РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 96 стор., 28 рис., 26 табл., 13 библ. найм.

ПРОМИСЛОВИЙ РАЙОН, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ПІДСТАНЦІЯ, НАПРУГА, СПОЖИВАЧІ, СТАТИЧНА СТІЙКІСТЬ, ДИНАМІЧНА СТІЙКІСТЬ, ДОСЛІДЖЕННЯ

Спроектована система електропостачання промислового району. Джере- лом живлення є існуюча електростанція. Електростанція працює на енергоси- стему. Схема енергосистеми включає еквівалентний блок «генератор- трансформатор», який має зв'язок з шинами системи нескінченної потужності за допомогою двохланцюгової лінії електропередачі і автотрансформатора.

На шинах електростанції є відбір потужності для спроектованого вузла еле- ктропостачання промислового району. Досліджена статична стійкість енер- госистеми при різних типах автоматичного регулювання збудження синхронних генераторів електростанції. Досліджена динамічна стійкість генераторів і граничний час відключення лінії зв’язку електропередачі при двофазному короткому замиканні на землю.

ЗМІСТ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ВСТУП................................................................................................................. | 6 |  |
| РОЗДІЛ 1 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ…........................... | 9 |  |
|  1.1 Початкові дані та характеристика споживачів району…………….............................................. | 9 |  |
|  1.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району........... | 13 |  |
|  1.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової  підстанції…………………………………………………………................. | 13 |  |
|  1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району....................................... | 17 |
| РОЗДІЛ 2 РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ………………….. | 22 |
| 2.1 Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги | 22 |
| 2.2 Розрахунок перерізів проводів.............................................................. | 29 |
|  2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання................................................. | 31 |
| 2.4 Розрахунок параметрів ліній................................................................... | 35 |
| 2.5 Перевірка схем за допустимою втратою напруги................................. | 36 |
| 2.6 Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів............................. | 41 |
| 2.7 Розрахунок втрат потужності і електроенергії..................................... | 44 |
| 2.8 Компенсація реактивної потужності...................................................... |  47 |
| РОЗДІЛ 3 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ  ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ................................................................ | 52 |
| 3.1 Розрахунок капітальних вкладень......................................................... | 53 |
|  3.2 Розрахунок щорічних затрат.................................................................. | 54 |
| 3.3 Розрахунок приведених затрат.............................................................. | 56 |
| РОЗДІЛ 4 РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ  МЕРЕЖІ............................................................................................. | 58 |
|  4.1 Режим максимального навантаження………………………………....................... | 58 |
|  4.2 Післяаварійний режим………………………………………………................................ | 74 |
|  4.3 Регулювання напруги…………………………………………………. | 76 |
| РОЗДІЛ 5 ДОСЛІДЖЕННЯ СТІЙКОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТА -  ЧАННЯ В СТАТИЧНИХ І ДИНАМІЧНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ | 78 |
|  5.1 Статична та динамічна стійкість режиму в системі «еквівалент-  ний генератор – шини незмінної напруги і частоти»........................ | 78 |
|  5.2 Аналіз статичної стійкості системи електропостачання................... | 8686 |
|  5.3 Аналіз динамічної стійкості генераторів і визначення граничного  часу відключення.................................................................................... | 88 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.................................................................................... | 93 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ............................................................ | 95 |

 **ВСТУП**

Енергетика є основою економіки нашої країни, оскільки вона має великий вплив на пришвидшення прогресу не тільки у промисловому виробництві, але й у всіх інших галузях життя нашого суспільства. Роль електричної енергії пояснюється універсальністю її використання, можливістю передачі на, практично, будь-які віддалі і безмежним поділом. До основних елементів електроенергетичної системи, що забезпечують виробництво і пересилання електричної енергії споживачам, належать генератори, трансформатори, кабелі і лінії.

Електрична система – це сукупність взаємодіючих елементів, які можна розбити на дві групи. Перша группа включає силові елементи, які:

– виробляють (наприклад генератори);

– перетворюють (трансформатори, випростувачі);

– пересилають і розподіляють (лінії пересилання, мережі);

– споживачі електричної енергії.

Друга группа – елементи керування:

– регулюють і змінюють стан енергосистеми (регулятори збудження синхронних машин, регулятори частоти, реле, вимикачі і т.д.).

Всі елементи енергосистеми пов’язані єдністю процесів генерування, пересилання, розподілу і споживання електричної енергії і процесів, що з’являються при зміні стану у системі основною специфічною особливістю якого є швидке протікання подій і неминучість пошкоджень аварійного характеру.

