0}{X_{3*}^0 + X_{4*}^0 + X_{5*}^0} = 0,065; \quad X_{12*}^0 = \frac{X_{4*}^0 \cdot X_{5*}^0}{X_{3*}^0 + X_{4*}^0 + X_{5*}^0} = 0,033$$



Перетворюємо схему заміщення:

$$X_{13}^* = X_{8^*} + X_{10^*} = 0,29 + 0,065 = 0,355;$$

$$X_{14}^* = X_{11^*} + X_{9^*} = 0,065 + 0,52 = 0,58$$



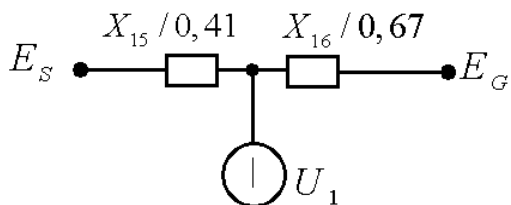
Використовуємо метод коефіцієнтів участі:

$$1. \text{ Результуючий опір: } X_{рез.} = \frac{X_{13}^* \cdot X_{14}^*}{X_{13}^* + X_{14}^*} = \frac{0,355 \cdot 0,58}{0,355 + 0,58} = 0,22;$$

$$2. \text{ Коефіцієнти участі: } C_1 = \frac{X_{рез.}}{X_{13}^*} = \frac{0,22}{0,355} = 0,62, \quad C_2 = \frac{X_{рез.}}{X_{14}^*} = \frac{0,22}{0,58} = 0,38.$$

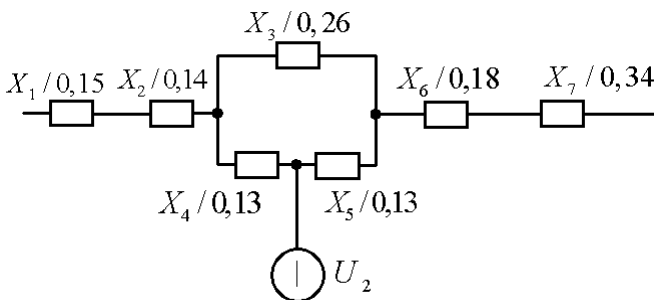
$$3. \text{ Загальний опір: } X_{заг.} = X_{рез.} + X_{12}^* = 0,22 + 0,033 = 0,253;$$

$$4. \text{ Нові опори: } X_{15}^* = \frac{X_{заг.}}{C_1} = \frac{0,253}{0,62} = 0,41, \quad X_{16}^* = \frac{X_{заг.}}{C_2} = \frac{0,253}{0,38} = 0,67.$$

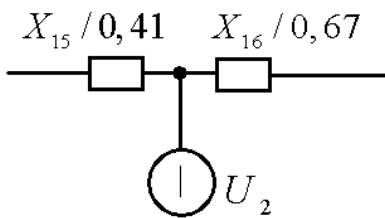


2. Складаємо схему заміщення зворотної послідовності:

Схема заміщення зворотної послідовності не відрізняється від прямої, лише не вказуються джерела ЕРС.



Перетворення схеми заміщення зворотної послідовності не відрізняється від перетворення схеми заміщення прямої послідовності і має вигляд:

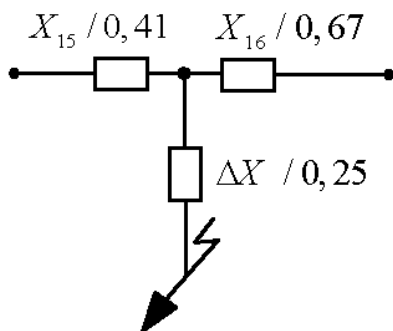


Знаходимо $X_{2\Sigma} = \frac{\overset{0}{X}_{15*} \cdot \overset{0}{X}_{16*}}{\overset{0}{X}_{15*} + \overset{0}{X}_{16*}} = \frac{0,41 \cdot 0,67}{0,41 + 0,67} = 0,25$

3. Складаємо схему заміщення нульової послідовності:

Для двохфазного КЗ відсутні система струмів і напруг нульової послідовності.

У кінцеву схему прямої послідовності вводимо додатковий опір (шунт):



Знаходимо величину для двохфазного КЗ $\Delta X^{(2)} = X_{2\Sigma} = 0,25$

Перетворюємо схему заміщення до простішого вигляду. Використовуємо метод коефіцієнтів участі:

1. Результуючий опір: $X_{рез.} = \frac{\overset{0}{X}_{15*} \cdot \overset{0}{X}_{16*}}{\overset{0}{X}_{15*} + \overset{0}{X}_{16*}} = \frac{0,41 \cdot 0,67}{0,41 + 0,67} = 0,25;$

2. Коефіцієнти участі: $C_1 = \frac{X_{рез.}}{\overset{0}{X}_{15*}} = \frac{0,25}{0,41} = 0,62, C_2 = \frac{X_{рез.}}{\overset{0}{X}_{16*}} = \frac{0,25}{0,67} = 0,38.$

3. Загальний опір: $X_{заг.} = X_{рез.} + \Delta X = 0,25 + 0,25 = 0,5;$

4. Нові опори: $\overset{0}{X}_{17*} = \frac{\overset{0}{X}_{заг.}}{C_1} = \frac{0,5}{0,62} = 0,81, \overset{0}{X}_{18*} = \frac{\overset{0}{X}_{заг.}}{C_2} = \frac{0,5}{0,38} = 1,32.$

4. Розрахунок струмів прямої послідовності.

$$E_G = 1 + X_d \cdot \sin \varphi = 1 + 0,2 \cdot 0,53 = 1,106$$

$$I_{1n0*} = \frac{E_s}{\overset{0}{X}_{17*}} + \frac{E_G}{\overset{0}{X}_{18*}} = \frac{1}{0,81} + \frac{1,106}{1,32} = 2,07 \text{ кА.}$$

5. Визначаємо струм в місці КЗ

$$I_{1n0}^{(2)} = 2,07 \cdot 0,5 = 1,04 \text{ кА.}$$

$$I_{n0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{1n0}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1,04 = 1,8 \text{ кА.}$$

6. Визначаємо струм зворотної послідовності.

$$I_1^{(2)} = -I_2^{(2)} = -1,8 \text{ кА}; I_{2*} = -2,07$$

7. Визначаємо напруги всіх послідовностей.

$$U_1^{(2)} = \Delta X^{(2)} \cdot I_{1n0}^{(2)} = 0,25 \cdot 2,07 = 0,52$$

$$U_1^{(2)} = U_2^{(2)} = 0,52$$

$$U_1^{(2)} = U_{1*} \cdot \frac{U_b}{\sqrt{3}} = 0,52 \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 34,5 \text{ кВ.}$$

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ

Стійкість енергетичних систем

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 змінюючі 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 викликані:

- **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 перетвориться 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 розділу - 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. Тут 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.

Знання поведінки системи після будь-яких збурень виявляється таким чином необхідним 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.

В 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 ЕДС, 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

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

де $\dot{I}$ і $\dot{U}$ - параметри режиму; R - параметр системи.

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

Усередині цих груп розрізняють такі види режимів :

- *нормальні сталі* - тривалі режими, стосовно яких при проектуванні 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.

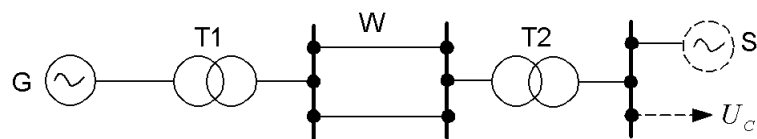


Рисунок 2.1 - Схема електричної системи

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

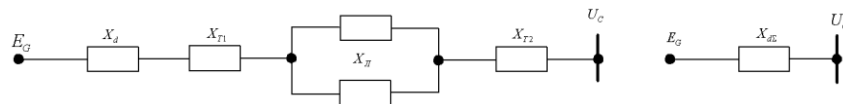


Рисунок 2.2 - Схема заміщення електричної системи

$$X_{d\Sigma} = X_d + X_{T1} + \frac{X_{T2} X_{T3}}{X_{T2} + X_{T3}} + X_{T4}$$

На рис. 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.

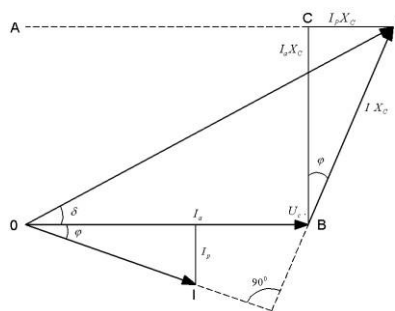


Рисунок 2.3 - Векторна діаграма синхронного генератора

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

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

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

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 викликає прискорення обертання.

При прискоренні 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 витікає з рівняння (2.1), залежність потужності від кута δ має синусоїдальний характер (рис. 2.4.) і, отже, із 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

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

який може бути названий **ідеальною межею потужності** даної простої електричної системи. Рівновага між потужністю турбіни і генератора досягається лише при значеннях потужності, менших P_m , причому 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 . Режим, якому на рис. 2.4. відповідає точка **b** на частині характеристики, що падає, нестійкий і тривало існувати не може.

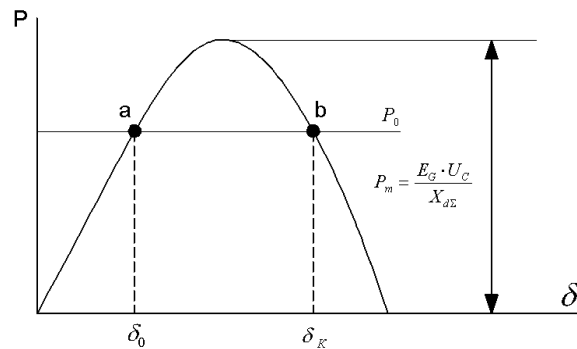


Рисунок 2.4 - Характеристика потужності (кутова) синхронного генератора

У таких простих умовах ознакою стійкості системи є такий характер 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 рис. 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.