Сучасні електроенергетичні системи характеризуються передусім тим, що усі синхронні генератори підключаються до загальної електричної мережі, до якої також приєднуються синхронні і асинхронні двигуни. Таким чином, в системі має місце нерозривність процесу виробництва, розподілу і споживання електричної енергії. Тому в електроенергетичних системах зміна режиму роботи якогось її окремого елементу (наприклад, генератора, двигуна, лінії і т. п.) позначається на режимі роботи інших елементов. Для стійкості енергосистем дуже важливим є режим роботи електричних машин.

Первинними причинами, що викликають виникнення і розвиток аварійних ситуацій, що супроводжуються порушенням стійкості, є наступні:

* + 1. Відключення ліній електропередачі при коротких замикань у час гро- зи, дощів, сильного вітру, пожежі, в результаті попадання стороннього пред- мета, перекриття ізоляції на сторонній предмет, обриву дроту ( 40 %).
		2. Ушкодження або відмова устаткування при руйнуванні опор, ізо- ляторів, обриву гірлянд ізоляторів, ушкодження вимикачів (17 %).
		3. Відмова або неправильні дії релейного захисту і автоматики (14 %).
		4. Відключення або зниження потужності блоку, котла, власних потреб електростанцій (9 %).
		5. Відключення трансформаторів і автотрансформаторів ( 8 %).
		6. Перевищення межі передаваної потужності при наростанні наванта- женя (5 %).
		7. Неправильні дії оперативного і ремонтного персоналу енергосистем (4 %).
		8. Втрата збудження генераторів (2 %).
		9. Інші причини (1 %).

Таким чином, у міру розвитку енергосистем питанням забезпечення їх стійкої роботи як при проектуванні, так і при експлуатації необхідно приді- ляти належну увагу. Недостатні або недостовірні дослідження стійкості ене- ргосистем, недосконалість засобів протиаварійного управління є найбільш суттєвими причинами появи великих системних аварій.

***Актуальність теми роботи*** полягає в необхідності підвищення надійності та стабільності роботи електричної системи постачання живлення для підвищення стійкості всієї системи електропостачання промислового району. Це забезпечується за рахунок аналізу та дослідження статичної та динамічної стійкості енергосистеми при різних типах автоматичного регулювання збудження синхронних генераторів електростанції, визначення граничного часу відключення лінії зв’язку електропередачі при двофазному короткому замиканні на землюі розробці елементів захисту для підвищення стійкості системи електропостачання промислового району з метою підвищення надійності та стабільності роботи електричної системи

***Предметом дослідження*** є модернізована системи електропостачання з генераторною потужністю 235 МВА після підключення вузла навантаження з потужністю споживачів 150 МВА (згідно завдання).

***Мета і завдання роботи*** полягає в дослідженні стійкості системи електропостачання після модернізації з підключення вузла навантаження споживачів та розрахунок елементів захисту для підвищення стійкості всієї системи електропостачання промислового району.

*Для досягнення поставленої мети визначені наступні завдання*:

* + - 1. розрахувати електричну частину системи електропостачання проми- слового району із загальним навантаженням споживачів 150 МВА і визначити потужність, споживану системою електропостачання;

2) досліджувати статичну стійкість синхронних генераторів електрос- танції існуючої енергосистеми, до якої підключається системи електропоста- чання промислового району;

 3) досліджувати динамічну стійкість генераторів і граничний час відключення при двофазному короткому замиканні на землю в лінії зв'язку енергосистеми.

**РОЗДІЛ 1**

**ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ**

1.1 Початкові дані та характеристика споживачів району

До існуючої системи електропостачання проектується і підключається система електропостачання промислового району (Sн), що складається з чо- тирьох вузлів споживачів. системи електропостачання з генераторною потужністю 235 МВА після модернізації та підключення вузла навантаження з потужністю споживачів 150 МВА. Споживачі підключаються до одних шин електростанції (найбільш тяжкий режим в експлуатації). Для полученої модернізованої системи будуть приведені напрями розрахунку на динамічну та статичну стійкість.

Розрахункова схема існуючої системи електропостачання приведена на рис.1.1.

РЕ1 QE1 Т1

*Р01*

W

АТ

Uс

РЕ2 QE2

Т2

*Р02*

*к*

Sн

Рисунок 1.1 Схема існуючої системи електропостачання

Початкові дані до розрахункової схеми рис.1.1 системи електропостачання приведені в табл.1.1-1.4.

Таблиця 1.1 Параметри турбогенераторів ТВФ-100-2

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Кіль- кість генера- торів, *nг* , шт | Номінальна потуж- ність, *Ргном* , МВт | Коефіці-єнт потуж- ності, cos, о.е. | Синхронний індуктивний опір по подовжній осі, *хd* , о.е. | Перехідний індуктив- ний опір, *хd* , о.е. | Опір зворотної послідов- ності, *х*2 , о.е. | Круте- невий момент,*GD*2 , *г**т* *м*2 |
| 2 | 100 | 0,85 | 1,8 | 0,28 | 0,22 | 13 |

Таблиця 1.2 Параметри блокових трансформаторів *Т*1 и *Т*2 типу ТДЦ-125000/220

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Кількість трансформа- торів, *nт*1, шт | Номіналь- на потуж- ність, *Sнт*1, МВА | Номінальна на- пруга по високій стороні, *Uвнт*1, кВ | Номінальна напругапо низькій стороні,*U ннт*1, кВ | Напруга ко- роткого за- микання,*Uкзт*1 , %, |
| 2 | 125 | 242 | 10,5 | 11 |

Таблиця 1.3 Параметри лінії W

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Кількість ланцюгів, *nц* , шт | Довжина лінії *lw*, км | Напруга, *Uw*, кВ | Марка дроту | Активний опір при 20 *оС* на 1 км, *rо* Ом | Реактив- ний опір на 1 км, *xо* , Ом, | Ємнісна провід- ність на 1 км,*bо* 106Сим/км |
| 2 | 120 | 220 | АС-240/32 | 0,124 | 0,43 | 2,6 |

 Таблиця 1.4 Параметри трьох автотрансформаторів (однофазних) АТ

АОДЦТН 167000/500/220

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номіналь-на потуж- ність, *Sнт*3 , МВА | Номінальна висока напруга, *U внт*3 , кВ | Номіналь-на серед-ня напруга, *Uснт*3 , кВ | Номіналь- на низька напруга , *Uннт*3 , кВ | Напруга коротко- го замика-ння для обмоток ВН-СН,%, *UкВС* | Напруга коротко- го зами- канння для об моток ВН-НН,% ,*UкВН* | Напруга корот кого замикання для обмоток СН-НН,%,*UкСН* |
| 167 | 500 | 230 | 10,5 | 11 | 35 | 21,5 |

Параметри системи, до якої підключені авторансформаторы АТ приведені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 Параметри системи енергопостачання

|  |  |
| --- | --- |
| Напруга системи, *Uс* , кВ | Потужність короткого замикан-ня системи, *Sкзс* , МВА |
| 510 | 30000 |

Географічне розташування джерела і вузлів навантаження на плані місцевості (ситуаційний план) приведені в табл. 1.6. Координати (X, Y)

джерела живлення і пунктів споживання електроенергії відносно умовного початку координат. Джерело живлення - електростанція з розподільним пристроєм напругою 110 кВ. Навантаження споживачів у максимальному режимі приведено в табл.1.7.

Таблиця 1.6 Навантаження споживачів у максимальному режимі

|  |
| --- |
| Коордінаты X (мм), Y(мм) розташування джерела живлення і підс-танцій споживачів |
| Джерело живлення, (ДЖ) | Пункт спо- живання№1 | Пункт спо- живання№2 | Пункт спо- живання№3 | Пункт спо- живання№4 |
| *X A* | *YA* | *X*1 | *Y*1 | *X* 2 | *Y*2 | *X* 3 | *Y*3 | *X* 4 | *Y*4 |
| 100 | 215 | 45 | 200 | 110 | 235 | 135 | 200 | 150 | 260 |

Масштаб ситуаційного плану, (М) - 1 км/мм.

Таблиця 1.7 Навантаження споживачів у максимальному режимі

|  |  |
| --- | --- |
| Тривалість використання максимально-го наванта-ження ділянок мережі, годин/рік | Максимальні навантаження P (Мвт) и cosφ (о.е.)споживачів |
| Пункт спо- живання №1 | Пункт спо- живання №2 | Пункт спо- живання №3 | Пункт споживан-ня №4 |
| *Т м* | *Р*1 | cos**1 | *P*2 | cos**2 | *P*3 | cos**3 | *P*4 | cos**4 |
| 6350 | 25 | 0,88 | 30 | 0,9 | 35 | 0,890 | 45 | 0,910 |

Неообхідні для подальшого розрахунку системи дані - галузь промисловості переважного навантаження у вузлі і його категорія надійності, значення напруги вторинної мережі *Uнн*  та район по ожеледі приведено в табл.1.8.

Таблиця 1.8

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Найменування вузла | Вторинна номінальна напруга*Uнн* , кВ | Категорія надійності | Район по ожеледі |
| 1 | 6 | II | 1 |
| 2 | 10 | II |
| 3 | 10 | II |
| 4 | 6 | II |

Розрахунок потужностей ведеться у комплексній формі, для чого потужності споживачів треба виразити у комплексній формі [1-5].