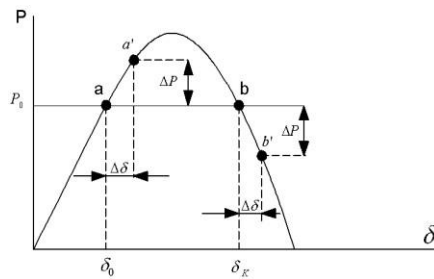


Рисунок 2.5 - До аналізу стійкості електричної системи

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**.

Абсолютно іншою вирисовується картина в точці **b**. Тут позитивний приріст кута $\Delta\delta$ супроводжується не позитивною, а негативною зміною потужності генератора ΔP . Зміна потужності генератора викликає появу надмірного моменту характеру, що прискорюється, під впливом якого кут δ не зменшується, а зростає. Із зростанням кута потужність генератора продовжує падати, що обумовлює подальше збільшення кута і так далі. Процес супроводжується безперервним переміщенням вектора ЕРС $\dot{E}$ відносно вектора напруги приймальної системи $\dot{U}_c$ (рис. 2.6.) і станція випадає з синхронізму. Таким чином, режим роботи в точці **b** статично нестійкий.

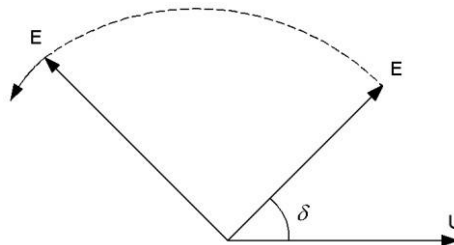


Рисунок 2.6 - Порушення стійкості системи

Отже, точка **a** і будь-яка інша точка на зростаючій частині синусоїдальної характеристики потужності відповідають статично стійким режимом і, навпаки,

усі точки частини характеристики, що падає, статично нестійким. З наведених вище міркувань, які характеризують умови роботи системи, безпосередньо витікає наступна ознака статичної стійкості розглянутої простої системи : прирости кута δ і потужності генератора P повинні мати один і той же знак, тобто $\Delta P / \Delta \delta > 0$ або, переходячи до межі

$$\frac{dP}{d\delta} > 0, \quad (2.2)$$

Похідна $\frac{dP}{d\delta}$, як відомо, носить назву синхронізуючої потужності, і, отже, критерієм статичної стійкості системи в розглянутих умовах є позитивний знак синхронізуючої потужності. Похідна потужності за кутом згідно (2.1) рівна, очевидно

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{E_G \cdot U_C}{X_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta, \quad (2.3)$$

вона позитивна при $\delta < 90^\circ$ (рис. 2.7.).

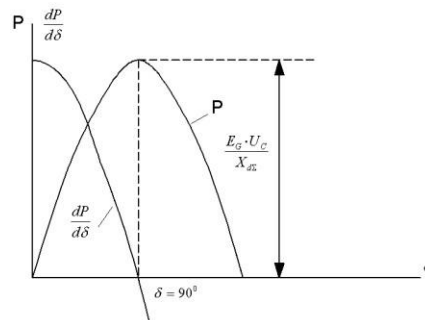


Рисунок 2.7 - Залежність синхронізуючої потужності від кута

У цій зоні і можливі стійкі сталі режими роботи системи. *Критичним з точки зору стійкості* в даних умовах (при чисто індуктивному зв'язку генератора з шиною приймальної системи) є значення кута $\delta = 90^\circ$, коли досягається максимум характеристики потужності.

При цьому значенні потужності P , що передається, відношення максимальної потужності P_m до P_0 характеризує міру стійкості цього режиму і носить назву **коефіцієнта запасу статичної стійкості**

$$K_{зан} = \frac{P_m - P_0}{P_0} \cdot 100\%, \quad (2.4)$$

Вважають, що якщо $K_{зан} < 20\%$ (0,2), система статично нестійка.

У позиційній системі межа стійкості співпадає з межею потужності, що передається.

Досі передбачалося, що ЕРС генераторів при зміні їх потужності залишається постійною. Як буде видно з подальшого, пов'язане із зростанням потужності, що передається, збільшення кута δ обумовлює зниження напруги генератора. Якщо зростання навантаження відбувається досить повільно, то ЕРС генераторів шляхом регулювання струму збудження може бути змінена для підтримки постійності напруги на шинах генераторної напруги. Межа потужності, що передається, при цьому різко зростає.

Як видно із векторної діаграми синхронного генератора, вектор напруги U_G при збільшенні кута δ обертається, йдучи за вектором ЕРС, і, що особливо важливо, напруга генератора при цьому зменшується. Цей висновок справедливий для напруги будь-якої іншої точки системи : на шинах підстанції, на лінії і так далі

За наявності у генераторів автоматичних регуляторів збудження, контролюючих напругу U_G , регулятори, реагуючи на пониження напруги при зростанні кута δ , збільшуватимуть струм збудження генераторів, а з ними ЕРС до тих пір, поки не відновлять колишнього значення напруги.

Таким чином, досліджуючи сталі режими роботи генераторів, що мають автоматичні регулятори напруги, при різних значеннях кута δ слід виходити з постійності напруги на шинах генераторної напруги U_G . Значення ж ЕРС генераторів в цих умовах змінюватиметься, зростаючи із збільшенням кута δ . Якщо при незмінній ЕРС характеристика потужності генераторів залежно від кута δ є синусоїдою, то за наявності регуляторів напруги ця характеристика матиме складніший характер, відбиваючи безперервну зміну ЕРС генераторів залежно від кута δ . Побудувавши для різних значень ЕРС сімейство синусоїд, амплітуди яких пропорційні до ЕРС (рис. 2.8.), характеристику потужності з урахуванням зміни ЕРС (яку ми назвемо зовнішньою характеристикою) можна отримати переходячи з однієї синусоїди на іншу відповідно до зростання ЕРС. Якщо збільшення потужності і кута відбувається досить повільно, то така ж

характеристика може бути отримана і при ручному регулюванні напруги. Зовнішня характеристика має зростаючий характер навіть в зоні кутів $\delta > 90^\circ$, що неважко пояснити збільшенням ЕРС, яке переважає над зменшенням $\sin \delta$ у вираженні потужності при кутах, дещо більших 90° .

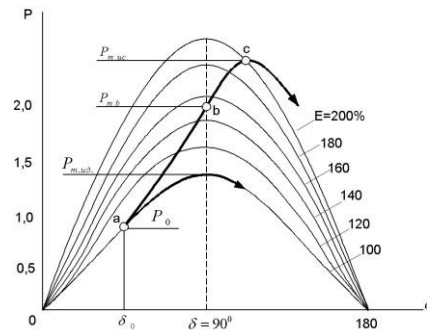


Рисунок 2.8 - Визначення внутрішньої межі потужності

Максимум зовнішньої характеристики досягається при значеннях кута δ , що значно перевищують 90° .

У зоні кутів $\delta < 90^\circ$ недосконалість регулювання не призводить безпосередньо до нестійкості системи, оскільки навіть синусоїдальні характеристики при постійності ЕДС мають в цій зоні значень кутів зростаючий характер. При кутах же $\delta > 90^\circ$ режим переходить на гілки синусоїдальних характеристик потужності, що падають; система стає внутрішньо нестійкою і утримати машини в синхронізмі тут можна лише при виключно точному регулюванні. Таким чином, при ручному регулюванні стійкості роботи в цій зоні практично неможливо. Ускладнена вона і при автоматичному регулюванні (у випадках, коли регулятори мають зону нечутливості). При зміні напруги в межах цієї зони регулятори не працюють і ЕДС генератора залишається постійною. Критерієм статичної стійкості є знак синхронізуючої потужності, тобто межі відношення приросту потужності до приросту кута при нескінченно малому відхиленні від початкового сталого режиму роботи системи.

Таким чином, розглядаючи зовнішню характеристику потужності як сукупність можливих сталих режимів роботи при ручному регулюванні і при автоматичному регулюванні напруги із зоною нечутливості, стійкість цих режимів у кожній точці зовнішньої характеристики слід перевіряти по знаку

синхронізуючої потужності при постійності ЕРС генераторів, визначуваної по дотичній не до зовнішньої характеристики, а до відповідної внутрішньої характеристики потужності, як це показано на рис. 2.8.

Ділянка отриманої зовнішньої характеристики **bc** (рис. 2.8.) носить назву **зони штучної стійкості**. Проте характерною особливістю роботи генератора в зоні кута $\delta > 90^\circ$ при регуляторах, що мають зону нечутливості, являються безперервні незгасаючі кінцеві коливання кута δ , а отже, потужності, напруги і струму генератора.

Та обставина, що система зберігає статичну стійкість у сталому режимі роботи, ще не дозволяє стверджувати, що вона виявиться стійкою при різких раптових порушеннях режиму її роботи, подібних до короткого замикання, відключення генераторів або ліній і так далі. Ця сторона проблеми має бути досліджена самостійно і торкається кола питань, що належать до так званої динамічної стійкості електричних систем.

Таким чином, якщо в дослідженні статичної стійкості доводиться мати справу з нескінченно малими збуреннями робочого режиму роботи системи (що переростають у випадання з синхронізму при нестійкості системи), то предметом дослідження динамічної стійкості є значні збурення, причому істотного значення набувають сам характер і розміри збурення.

Для з'ясування принципів положень динамічної стійкості розглянемо явища, що виникають при раптовому відключенні одного з двох паралельних ланцюгів в лінії електропередачі (рис. 2.9.), що зв'язує видалену станцію з шинами незмінної напруги. Схема заміщення електропередачі в нормальному режимі (до відключення ланцюга) представлена на рис. 2.10, а.