Виконаємо розрахунки для пункта споживання №1. Споживана повна потужність у максимальному режимі, МВА,

*S*1 

*P*1

cos**1

=25/0,88=28,4. (1.1)

Реактивна споживана потужність у максимальному режимі визначемо із трикутника потужностей, МВАр

 *Q*1  =(28,42-252)0,5=13,5. (1.2)

*S* 2  *P*2

1 1

Зведення про вузли навантаження вибираються з вихідних даних, разраховані і занесені в табл.1.9.

Таблиця 1.9 Зведення про вузли навантаження

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Най- мену- ваннявузла | Навантаження у максималь- ному режимі, *P*  *jQ* ,МВА | Вторична номі- нальна напруга*Uнн* , кВ | Категорія надій ності |
| 1 | 25 | +j | 13,5 | 6 | II |
| 2 | 30 | +j | 14,5 | 10 | II |
| 3 | 35 | +j | 17,9 | 10 | II |
| 4 | 45 | +j | 20,5 | 6 | II |

1.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району

Як розрахункові навантаження на цьому етапі проектування приймають- ся максимальні навантаження, зазначені в завданні, що приведені з ураху- ванням росту електроспоживання на перспективу в 5 років.

Сумарні активне *Pр* і реактивне *Qр* розрахункові навантаження району визначаються наступним чином [5]:

Розраховується сума активних максимальних навантажень, МВт:

*n*

 *Pi* = *P*1  *P*2  *P*3  *P*4 =25+30+35+45=135,00. (1.3)

*i* 1

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

*n*

*Q i* =*Q*1  *Q*2  *Q*3  *Q*4 =13,5+14,5+17,9+20,5=66,40. (1.4)

*i* 1

Повне максимальне навантаження району, МВА

*S* =  (135,002+66,402)0,5=150,45. (1.5)

 *n*

  *Pi*    *Q i* 

2

 *n*

2



 *i* 1   *i* 1 

 



1.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції

Установлюється доцільність живлення більшості чи всіх споживачів району від вузлової підстанції (ВП), що одержує, у свою чергу, електроенергію від джерела живлення (ДЖ).

Місце спорудження вузлової підстанції ВП рекомендується вибирати в

центрі електричних навантажень (ЦН) [1], з координатами *X* 0 і *Y*0 :

 , ,

де *Pi*  активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

*Xi* , *Yi*  координати розташування вузлів на ситуаційному плані, мм.

Координати центра електричних навантажень (ЦН) *X* 0 і *Y*0 :

 

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

 *Lдж**цн*  3 (1.6)

 *Lcз*

де *Lдж**цн -*відстань від джерела живлення до центра електричних навантажень ЦН (виміряється лінійкою на ситуаційному плані, або розраховується аналітично);

 *Lcз -* середньозважена відстань від ЦН до вузлів навантаження.

 Значення *Lcз* може бути розраховане по формулі:

*m*

 *Pi* *li* цн

*L*сз  *i* 1 *m* ,

 *Pi i* 1

 (1.7)

де *Pi*  активна потужність вузлів навантаження (ВН), МВт ;

*li*цн відстань від *i*  го вузла навантаження (ВН) до центра електричних навантажень ЦН у мм (виміряється лінійкою на ситуаційному плані, або розраховується аналітично).

Координати розташування підстанцій, джерела живлення і центра елек- тричних навантажень (ЦН) приведені у табл.1.10.

Таблиця 1.10 Координати розташування на місцевості

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Найменування підстанції і координат розташування на місцевості | Х, мм | Y, мм |
| Джерело живлення (ДЖ), *X А*,*YА*  | 100 | 215 |
| Пункт споживання №1, *X*1,*Y*1  | 45 | 200 |
| Пункт споживання №2, *X* 2 ,*Y*2  | 110 | 235 |
| Пункт споживання №3, *X* 3,*Y*3  | 135 | 200 |
| Пункт споживання №4, *X* 4 ,*Y*4  | 150 | 260 |
| Центр електричних навантажень (ЦН), *X* 0 ,*Y*0  | 118 | 228 |

Відстань від джерела живлення до центра електричних навантажень ТЦН, розраховуємо аналітично, мм,

 *Lдж* *цн* = = ((100-118)2+(215-228)2)0,5=22.

*X А*  *X* 0 2  *YА*  *Y*0 2

Відстань від пункта споживання №1 до центра електричних навантажень ТЦН розраховуємо аналітично, мм:

 *Lпс*1*цн* = = ((45-118)2+(200-228)2)0,5=78.