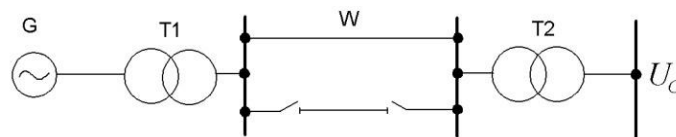


Рисунок 2.9 - Схема електричної системи при відключенні однієї з ліній

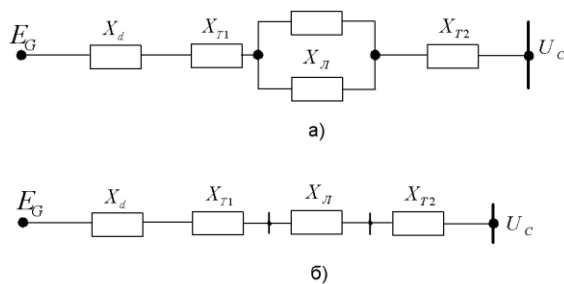


Рисунок 2.10 - Схема заміщення електричної системи при нормальному режимі (а) і при відключенні однієї з ліній (б)

Індуктивний опір системи, рівний, $X_{d\Sigma} = X_d + X_{T1} + X_L / 2 + X_{T2}$, визначає амплітуду характеристики потужності в цих умовах: $P_m = \frac{E_G \cdot U_C}{X_{d\Sigma}}$. При відключенні однієї з ліній ЛЕП індуктивний опір системи набуває нового значення (рис. 2.10, б): $X_{d\Sigma1} = X_d + X_{T1} + X_L + X_{T2}$ - більше, ніж в нормальному режимі, оскільки індуктивний опір ЛЕП при відключенні одного ланцюга зростає з $0,5 X_L$ до X_L . Амплітуда характеристики потужності при цьому відповідно зменшується. Характеристики потужності в умовах нормального режиму і при відключеному ланцюзі показані на рис. 2.11.

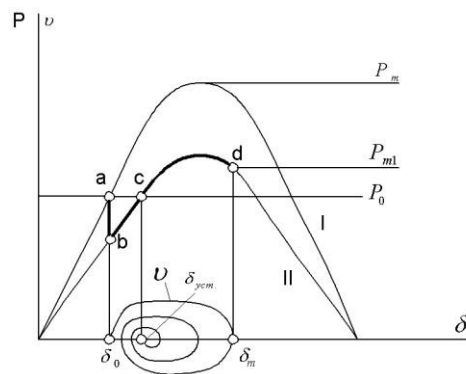


Рисунок 2.11 - Коливання потужності і відносної кутової швидкості генератора при відключенні ланцюга.

I - характеристика потужності при нормальному режимі;

II - характеристика потужності при відключенні ланцюга ЛЕП

Якщо режим роботи, який був попереднім відключенню ланцюга, визначався точкою а на характеристиці потужності (I) нормального режиму при

передаваній потужності P_0 і куті δ_0 , то потім по відключенню цього режиму повинна відповідати нова характеристика потужності (II), причому неважко встановити, яка саме точка цієї характеристики визначатиме режим у момент відключення ланцюга. Цією точкою є точка **b** при тому ж значенні кута $\delta = \delta_0$, що і в нормальному режимі. Кут δ зберігає своє значення $\delta = \delta_0$ в момент відключення, оскільки вектор ЕРС генератора $\dot{E}$ може переміщатися відносно вектора напруги приймальної системи $\dot{U}$ тільки при змінах частоти обертання ротора генератора. Остання ж не може зазнавати стрибкоподібних змін через існування механічної інерції у ротора генератора.

Таким чином, у момент відключення ланцюга режим роботи змінюється і характеризується не точкою **a**, а точкою **b** на новій характеристиці, що обумовлює раптове зменшення потужності генератора. Потужність турбіни залишається при цьому незмінною і рівною P_0 , оскільки регулятори турбін реагують на зміну частоти обертання агрегату, яка у момент відключення ланцюга зберігає своє нормальне значення, як це тільки що було відмічено.

Надалі швидкість машини змінюватиметься, проте і в цій стадії процесу можна в першому наближенні вважати, що регулятори не встигають скільки-небудь помітно вплинути на потужність, яка розвивається турбіною.

Нерівність потужностей, а отже, і моментів на валу турбіни і генератора викликає появу надмірного моменту, під впливом якого агрегат «турбіна-генератор» починає прискорюватися. Пов'язаний з ротором генератора вектор ЕРС $\dot{E}$ починає обертатися швидше, ніж вектор напруги ω_0 шин приймальної системи $\dot{U}$. Зміни швидкості ω переміщення вектора, що обертається з незмінною синхронною кутовою швидкістю, ЕРС генератора $\dot{E}$ відносно напруги шин приймальної системи $\dot{U}$, що представляє різницю кутових швидкостей обертання векторів $\dot{E}$ і $\dot{U}$, показано на рис. 2.11.

Виникнення відносної швидкості обертання ω призводить до збільшення кута δ , на характеристиці потужності генератора при відключеному ланцюзі робоча точка переміщається з точки **b** у напрямку до точки **c**. При цьому

потужність генератора починає зростати. Проте аж до точки з потужністю турбіни все ще перевищує потужність генератора і надмірний момент, хоча і зменшується, але зберігає свій знак, завдяки чому відносна швидкість обертання безперервно зростає. У точці **c** потужності турбіни і генератора знову урівноважують одна одну і надмірний момент дорівнює нулю. Проте процес не зупиняється в цій точці, оскільки відносна швидкість обертання ротора досягає тут найбільшого значення і ротор проходить точку **c** за інерцією.

При подальшому зростанні кута δ потужність генератора вже перевищує потужність турбіни і надмірний момент змінює свій знак. Він починає гальмувати агрегат. Відносна швидкість обертання ω тепер зменшується і в деякій точці **d** стає рівною нулю. Це означає, що в точці **d** вектор ЕРС обертається з тією ж кутовою швидкістю, що і вектор напруги $\dot{U}$, і, отже, кут δ між ними більше не зростає. Кут δ в тій точці досягає свого максимального значення δ_m . Проте тепер процес не зупиняється, оскільки внаслідок нерівності потужностей турбіни і генератора на валу агрегату існує надмірний момент гальмівного характеру, під впливом якого частота обертання продовжує зменшуватися і відносна швидкість ω ставати негативною. Кут δ починає зменшуватися, і робоча точка, що характеризує процес на характеристиці потужності, переміщається у зворотному напрямку до точки **c**. Цю точку ротор знову проходить за інерцією, і біля точки **b** кут досягає свого нового мінімального значення, після чого знову починає зростати. Після ряду поступово затухаючих коливань в точці **c** встановлюється новий сталий режим з колишнім значенням потужності P_0 , що передається, і новим значенням кута $\delta_{уст}$. Картина коливань кута δ в часі показана на рис. 2.12. Поступове зменшення амплітуди обумовлюється втратами енергії при коливаннях частоти обертання генератора.

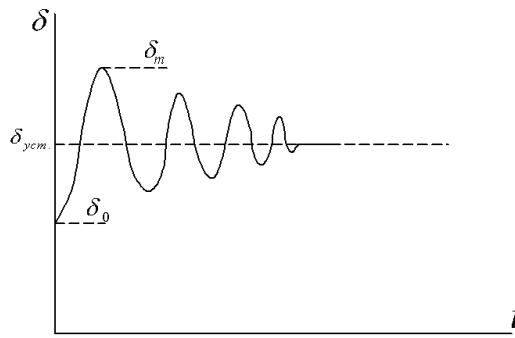


Рисунок 2.12 - Коливання кута при відключенні одного ланцюга ЛЕП.

Такий характер переходу до нового режиму не тягне за собою яких-небудь ускладнень. В усякому разі в обрисованій картині порушення стійкості не мало місця. Можна відмітити лише, що в перехідному електромеханічному процесі кут δ досягав значень (δ_m), що перевищують значення $\delta_{уст}$ нового сталого режиму.

Можливим є і інший результат процесу (рис. 2.13). Гальмування ротора, починаючи з точки **с**, зменшує відносну швидкість обертання ω . Проте кут в цій фазі процесу все ще зростає, і якщо він встигне досягти критичної величини δ в точці **с** на перетині гілки синусоїди потужності генератора, що падає, з горизонталлю потужності турбіни P_0 перш, ніж відносна швидкість ω впаде до нуля, надалі надмірний момент на валу машини стає знову прискорюючим, швидкість ω починає швидко зростати і генератор випадає із синхронізму (рис. 2.14).

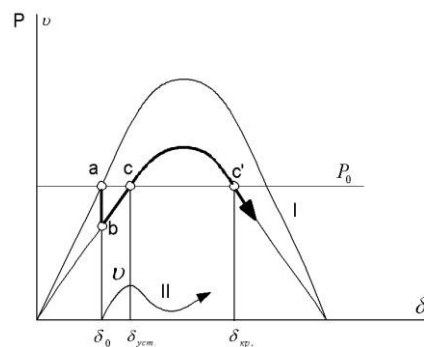


Рисунок 2.13 - Порушення динамічної стійкості при відключенні одного ланцюга ЛЕП

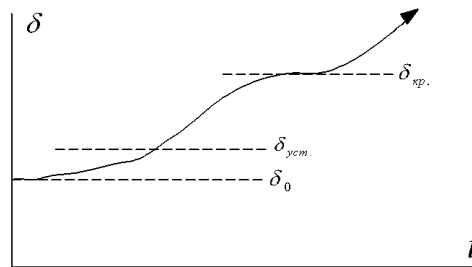


Рис. 2.14. Наростання кута при порушенні стійкості

Таким чином, якщо в процесі коливань буде пройдена точка c' , то повернення до сталого режиму вже неможливе.

Отже, можна констатувати, що незважаючи на теоретичну можливість існування нового сталого (і статично стійкого) режиму в точці c , процес коливання машини при переході до цього режиму може призвести до випадання машини із синхронізму. Такий характер порушення стійкості може бути названий динамічним.

Головною причиною порушень динамічної стійкості електричних систем є зазвичай короткі замикання, що різко зменшують амплітуду характеристики потужності. Цей вид аварій і розглядається детально надалі.

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.

1. Синхронні двигуни (СД).

Критерієм стійкості для СД так само, як і для електричної системи, синхронного генератора, є знак похідної $\frac{dP}{d\delta} > 0$, тільки P тут - це споживана з мережі активна потужність.

2. Асинхронні двигуни (АД).

Зазвичай більше 50% навантаження складають асинхронні двигуни, до характеристик яких ми і звернемося. На рис. 2.15 показано графіки залежності споживаної потужності або моменту асинхронного двигуна, що обертається, від ковзання для номінального і знижених значень напруги на його виводах. Характеристики моменту асинхронного двигуна, власне кажучи, змінюються пропорційно до квадрату напруги на виводах двигуна. Припустимо, що гальмівний момент (момент опору, подоланий двигуном) постійний ($P_T = P_{\text{мех}} = \text{const}$), тоді можна встановити, що зменшення напруги на виводах двигуна повинно супроводжуватися збільшенням ковзання двигуна до такого значення, щоб момент, що обертає, знову урівноважив би гальмівний момент. Так, наприклад, при зменшенні напруги на двигуні з 100 до 80 % двигун переходить з режиму, що характеризується точкою 1 (рис. 2.15), в режим, що характеризується точкою 2, з відповідним збільшенням ковзання двигуна від S_1 до S_2 . Збільшення ковзання двигуна тягне за собою зміну його еквівалентного опору. Як видно з відомої схеми заміщення двигуна (рис. 2.15), із збільшенням ковзання падає еквівалентний активний опір ланцюга ротора r/s . Тому струм в ланцюзі x_{12} знижується у меншій мірі, ніж у разі незмінності опору в цьому ланцюзі, а в певних умовах (при постійному P_T) навіть зростає. Ті ж міркування справедливі і відносно реактивної потужності $I^2 \cdot x_{12}$, що втрачається в індуктивному опорі розсіяння ротора x_{12} . З цієї точки зору регулюючий ефект по реактивній потужності асинхронного двигуна має бути нижчим, ніж у разі навантаження у вигляді постійного опору, і може виявитися навіть негативно (якщо струм I_2 , а з ним і реактивна потужність $I_2^2 \cdot x_{12}$ не знижується із зменшенням напруги двигуна, а зростають). Проте є інший чинник, що значно підвищує регулюючий ефект навантаження при досить високій напрузі на виводах двигуна, - це зміна двигуна, що намагнічує струм I_μ .

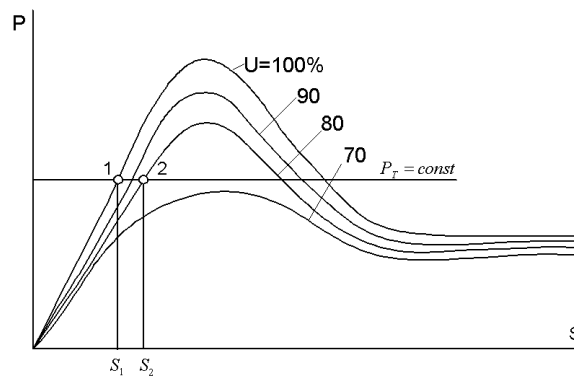


Рис. 2.15. Характеристики потужності АД при різних напругі.

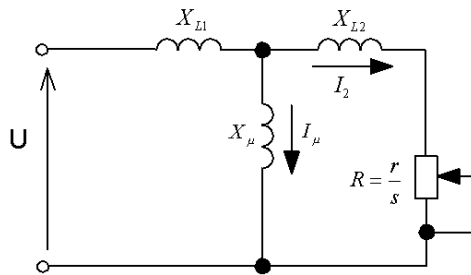


Рис. 2.16. Схема заміщення АД.

У певних умовах АД можуть виявитися нестійкими. Так, наприклад, при значному зниженні напруги на їх виводах відбувається перекидання і вони зупиняються.

Значення потужності P_m визначається залежно від ковзання двигуна s

$$P_m = \frac{U^2 \cdot r \cdot s}{X_L^2 \cdot s^2 + r^2} \quad (2.5)$$

Визначаючи похідну від P_m по ковзанню і прирівнюючи її до нуля

$$\frac{dP_m}{ds} = U^2 \cdot r \cdot \frac{r^2 - X_L^2 \cdot s^2}{(r^2 + X_L^2 \cdot s^2)^2} = 0,$$

неважко встановити, що максимум потужності АД досягається при критичному ковзанні

$$s_{кр.} = \frac{r}{X_L}, \quad (2.6)$$

тоді P_m , при якому перевертається асинхронний двигун

$$P_{ткр.} = \frac{U^2}{2 \cdot X_L} \quad (2.7)$$

Критерієм стійкості АД є позитивний знак надмірного моменту при збільшенні ковзання, тобто умова

$$\frac{dP}{ds} > 0 \quad (2.8)$$

При нормальній напрузі на виводах АД значення максимальної потужності приблизно удвічі перевищує номінальну потужність двигуна, що забезпечує більш ніж достатній запас стійкості. Із зменшенням напруги на виводах двигуна значення перевертаючого моменту швидко падає за квадратичною залежністю (рис. 2.15). Проте легко переконатися, що максимальна потужність може наблизитися до номінальної, а отже, АД може перекинутися лише при зниженні напруги принаймні на 30%.

3. Комплексне навантаження.

В реальних умовах навантаження включає усі розглянуті типи споживачів. У залежності до відсоткового складу різних типів споживачів такого комплексного навантаження його статичні характеристики істотно змінюються. Нині для різних галузей промисловості отримані статичні характеристики, що відбивають особливості властивостей електроприймачів цих галузей. Разом з ними практичне застосування в розрахунках стійкості знаходять типові статичні характеристики комплексного навантаження, отримані для усередненої моделі системи електропостачання споживачів від шин 110 і 6 (10) кВ підстанцій районних електричних мереж.

Залежності активної і реактивної потужностей комплексного навантаження наведені на рис. 2.17.

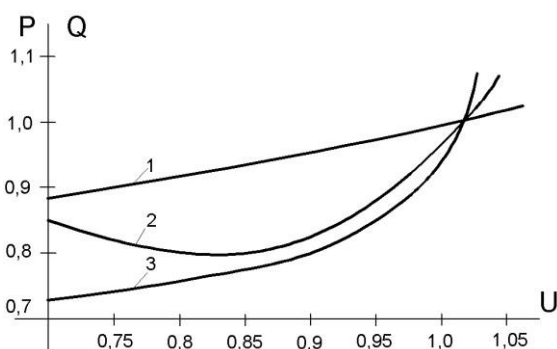


Рис. 2.17. Статичні характеристики навантаження.

Наприклад, регулюючий ефект навантаження при номінальній напрузі $U_* = 1$ складає

$$\frac{dP}{dU} = 0,6; \quad \frac{dQ_{(6)}}{dU} = 2,3; \quad \frac{dQ_{(110)}}{dU} = 1,6,$$

відносні значення активної потужності при напрузі 10 і 110 кВ практично однакові.

Регулюючий ефект навантаження при напрузі, одмінній від нормальної, може бути отриманий за кривою на рис. 2.16.

Аналіз стійкості системи

2.4. Методи аналізу статичної стійкості

Основним і найбільш поширеним методом аналізу статичної стійкості є **метод малих коливань**. Основні положення методу, широко використовуваного 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 видатного вченого 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 з 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.

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

Слід згадати, 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

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

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 рис. 2.18. 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 рис. 2.18 графічно показана лінеаризація характеристики потужності.

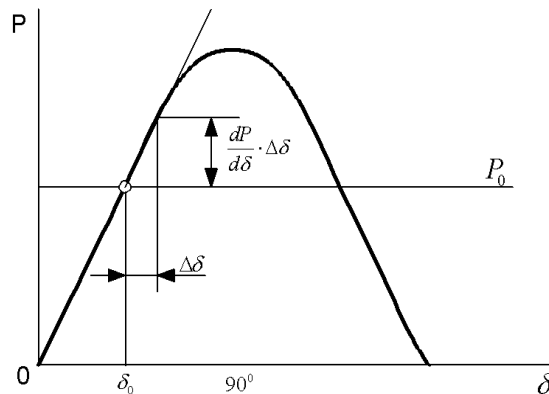


Рис. 2.18. Лінеаризація характеристики потужності при аналізі малих коливань системи.

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 $\delta = \delta_0$.

Незгасаючий характер коливань пов'язаний з неврахуванням втрат в початковому рівнянні (2.9). Насправді ж під впливом втрат коливання затухнуть і через деякий час після порушення початкового стану встановиться первинний режим. В цьому випадку система, очевидно, має вважатися стійкою.

Якщо ж корені характеристичного рівняння речові і різні $p_{1,2} = \pm \sqrt{-\frac{1}{T_j} \cdot \frac{dP}{d\delta}} = \pm \mu$, то зміна кута має аперіодичний характер

$$\Delta\delta = K_1 \cdot e^{\mu t} + K_2 \cdot e^{-\mu t} \quad (2.14)$$

Наявність позитивного речового кореня призводить до наростання $\Delta\delta$, кут безперервно зростає, і система виявляється нестійкою (рис. 2.19). Речові різні корені (з яких один завжди позитивний) мають місце за умови $\frac{dP}{d\delta} < 0$.

Якщо ж $\frac{dP}{d\delta} > 0$, то корені чисто уявні.

Таким чином, необхідною і достатньою умовою стійкості є нерівність $\frac{dP}{d\delta} > 0$, тобто позитивний знак синхронізуючої потужності, що і було встановлено нами раніше.