 *(X*1  *X* 0 2  *Y*1  *Y*0 2

Результати розрахунку відстаней від пунктів споживання №2 ( *Lпс*2*цн* ), №3 ( *Lпс*3*цн* ), №4 ( *Lпс*4*цн* ) до центра електричних навантажень ЦН приведені в табл. 1.11.

 Таблиця 1.11 Розрахунок місця розташування вузла навантаження

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найме- нування ПС | *P* , | *X* , | *P*  *X* , | *Y* , | *P* *Y* , | *Lпсі* *цн* | *P* *l*пс- тцн , |
| МВт | мм | МВтмм | мм | МВтмм | мм | МВтмм |
| 1 | 25 | 45 | 1125 | 200 | 5000 | 78 | 1950 |
| 2 | 30 | 110 | 3300 | 235 | 7050 | 11 |  330 |
| 3 | 35 | 135 | 4725 | 200 | 7000 | 33 | 1155 |
| 4 | 45 | 150 | 6750 | 260 | 11700 | 45 | 2025 |
| Разом | 135,00 | - | 15900 | - | 30750 | - | 5460 |

Середньозважена відстань від центра електричних навантажень ЦН до вузлів навантаження, мм,

*m*

 *Pi* *li*  тцн

*L*с.в.  *i* 1

 Розраховуємо умову (1.6)

*m*

 *Pi i* 1

=5460/135,00=40. (1. 8)

*L*дж-цн

*L*с.в.

=22/40=0,55, (1. 9)

Якщо мова

*L*дж- тцн

*L*с.в.

 3, виконується, то вузлову підстанцію ВП доці-

льно споруджувати. C метою зменшення капіталовкладень у систему зовніш- нього електропостачання, вузлову підстанцію ВП сполучають з найближчої до теоретичного центра навантажень підстанцією. У данному проекті ця умова не виконується, тому вузлову підстанцію ВП не споруджуємо.

Розрахуємо усі можливі відстані між пунктами (А, 1, 2, 3, 4) на місцевості. Відстань між джерелом живлення А і пунтом споживання №1 (підстанцією №1) на місцевості:

*lА*1= [ *X А*  *X*12  *YА*  *Y*12 ]  *М* =[(100-45)2+(215-200)2)0,5]·1=57 км.

де *М* - масштаб на ситуаційному плані, км/мм.

Результати розрахунку приведені у табл. 1.12.

Таблиця 1.12 Відстань між пунктами

|  |
| --- |
| Відстань між пунктами на місцевості, км |
| *l А*1 | *l А*2 | *l А*3 | *l А*4 | *l*12 | *l*13 | *l*14 | *l*23 | *l*24 | *l*34 |
| 57 | 22 | 38 | 67 | 74 | 90 | 121 | 43 | 47 | 62 |

1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

1.4.1 Основні вимоги до схеми мережі.

Схеми електричних мереж повинні з найменшими затратами забезпечу- вати необхідну надійність електропостачання, необхідну якість електроенер- гії, що відпускається, зручність і безпеку експлуатації, можливість подальшо- го розвитку мережі і підключення нових споживачів [6,7].

Абсолютно безперебійне електропостачання споживачів здійснити прак- тично неможливо. При будь-якій кількості резервних ліній можливі перерви живлення. Додаткові затрати на резервування можуть значно підвищити со- бівартість електроенергії, що відпускається споживачу.

Мінімально необхідне резервування визначається категорією надійності електроприймачив. Електропостачання споживачів I категорії повинне забез- печуватися двома незалежними джерелами з обов'язковим використанням ав- томатичного включення резерва АВР**.**

Електроприймачи II категорії також рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних, що взаємно резервують джерела жив- лення ДЖ. Для них допустима перерва в електропостачанні на час включення резервного живлення черговим чи персоналом виїзної оперативної бригади.

У проектній практиці для побудови раціональної конфігурації мережі застосовують поваріантний метод, при якому для заданого розташування

споживачів намічається кілька варіантів і з них на основі техніко- економічного порівняння вибирається кращий. За умовами надійності в одну електрично зв'язану мережу допускається поєднувати 6 - 3 споживача напру- гою 35 - 220 кВ (менше число відноситься до вищої напруги).

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання районів з переважними навантаженнями I і II категорії можна використовувати розі- мкнуті резервовані мережі (радіальні, магістральні, магістральні з відгалу- женнямі, у тому числі, найкоротші мережі) чи прості замкнуті мережі (із дво- стороннім живленням чи кільцеві). Приклад конфігурацій мережі приведе- ний на рис. 1.2, на якому під центром живлення (ЦЖ) розуміється або джере- ло живлення, або вузлова підстанція.