Залежність (2.12) дозволяє знайти період вільних коливань генератора в зоні стійких режимів при дії його на шини нескінченної потужності :

$$T = \frac{2\pi}{\omega} = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{1}{T_j} \cdot \frac{dP}{d\delta}}} ; \quad (2.15)$$

тут період T і постійна інерції T_j виражені в радіанах або

$$T = \frac{0,354}{\sqrt{\frac{1}{T_j} \cdot \frac{dP}{d\delta}}}, \quad (2.16)$$

де T і T_j виражені в секундах.

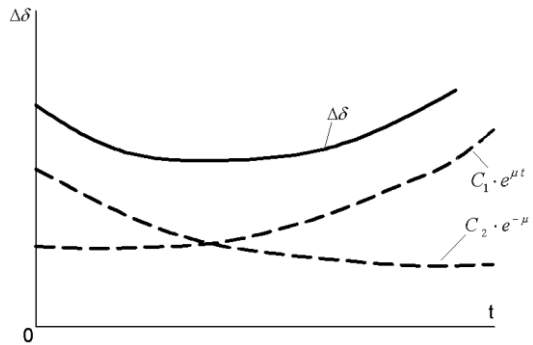


Рис. 2.19. Аперіодична зміна кута при порушенні стійкості.

Період вільних коливань обернено пропорційний до кореня з синхронізуючої потужності.

На рис. 2.20 показана залежність періоду T від кута δ в початковому режимі роботи генератора. Чим більше синхронізуюча потужність, тобто чим вище міра стійкості генератора, тим менше період його вільних коливань. Навпаки, у міру наближення до критичного режиму період зростає і при $\delta = 90^\circ$ стає рівним нескінченності.

При $\delta > 90^\circ$ коливання набувають аперіодичного характеру і режим роботи генератора стає нестійким.

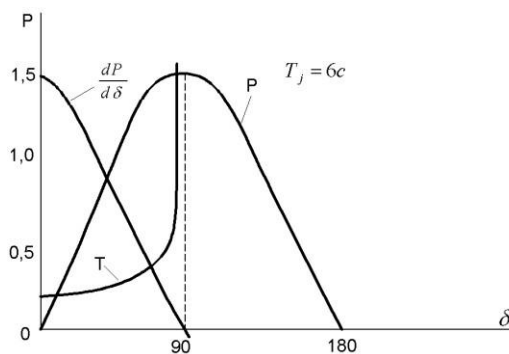


Рис. 2.20. Залежність періоду малих вільних коливань від початкового режиму.

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.

1. Трьохфазні КЗ.

Місце КЗ зазвичай розглядається на початку ЛЕП. Схеми заміщення електричної системи при трифазному КЗ (рис. 2.21, б) відрізняється від схеми нормального режиму (рис. 2.21, а) тим, що точка КЗ замикається безпосередньо на зворотний провід.

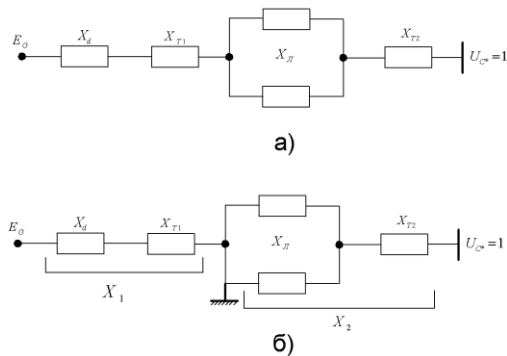


Рис. 2.21. Схеми заміщення системи при нормально режимі (а) і при трьохфазному КЗ (б)

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.

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. 2.23.). Випадок виникнення трифазного КЗ найбільш важкий для стійкості системи,

але за статистикою цей вид КЗ складає лише 3-5%, тобто трапляється не так часто.

2. Несиметричні КЗ

У схемі заміщення аварійного режиму (рис. 2.22.) дійсна точка КЗ віддаляється за додаткову реактивність ΔX , величина якої визначається для кожного виду КЗ сумарними опорами схем заміщення зворотної і нульової послідовностей.

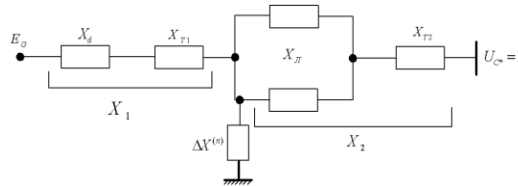


Рис. 2.22. Схема заміщення системи при несиметричній КЗ

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 рівні

- 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: $X_{d\Sigma}^{II(1,1)} > X_{d\Sigma}^{II(2)} > X_{d\Sigma}^{II(1)}$. Тоді амплітудні значення характеристик потужності відповідно розташовуватимуться таким чином: $P_m^{II(1,1)} < P_m^{II(2)} < P_m^{II(1)}$.

На рис. 2.23 наведено характеристики потужності при різних видах КЗ

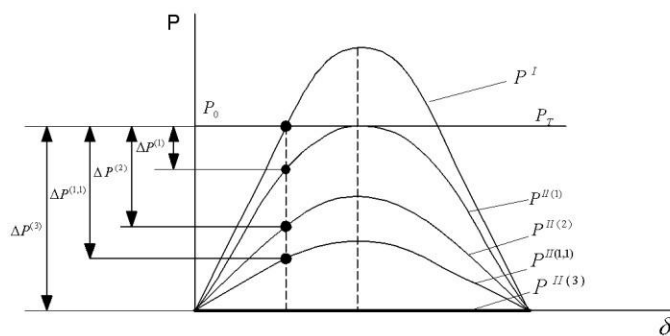


Рис. 2.23. Характеристики потужності при різних видах КЗ

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 унеможливорює коливання приймальної системи і значно спрощує аналіз явищ.

Сумарний опір схеми заміщення при нормальному режимі:

$X_{d\Sigma} = X_d + X_{T1} + 0,5 \cdot X_L + X_{T2}$, 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

$$P^I = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta, \text{ де } E = E' - \text{перехідна ЕРС генератора, прикладена в його схемі}$$

заміщення за перехідним індуктивним опором, однаковим для повздовжньої і поперечної осей.

Ця залежність для нормального режиму представлена на рис. 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

$$P^{\text{II}} = \frac{E' \cdot U}{X_{d\Sigma}^{\text{II}}} \cdot \sin \delta. \quad (2.18)$$

Характеристика потужності для аварійного режиму показана на рис. 2.24 (крива II).

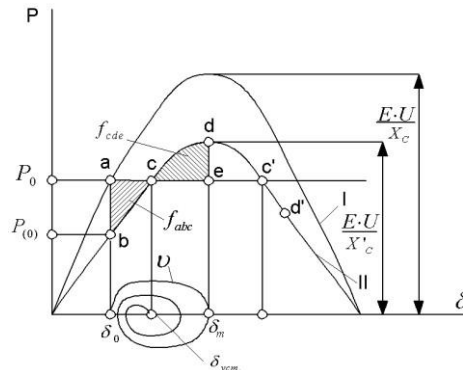


Рис. 2.24. Аналіз коливань по методу площ.

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. 2.24) надлишок потужності дорівнює нулю, відносна ж швидкість ротора ω 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 зробився б знову прискорюючим. З подальшим збільшенням кута прискорюючий момент став би наростати і генератор випав би з синхронізму.

Наведені на рис. 2.24 характеристики дають можливість визначити максимальне відхилення кута ротора і встановити, чи зберігає система стійкість. Дійсно, ординати заштрихованих площадок (рис. 2.24) 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 його відносному русі).

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

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

де f_{abc} є заштрихованою на рис. 2.24 майданчик **abc**. Таким чином, кінетична енергія, запасена ротором в період його прискорення, дорівнює майданчику f_{abc} . Цей майданчик ми назвемо **площею прискорення**.

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 дорівнює

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

Площина f_{cde} може бути названий **площею гальмування**.

В 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 ж 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. 2.24), що може бути зроблено графічно.

Максимально можлива площа гальмування на рис. 2.24 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 $K_{\mathcal{L}} = \frac{f_{cdc'}}{f_{abc}}$ 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

$$P^{\text{III}} = \frac{E \cdot U}{X_{d\Sigma}^{\text{III}}} \cdot \sin \delta,$$

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

Ця залежність представлена на рис. 2.25 у вигляді кривої III. Криві I і II є характеристиками при нормальному режимі і при КЗ.

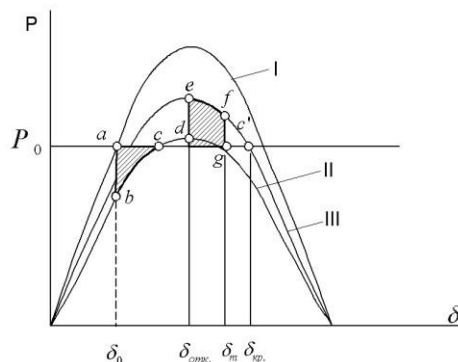


Рис. 2.25. Визначення граничного кута відключення за методом площ.

Як вказувалося вище, у момент КЗ потужність, що передається, падає і ротор починає прискорюватися. Нехай в 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.

За допомогою рис. 2.25, користуючись правилом площ, можна графічно знайти граничне значення кута $\delta_{отк.}$, при якому треба зробити відключення пошкодженої лінії для того, щоб добитися стійкої роботи. Значення цього кута визначається рівністю площі прискорення і можливої площі гальмування.

Граничний кут відключення $\delta_{отк.}$ легко може бути знайдений і аналітично. Дійсно, прирівнюючи нулю суму площі прискорення і максимальної можливої площі гальмування, отримуємо

$$f_{abcdec'} = \int_{\delta_0}^{\delta_{отк.}} (P_0 - P_{II}^m \cdot \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{отк.}}^{\delta_{кр.}} (P_0 - P_{III}^m \cdot \sin \delta) d\delta = 0, \quad (2.21)$$

де P_{II}^m і P_{III}^m - амплітуди характеристик потужності при КЗ і відключенні ланцюга.

Рівняння (2.21) дає

$$P_0 \cdot (\delta_{отк.} - \delta_0) + P_{II}^m \cdot (\cos \delta_{отк.} - \cos \delta_0) + P_0 \cdot (\delta_{кр.} - \delta_{отк.}) + P_{III}^m \cdot (\cos \delta_{кр.} - \cos \delta_{отк.}) = 0,$$

звідки

$$\cos \delta_{отк.} = \frac{P_0 \cdot (\delta_{кр.} - \delta_0) + P_{III}^m \cdot \cos \delta_{кр.} - P_{II}^m \cdot \cos \delta_0}{P_{III}^m - P_{II}^m}, \quad (2.22)$$

де всі кути виражені в радіанах.

Підставляючи в (2.22) δ_0 і $\delta_{кр.} = \pi - \arcsin \frac{P_0}{P_m}$, неважко знайти $\cos \delta_{откл.}$, а

отже і кут $\delta_{откл.}$.

Проте для практичних цілей цього недостатньо. Для того, щоб пред'явити до вимикачів і до релейного захисту ті чи інші вимоги відносно швидкості відключення, необхідно знати не кут $\delta_{откл.}$, а той проміжок часу, впродовж якого ротор встигає досягти цього кута, тобто так зване гранично допустимий час відключення КЗ.

Гранично допустимий час відключення КЗ визначається за виразом:

$$\begin{aligned} - \text{ у радіанах: } t_{пр.откл.} &= \sqrt{\frac{2 \cdot (\delta_{откл.} - \delta_0) \cdot T_j}{P_0}}; \\ - \text{ у секундах } t_{пр.откл.[с]} &= \sqrt{\frac{(\delta_{откл.}^\circ - \delta_0^\circ) \cdot T_j}{9000 P_0}}. \end{aligned} \quad (2.23)$$

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. Так, наприклад, за допомогою методу послідовних інтервалів можна встановити граничний час відключення КЗ, врахувати дію регуляторів збудження, зміну реакції якоря в часі і так далі

Те, що виникає при КЗ надлишок потужності ΔP надає ротору деяке прискорення α . Значення цього прискорення 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 прискорення 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 к.з. і при відключенні пошкодженого ланцюга набуває різних значень.

Таким чином, вираження (2.24) можна записати ще таким чином

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

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 ряд невеликих інтервалів часу Δt і для кожного з цих інтервалів послідовно обчислюється наближене значення приросту $\Delta \delta$. Величина Δt зазвичай приймається рівною $0,01 \div 0,2$ с.

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

$$\Delta v_{(1)} = \alpha_{(0)} \cdot \Delta t ; \quad \Delta \delta_{(1)} = \frac{\alpha_{(0)} \cdot \Delta t^2}{2} .$$

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

Прискорення $\alpha_{(0)}$ може бути обчислене з (2.24) :

$$\alpha_{(0)} = \frac{\Delta P_0}{T_j}, \quad (2.26)$$

отже

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

тут кут і час виражені в радіанах.

У практичних розрахунках зручніше користуватися виразом кута у градусах

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

і часу в секундах

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

Використовуючи вираз (2.27) і (2.28), і зважаючи, 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:

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

$$\text{чи } \Delta \delta_{(2)} = \Delta \delta_{(1)} + K \cdot \Delta P_{(1)} \text{ і так далі} \quad (2.32)$$

Тепер можна знайти кут $\delta_{(2)} = \delta_{(1)} + \Delta \delta_{(2)}$, обчислити надлишок потужності $\Delta P_{(2)}$ і приріст кута $\Delta \delta_{(3)}$: $\Delta \delta_{(3)} = \Delta \delta_{(2)} + K \cdot \Delta P_{(2)}$ і так далі

Якщо на початку деякого k -го інтервалу відбувається відключення пошкодженого ланцюга, то надлишок потужності несподівано змінюється від деякої величини $\Delta P'_{(k-1)}$ до величини $\Delta P''_{(k-1)}$ (рис. 2.26). При обчисленні приросту кута в першому інтервалі після моменту відключення значення надлишку потужності визначається як середнє з $\Delta P'_{(k-1)}$ і $\Delta P''_{(k-1)}$, тобто

$$\Delta \delta_{(k)} = \Delta \delta_{(k-1)} + K \frac{\Delta P'_{(k-1)} + \Delta P''_{(k-1)}}{2} \quad (2.33)$$

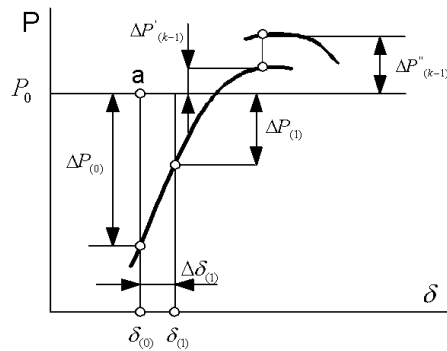


Рис. 2.26. Залежності надлишків потужності від кута δ при КЗ і його відключенні.

У подальших інтервалах можна знову користуватися (2.32). Значення інтервалу часу Δt при ручному розрахунку буває зазвичай рівним 0,05 с. Якщо можна зачекати, що амплітуда коливань буде невелика і, тоді ця цифра без значних втрат для точності може бути підвищена до 0,1 с.

Розрахунок методом послідовних інтервалів ведеться до тих пір, поки кут δ не почне зменшуватися або доки не буде ясно, що кут безмежно зростає, тобто що машина випадає з синхронізму.

Метод послідовних інтервалів можна застосовувати разом із правилом площ. Вище було вказано, що за допомогою цих двох методів можна знайти максимально допустимий час відключення КЗ. Для цього, користуючись правилом площ, визначають граничний кут $\delta_{откл}$, при якому повинно статися відключення КЗ, і за допомогою методу послідовних інтервалів обчислюють час, впродовж якого ротор досягає кута $\delta_{откл}$. Цей проміжок часу і дає граничний час відключення (рис. 2.27).

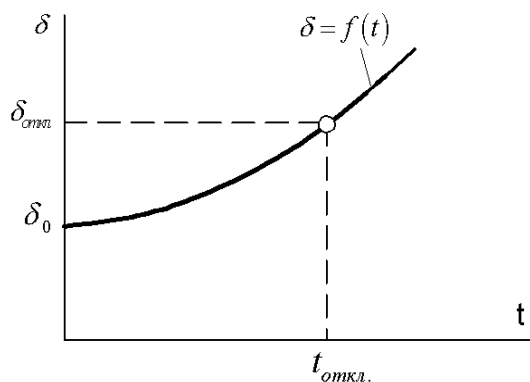


Рис. 2.27. Визначення граничного часу відключення КЗ по $\delta_{откл}$ і залежності $\delta(t)$

2.8. Результуюча стійкість електричних систем

Розрізняють два види динамічної стійкості :

- 1) **синхронну**, тобто 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 короточасного 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. 2.28, а), а при асинхронному ході періодично міняє знак (рис. 2.28, б).

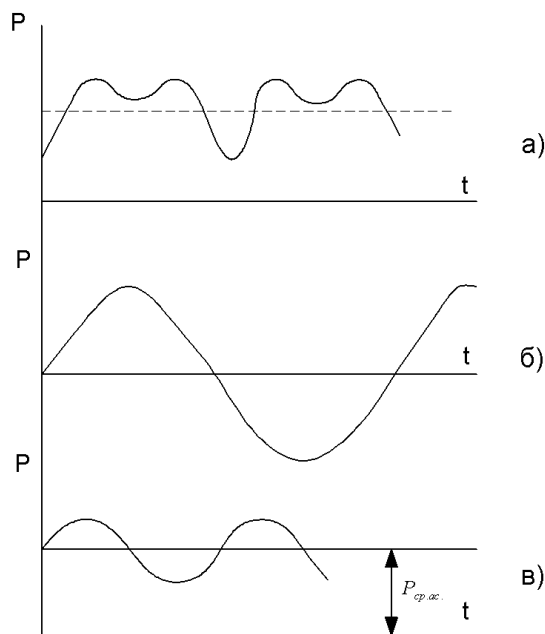


Рис. 2.28. Залежність потужності від часу.

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. 2.28, 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 безпека 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. Процес випадання синхронного генератора з синхронізму і переходу в режим асинхронного ходу

Наведемо характеристики потужності електричної системи для випадку КЗ на початку лінії (рис. 2.29).

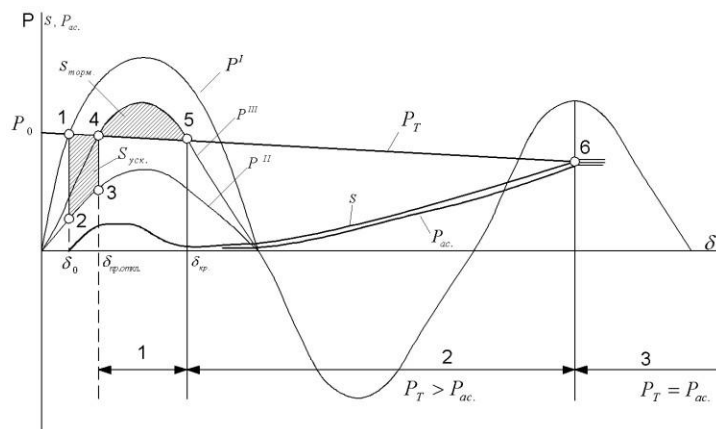


Рис. 2.29. Процес випадання синхронного генератора із синхронізму.

P^I - характеристика потужності початкового режиму;

P^{II} - характеристика потужності аварійного режиму;

P^{III} - характеристика потужності післяаварійного режиму.