Рис. 1.2  Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а),

магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

Слід зазначити, що ЛЕП, що виконані на дволанцюгових опорах, не за- безпечують необхідної надійності електропостачання споживачів I категорії в умовах IV і особливого району по ожеледі, тому що при ушкодженні можли- ва повна перерва в живленні. Тому ЛЕП для живлення таких споживачів ви- конують на одноланцюгових опорах.

Схема мережі в значній мірі впливає на вибір схеми розподільного при- строю РП споживчих підстанцій. Для підстанцій, що живлюються по замкну- тих схемах мережі, для розподільного пристрою РП приймається схема “міс- ток”:

- с вимикачами в ланцюгах трансформаторів (чи ліній), якщо проектована мережа знаходиться в IV чи особливому районі по ожеледі;

- с віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформаторів (за бажанням замовника з вимикачами) в інших районах по ожеледі.

У радіальних і магістральних мережах розподільні пристрої РП спожив- чих підстанцій виконуються за схемою “блок лінія-трансформатор” з вими- качами чи віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформаторів у залежності від району по ожеледі.

Для пошуку найбільш економічного рішення необхідно скласти ряд тех- нічно реалізованих варіантів схем мережі, що відрізняються як за технічни- ми, так і за економічними показниками, які задовольняюють викладеним ви- ще основним вимогам.

При розробці схем електропостачання електричної мережі варто прагну- ти передавати енергію до споживача по найбільш короткому шляху. Для ско- рочення кількості варіантів споживачі варто розділити на кілька груп, вихо- дячи з їхнього взаємного розташування відносно вузлової підстанції ВП. Ко- жна група повинна розглядатися поза зв'язком з іншими групами. Це дозво- ляє для кожної групи намітити обмежену кількість варіантів схем і застосува- ти найбільш прості і надійні схеми, що вимагають для функціювання мережі найменшої кількості ліній і електроустаткування підстанцій (див. рис.1.2).

Якщо який небудь вузол нагрузки, що розташований поблизу ЛЕП, з'єд-

нує джерело живлення ДЖ з вузловою підстанцією ВП, то його варто виділи- ти в окрему групу і заживити або відгалуженням від цієї ЛЕП, або ЛЕП зов- нішнього електропостачання виконати за магістральною схемою (аналогічно рис. 1.2 б чи в).

Усі намічені варіанти схем електропостачання споживачів по кожної групі приводяться на відповідних рисунках.

1.4.2 Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками.

До натуральних показників відносять сумарна довжину ліній електропередачі і кількість вимикачів.

Довжини ділянок визначаються з урахуванням непрямолінійності трас (дійсна довжина ділянки приймається на 5 – 15% більше довжини, обмірюваної по прямої лінії на плані району):

*lділ*  (1,05  1,15)*mlі* ,

де *m*  прийнятий масштаб, км/мм;

 *li* довжина *i-*ої ділянки на плані, мм.

Довжина ділянки між джерелм живлення ДЖ і підстанцією №1, км,

 *lділд*1  1,1*mlд*1=1,1·1·57=62,7.

Сумарна довжина ЛЕП у варіанті розраховується по формулі, км,:

*L* 

*n*

*l*діл *i*  *kділi* ,

*i*1

де *kділi*  коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опор ЛЕП і кіль-

кість ліній електропередач на ділянці траси (є еквівалентом різної вар-

тості одноланцюгових і двохланцюгових ЛЕП).

Для кільцевих схем електропостачання застосовуються одноланцюгові

опори, тому *k* діл  1. В магістральних схемах при живленні тільки споживачів II категорії надійності використовуються двохланцюгові опори ( *k*діл  1,6 ), а при живленні споживачів тільки I категорії, або одночасно I і II кате-горій ЛЕП виконуються на одноланцюгових опорах, але дві лінії (*k* діл  2 ).

При порівнянні варіантів за натуральними показниками приймається, що вартість одного вимикача в 3 рази більше вартості одного кілометра ЛЕП. Тоді еквівалентна довжина ЛЕП ( *Lекв* ) по варіанту електропостачання обчи- слюється, км,

*Lекв* *L*  3*nв* ,

де *n*в  кількість вимикачів у варіанті електропостачання.

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.13.