Режим роботи системи в точках 1, 2, 3, 4 досліджено при розгляді методу площ. Аж до точки 4 ковзання s зростає, в точці 4 воно максимальне (рис. 2.29), але потім надмірний момент ΔP набуває гальмівного характеру, ковзання зменшується, але не дорівнює нулю. Це означає, що точка 5 буде пройдена, надмірний момент стає дуже великим, отже починається інтенсивне зростання ковзання. Тоді приходить в дію регулятор швидкості турбіни і зменшує впускання енергоносія, момент турбіни зменшується, але одночасно збільшується асинхронна потужність P_{ac} (пропорційно до ковзання). У деякій точці 6 P_{ac} дорівнює потужності турбіни P_T , і встановлюється режим асинхронного ходу. Ковзання далі не міняється. Увесь розглянутий процес можна розбити на три фази: 1 - коливань; 2 - випадання синхронної машини з синхронізму, $P_T > P_{ac}$; 3 - сталий режим асинхронного ходу, $P_T = P_{ac}$, ковзання і швидкість не міняються.

За один цикл асинхронного ходу синхронна потужність двічі міняє знак. Там, де потужність зі знаком "+", машина працює як генератор (зона кутів

$\delta = 0 - 180^\circ$); у ділянці потужності зі знаком "-" - як синхронний двигун (зона кутів $\delta = 180 - 360^\circ$).

2.10. Процес ресинхронізації

Якщо за допустимий час асинхронного ходу режим синхронної роботи не відновиться, то система ділиться на частини в заздалегідь передбачених точках. Отже, в системах має бути передбачена ресинхронізація. Необхідною умовою успішної ресинхронізації є рівність ковзання нулю ($s = 0$). Добитися цього можна, шляхом збільшення пульсації ковзання, що досягається збільшенням і зменшенням подачі енергоносія. Збільшення пульсацій досягають також збільшенням струму збудження (тобто збільшують амплітуду синхронного моменту). Якщо $s = 0$, то миттєве значення P_{ac} також дорівнює нулю (рис. 29), оскільки ця потужність обумовлена ковзанням.

Крім того, щоб ресинхронізація сталася, необхідно, щоб в даний момент часу $M_{синхр.} > M_{торм.}$.

Проаналізуємо ще раз роботу системи в зоні коливань (рис. 2.29). У режимі коливань точка режиму переміщається у бік зменшення кута δ , при досягненні $s = 0$, з'явиться майданчик гальмування. Точка 4 буде пройдена за інерцією, але надмірний момент ΔP поміняє знак (буде таким, що обертає) і точка режиму дійде до такого значення, при якому майданчик прискорення дорівнюватиме майданчику гальмування і ковзання стане рівним 0. При втягуванні машини в синхронізм, швидкість її дещо менша ніж синхронна, тоді регулятор швидкості трохи відкриває клапан, змінюючи подачу енергоносія.

Але процес ресинхронізації залежить також і від величини кута δ . Якщо значення кута δ , при якому $s = 0$, буде близьке до 180° , то ресинхронізація не відбудеться. Для того, щоб не співпадали значення $\delta = 180^\circ$ і $s = 0$, форсує струм збудження, тобто необхідно настроїти і регулятор швидкості, і регулятор збудження.

Якщо випадання із синхронізму відбувається внаслідок порушення статичної стійкості, коли потужність, що передається, близька до максимальної, то обов'язковим є втручання персоналу, оскільки після успішної ресинхронізації точка режиму знову може опинитися в зоні P_m , і станеться

повторний випад з синхронізму. В цьому випадку необхідно розвантажити електропередачу.

Частіше встановлюють спеціальні пристрої - ресинхронізатори (АЛАР - автоматична ліквідація асинхронного режиму).

2.11. 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.

I. Заходи, спрямовані на зміну параметрів елементів системи.

1. Синхронні генератори.

У сучасних електричних системах, генератори яких забезпечені АРЗ, 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 більшим, у гідрогенераторів він досягає 35%, а у синхронних компенсаторів - 40% і більше. Оскільки перехідний індуктивний опір являється по суті опором розсіяння, його зменшення пов'язано з великими труднощами. Так, наприклад, зменшення удвічі перехідного індуктивного опору призводить до дорожчання машини більш ніж на 50%.

Відносне значення перехідного індуктивного опору генераторів у загальному індуктивному опорі системи не є визначальним. Тому зміну внутрішнього опору лише в обмеженій мірі має вплив на динамічну стійкість. Те ж можна сказати про статичну стійкість генераторів з АРЗ 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 АРЗ, при яких забезпечується стійка робота електроенергетичної системи в заданих межах потужності, що передається.

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

2. 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.

3. 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 констатувати, що проблема стійкості є одним з основних чинників, який обмежує дальність передачі енергії, що викликає необхідність застосовування 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. 2.30), 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 АРЗ). За наявності у генераторів АРЗ, залежність буде дещо іншою.

б) Можна зменшити X_{Σ} шляхом розщеплювання проводів у фазі (330 кВ і вище).

в) Можна включити в розгин лінії батарею статичних конденсаторів.

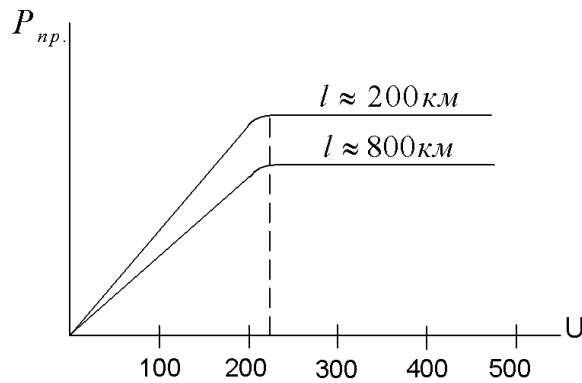


Рис. 2.30. Залежність потужності, що передається, від напруги ЛЕП

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 відмітити в той же час, що конденсатори повздовжньої компенсації можуть значно збільшити струми КЗ, особливо якщо вони включені на кінцях лінії електропередачі. Як можна бачити на рис. 2.31, а при КЗ на початку лінії конденсатор, включений на початку лінії, компенсує частково або повністю індуктивний опір генераторів і трансформаторів $x_{ГТ}$, 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. 2.31, б). При цьому, очевидно, в

якій би точці лінії електропередачі не сталося КЗ, індуктивні опори генераторів і трансформаторів не можуть бути компенсовані конденсатором.

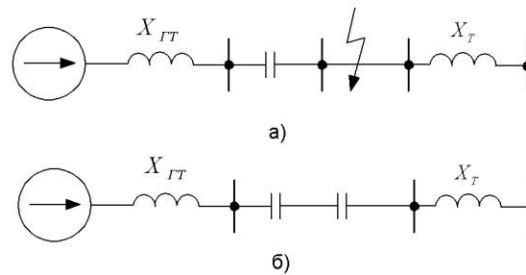


Рис. 2.31: а) Небезпечне місце КЗ за наявності послідовно включених конденсаторів;

б) Компенсація параметрів лінії на ділянках.

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

г) Часто поряд з конденсаторами застосовують лінійні шунтуючі реактори, які служать для компенсації природної місткості ЛЕП по відношенню до землі.

Насичення сердечників цих реакторів дає 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 реактора з насиченим сердечником забезпечує різку зміну струму реактора залежно від напруги, що дозволяє отримати регулюючий ефект $dQ/dU = 4-5$ і більше.

Єдина трудність, пов'язана з насиченням сердечників реакторів, це поява 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.

Положення ускладнюється тим, що запас стійкості електропередачі при великій довжині лінії взагалі невеликий. Можна використовувати в цьому випадку пов'язану схему з перемикальними пунктами (рис. 2.32).

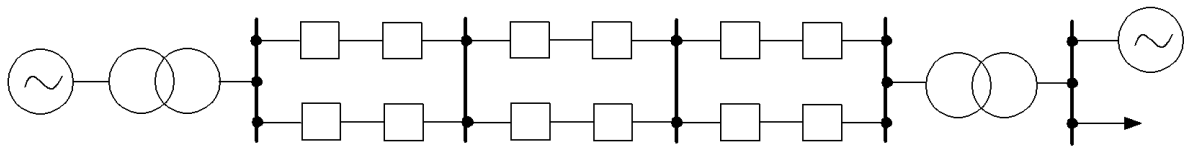


Рис. 2.32. Пов'язана схема електропередачі з перемикальними пунктами.

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.

4. 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 рис. 2.33 містяться 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.

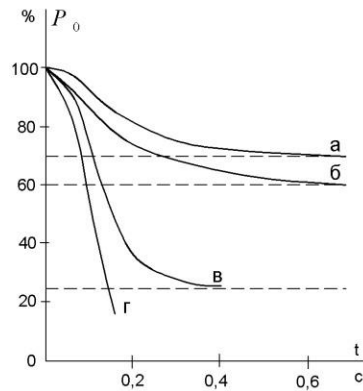


Рис. 2.33. Залежність граничної потужності, що передається, від часу відключення КЗ :

а - однофазне КЗ; б - двофазне КЗ;

в - двофазне КЗ на землю; г - трифазне КЗ

Як видно на рис. 2.33., 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.

Зменшення тривалості КЗ є доцільним 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, охоплюючих 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 елегазових і 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.

II Спеціальні додаткові заходи.

1. 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 зростає, 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 сказати також і про ту обставину, що 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 слід, проте забувати, що число однофазних замикань, коли пофазне відключення безумовно ефективне і доцільне, досягає 70% загального числа 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 утруднень проте можна уникнути повторним включенням 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 рис. 2.34 показані залежності допустимої тривалості повторного включення $\Delta t_{пв}$ при однофазному (1) і трифазному (2) відключенні однофазного КЗ в подібних умовах залежно від потужності, що передається, P_0 .

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.

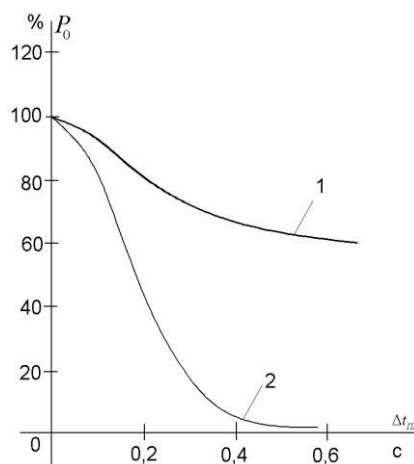


Рис. 2.34. Залежності граничної потужності, що передається, від тривалості повторного включення :

- 1 - при пофазному повторному включенні;
- 2 - при трифазному повторному включенні.