Таблиця 1.13 Порівняння варіантів електропостачання по натуральним показникам

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Варі- ант | Ділян- ка | Коефі- цієнт, що врахо- вує конс- труктивний тип опір і кіль- кість ліній*kділі* | Відс- тані на плані між пунк тами спожи- вання, *li* , мм | Довжина ділянок, *lділі*  , 1,1*mli*км | Еквіва- лентна довжина ділянок, *lекві*  *kділі*  ,* *lділі*

км | Су- марна дов- жина ЛЕП,*L* ,км | Кіль- кість вими- качів у ва- ріан- ті, *n*в | Еквіва- лентна довжи- на ЛЕП, *Lекв*  *L*  ,* 3*nв*

км |
| “а” | А-1 | 1 | 57 | 62,7 | 62,7 | 348 | 16 | 396 |
| 1-2 | 1 | 74 | 81,4 | 81,4 |
| А-2 | 1 | 22 | 24,2 | 24,2 |
| А-3 | 1,6 | 38 | 41,8 | 66,9 |
| А-4 | 1,6 | 67 | 73,7 | 117,9 |
| “б” | А-1 | 1 | 57 | 62,7 | 62,7 | 360,1 | 16 | 408,1 |
| А-3 | 1 | 38 | 41,8 | 41,8 |
| 1-3 | 1 | 90 | 99 | 99 |
| А-4 | 1,6 | 67 | 73,7 | 117,9 |
| А-2 | 1,6 | 22 | 24,2 | 38,7 |
| “в” | А-1 | 1 | 57 | 62,7 | 62,7 | 352 | 16 | 400 |
| 1-2 | 1 | 74 | 81,4 | 81,4 |
| А-2 | 1 | 22 | 24,2 | 24,2 |
| А-3 | 1 | 38 | 41,8 | 41,8 |
| 3-4 | 1 | 62 | 68,2 | 68,2 |
| А-4 | 1 | 67 | 73,7 | 73,7 |
| “г” | А-1 | 1,6 | 57 | 62,7 | 100,3 | 340 | 16 | 388 |
| А-2 | 1,6 | 22 | 24,2 | 38,7 |
| А-3 | 1,6 | 38 | 41,8 | 66,9 |
| А-4 | 1,6 | 67 | 73,7 | 117,9 |

*Вибираємо “а” і “г” варіанти.* Для подальших розрахунків з метою уні- фікації розрахункового формуляра обозначемо варіант “а” як варіант 1, а ва- ріант “г” як варіант 2. Для вибраних варіантів виконуємо розрахунок техніч- них показників.

 *nст*   *W*1% =-5,5/1,78=-3,09

*kст*1

 Приймаємо стандартне число і знак ступеней відгалуження системи РПН

овленних КП *Qкпрнсум*не перевищує 5%.

*nстан*1=-3.

Визначаємо дійсну напругу на низькому боці при вибраному положенні РПН, кВ:

*Uстннд*1

 *Uднн*1

1  *nстан*1  *kст*1

100

=5,97/((1+(-3)·1,78)/100)= 6,31.

Порівнюємо одержану напругу з бажаємою, для чого відзначаємо відхилення напруг:

*m*  *Uстннд*1  *Uбмакс*1 100% =(6,31-6,30)/ 6,30=0,16 %.

1 *Uбмакс*1

Теперь можно розрахувати сумарну потужністьі вузла навантаження промислового району. Сумарна активна потужність вузла навантаження промислового району, МВт,

*Pнагр*

 *Pнач*1  *Pнач*2  *Pнач*3  *Pнач*4 =25,73+30,56+36,01+46,69=138,99.

Сумарна реактивна потужність вузла навантаження промислового району, МВАр

*Qнагр* *Qнач*1  *Qнач*2  *Qнач*3  *Qнач*4 =7,69+10,66+12,36+16,72=47,43.

Сумарна споживана потужність вузла навантаження промислового району, МВА

**РОЗДІЛ 5**

**ДОСЛІДЖЕННЯ СТІЙКОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В СТАТИЧНИХ І ДИНАМІЧНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ**

**5.1 Статична та динамічна стійкість режиму в системі «еквівалент-ний генератор – шини незмінної напруги і частоти»**

Під статичною стійкістю системи електропостачання розуміють здатність зберігати вихідний режим при малих відхиленнях режимних параметрів (збуреннях режиму). Порушення статичної стійкості в системах електропостачання можуть мати різний характер. Це або випадання із синхронізму генераторів, що передають потужність через лінію електропередачі в прийомну систему, якщо досягнуть межа переданої по цій ЛЕП потужності, або порушення синхронної роботи генераторів станції, відоме як лавина частоти, якщо навантаження прийомної системи перевищить критичне. Труднощі аналізу динамічної стійкості систем електропостачання полягають у тому, що відсутні загальні методи вирішення нелінійних диференціальних рівнянь. Тому при дослідженнях динамічної стійкості перехідний процес у системах електропостачання визначається або шляхом численного інтегрування диференціальних рівнянь, або шляхом рішення цих рівнянь на аналогічних обчислювальних машинах.