2. Заземлення нейтралі трансформаторів і опори навантажень.

Характер 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 дугогасячий реактор) генератори практично зовсім не реагують на однофазне замикання, оскільки реактивний опір нульової послідовності системи дорівнює в цьому випадку нескінченності. Порухення синхронізму при цьому абсолютно унеможливлене. У системах з дугогасячими 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 дугогасячими 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.

Дугогасячий 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 дугогасячий 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.

3. Електричне гальмування.

Для підвищення навантаження генераторів при будь-якому виді КЗ було запропоновано автоматичне включення в ланцюг генераторів (послідовно або паралельно) активних опорів навантажень, які знову підключаються в найбільш підходящий момент часу після відключення КЗ і на нормальну роботу системи впливу не чинять. Послідовно резистори навантажень зручно включати з боку нейтралі генераторів або трансформаторів (рис. 2.35), причому за нормального режиму вони закорочуються спеціальними вимикачами. При КЗ ці вимикачі відключаються і резистори навантажень виявляються включеними в ланцюг генератора.

Сенс процесу електричного гальмування полягає в тому, що збільшується площа гальмування, причому настільки, що система залишиться в синхронізмі.

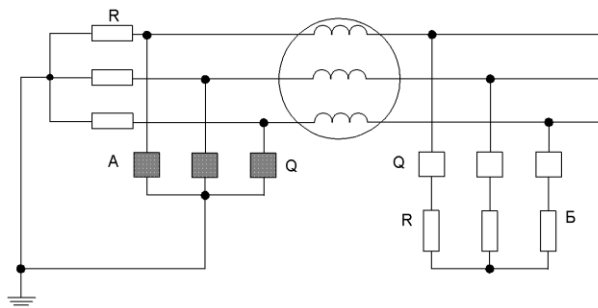


Рис. 2.35. Принципова схема включення резисторів навантажень : А - послідовне включення; Б - паралельне включення.

III Режимні заходи.

1. Поділ схеми електричної системи в заздалегідь намічених точках.
2. Відключення частини генераторів тієї електричної станції, де виникає небезпека порушення стійкості. Така ситуація може виникнути із-за порушення балансу активної потужності (у бік дефіциту активної потужності).
3. Найбільш ефективний спосіб - спеціальне аварійне регулювання первинних двигунів (турбін).

При раптовій зміні навантаження генератора звичайні регулятори як парових, так і гідравлічних турбін починають діяти з деяким запізненням. На стрибок навантаження безпосередньо вони не реагують і приходять в дію лише в результаті зміни частоти обертання, що викликається стрибком навантаження після того, як зміна її перевершить межу чутливості регулятора. В результаті дія таких регуляторів турбін починає позначатися через деякий час після порушення режиму роботи синхронного генератора.

Самий процес регулювання вимагає значно більшого проміжку часу, що змінюється залежно від значення стрибка навантаження і досягає для парових турбін декількох секунд. Час регулювання гідравлічних турбін у зв'язку з інерційністю води ще значніший.

Найбільшу швидкість закриття регулятори повинні забезпечити при різких скиданнях навантаження в результаті раптового відключення генератора від мережі, коли виникає небезпека надмірного збільшення частоти обертання.

Безпосередньою причиною порушення стійкості при аваріях є виникнення надмірних моментів на валу машин в результаті різких змін потужності, що віддається генераторами в мережу. Цілком очевидно, що якби регулювання турбін здійснювалося досить швидко і точно для того, щоб потужність турбін йшла за зміною потужності генератора без помітного запізнення в часі, то надмірні моменти були б зведені до мінімуму і порушення стійкості було б майже унеможливленим. Нині розроблені цифрові вимірювальні елементи регуляторів швидкості, які формують спеціальні імпульси, що роблять розвантаження регуляторів швидкості (зменшують пуск енергоносія), але при цьому генератор не відключається, а згодом, коли мине небезпека порушення стійкості, збільшується пуск енергоносія.

4. Регулювання потоків потужності по міжсистемних зв'язках.

Прогноз добових графіків навантаження системи в сучасних умовах відносно точний. Однак добитися ідеального збігу передбачуваного і дійсного графіків неможливо, і дійсне навантаження у будь-який момент часу може дещо відрізнятись від передбачуваної. У великих енергосистемах ця відносно невелика розбіжність може скласти декілька десятків і сотень мегават. Крім того, окремі електростанції не зовсім додержуються заданого їм графіку. У зв'язку з цим виникає завдання покриття непередбачених відхилень навантаження у системі. Тому в системах виділяються окремі регулюючі електростанції, які приймають на себе непередбачені коливання навантаження системи і підтримують частоту. Потужність же регулюючої станції схильна до досить значних коливань, особливо в години швидкого наростання або зменшення навантаження. Коливання потужності виникають і на лініях, що зв'язують регулюючу станцію з іншими станціями і підстанціями системи. Коливання потужності в межах цієї системи не викликають зазвичай ускладнень відносно стійкості паралельної роботи. Проте можна вказати умови, в яких непередбачені коливання потужності можуть призводити до порушень

статичної стійкості. Такі умови виникають при з'єднанні великих електричних систем лініями електропередачі, що мають малу пропускну спроможність.

Ускладнень, пов'язаних з порушеннями стійкості міжсистемних зв'язків, можна уникнути шляхом автоматичного регулювання потоку обмінної потужності. Для цього окрім регулюючої станції в одній системі, виділяється провідна електростанція в іншій, сусідній, системі, завданням якої є підтримка незмінної заданої обмінної потужності. На цій станції встановлюється автоматичний регулятор потужності, що реагує на відхилення потоку обмінної потужності від заданого значення і подібно до регулятора частоти впливає на двигуни синхронізацій регуляторів турбін. Автоматичне регулювання потоків обмінної потужності радикально вирішує завдання запобігання порушень стійкості, пов'язаних з перевантаженням ліній міжсистемних зв'язків.

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? Наведіть формулу для розрахунку.
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 ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Г.Г. Півняк, В.В. Слесарєв. Нова структура інформаційного забезпечення задач керування енергоємними технологічними процесами // Доповіді НАН України. Математика. Природознавство. Технічні науки. 2020, № 8. – С. 107-110.
2. Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів. Вид. 2-е, доправ. та доп. / Г.Г. Пивняк, В.Н. Винославский, А.Я. Рыбалко, Л.И. Несен / Заред. академіка НАН України Г.Г. Пивняка. – Дніпропетровськ: Вид-во НГА України, 2020. – 597 с.
3. Transients in Electric Power Supply Systems. Textbook for institutions of higher education / G. Pivnyak, V. Vinoslavskiy, A. Rybalka, L. Nesen, V. Prokopenko; under the general editorship of G. Pivnyak, Academician of the National Academy of Sciences of Ukraine. Editorship of the English version and terminology by Professors O.Ivanov and S.Kostritskaya – 5-th edition: Translation from Ukrainian. – Dnipropetrovsk: National Mining University. – 2019. – 406 p.
4. Electromagnetic compatibility in electric power systems: textbook for institutions of higher education from Ukrainian by S.I. Kostritska and I.O. Tokar / I.V. Zhezhelenko, A.K. Shidlovskiy, G.G. Pivnyak, Yu. L. Saenko, editorship of the English version and terminology by Professor O.B. Ivanov. – 2 nd edition. – D.: National Mining University. – 2023. – 239 p.
5. 47. Transients in Electric Power Supply Systems. Textbook for institutions of higher education: under the editorship of G.G. Pivnyak / G.G. Pivnyak, I.V. Zhezhelenko, Y.A. Papaika; Ministry of Education and Science of Ukrainian, National Mining University – 5-th edition, revised and expanded: Translation from Ukrainian. – Trans Tech Publications Ltd, Switzerland, 2019. – 382 p.
6. Пантелєєва І.В., Олійник Ю.С. Перехідні процеси в енергосистемах та розрахунок параметрів елементів енергосистеми: навч.-метод. посібн. для студентів денної та заочної форм навчання ОС «бакалавр», «магістр» спец. 141 Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка/І.В. Пантелєєва, Ю.С. Олійник; УПА – Харків: 2018. – 130 с.
7. Пантелєєва І.В. Електромагнітні та електромеханічні перехідні процеси: метод. вказівки до проведення практичних занять для студ. денної та заочної форм

навчання спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, УІПА. – Харків: 2019, 31 с.

8. Остапчук О.В., Денисюк П.Л., Матеєнко Ю.П. Електрична частина станцій та підстанцій. Навчальний посібник. – Київ: КПУ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 182 с.

9. Бардик Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання. – Київ: «Політехніка», 2022. – 250 с.

10. Остапчук О.В., Бондаренко О.Л. Проєктування електричних станцій. Навчальний посібник. – Київ, 2023. – 153 с.

11. Козлов В.Д. Електрична частина станцій та підстанцій. Підручник. – Київ: НАНУ, 2018. – 312 с.

12. Енергетика: [сайт]. Режим доступу: <https://LEONARDO.ENERGY.ORG/>

Електронне видання комбінованого використання.
Можна використовувати в локальному та мережному режимі

ПАНТЄЛЄЄВА Ірина Вікторівна

ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ

Навчально-методичний посібник
для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня денної
і заочної форм здобуття освіти за спеціальностями
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,
015.33 «Професійна освіта
(Енергетика, електротехніка та електромеханіка)»

В авторській редакції

Підписано до розміщення 24.04.2026. Гарнітура Times New Roman.
Ум. друк. арк. 5,97. Обсяг 3,097 Мб. Зам. № 199/26.

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна,
61022, м. Харків, майдан Свободи, 4.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3367 від 13.01.2009.
Видавництво ХНУ імені В. Н. Каразіна