 *Статична стійкість режиму*

Можливе порушення стійкості вузлів навантаження (зупинка синхронних двигунів), відоме як лавина напруги, якщо напруга в якому-небудь вузлі навантаження упаде нижче критичного. Режим системи електропостачання буде стійким, якщо при малих відхиленнях параметрів системи від сталого режиму система повернеться у вихідний стан. Якщо ж при найменшому відхиленні параметрів режиму система перейде в інший режим, то режим варто вважати нестійким.

Статична стійкість режиму в значній мірі визначається параметрами і характеристиками синхронних машин (джерел живлення, споживачів).

Тому складання схем заміщення і рівнянь електричних процесів у них є важливим при рішенні статичної стійкості.

У схемах заміщення синхронну машину представляють синхронним опором, через який протікає повний струм генератора і за яким прикладена ЕРС, пропорційна струму збудження генератора. Ця схема заміщення справедлива, однак тільки для неявнополюсних синхронних машин, у яких синхронні індуктивні опори в повздовжній і поперечній осях ротора машини рівні: . У явнополюсних синхронних машин синхронні індуктивні опори  різні, що не дозволяє побудувати схему заміщення для повного струму I. Основні співвідношення, що характеризують схему заміщення синхронної машини, можна одержати з її векторної діаграми.

При режимі холостого ходу синхронної машини (генератора) струм збудження  створює магнітний потік, що перетинає обмотку статора машини і індукує у ній при обертанні ЕРС . При індуктивному навантаженні генератора, якщо представити повний струм обмотки статора  через

повздовжню і поперечну складові  можна виділити потоки подовжньої і

 поперечної реакції ротора . Наводяться потоками реакції ротора ЕРС:

  і , геометрично складаючись з ЕРС холостого ходу , дають внутрішню ЕРС генераторам, що відповідає результуючому магнітному потокові в повітряному зазорі синхронної машини Ф:

 (5.1)

Напруга на затискачах генераторів

 або  (5.2)

де  - вектор спадання напруги в індуктивному опорі розсіювання статора хе

Синхронні індуктивні опори в повздовжній і поперечній осях синхронної машини.

  (5.3)

З рівняння (5.2) видно, що при заданому навантаженні синхронної машини напруга на виводах синхронної машини пропорційна ЕРС  а отже, і струму збудження . Звідси випливає, що напруга синхронних машини можна регулювати зміною струму збудження. На цьому принципі і засновані автоматичні регулятори збудження (АРЗ), призначення яких підтримувати напругу на виводах синхронної машини постійною.

При дослідженні перехідних процесів явнополюсну синхронну машину можна замінити еквівалентною неявнополюсною машиною, у якої синхронний опір по обох осях дорівнює  розглянутої явнополюсної машини. Така еквівалентна машина має замість ЕРС еквівалентну ЕРС порушення .

Аналіз статичної стійкості синхронних машин містить у собі аналіз електромагнітних і електромеханічних перехідних процесів, що описуються наступними рівняннями:

Рівняння електромагнітних перехідних процесів;

  (5.4)

де  - постійна, часу обмотки збудження синхронної: машини при розімкнутій обмотці статора;

 - напруга обмотки збудження.

 Рівняння електромеханічних перехідних процесів

  (5.5)

де  - механічна стала інерції генератора;

Р - потужність на валу турбіни;

 - кут між ЕРС

генератора і напругою приймаючої системи.

Стійкість режимів системи електропостачання досліджується безпосередньо по характеру перехідного процесу, описуваного вищенаведеною системою диференційних рівнянь.

Взагалі етапи аналізу статичної стійкості системи електропостачання полягають у наступному:

1) Складання чисельних диференціальних рівнянь перехідних процесів і визначення параметрів сталих режимів, стійкість яких необхідно перевірити;

1. Лінеаризація нелінійних диференціальних рівнянь, визначення чисельних значень часткових похідних для всіх досліджуваних режимів,

розрахунок коефіцієнтів характеристичного рівняння;

1. Аналіз стійкості по одному з критеріїв стійкості або безпосередньо по характеру перехідного процесу, що спостерігається візуально на екрані

осцилографа.

 У загальному виді характеристичне рівняння системи диференціальних рівнянь (5.4) і (5.5) записується

  (5.6)

Кожному комплексному кореню характеристичного рівняння



відповідає приватне рішення системи диференціальних рівнянь



кожному дійсному кореневі  - приватне рішення



де Хt - відхилення режимного показника.

З аналізу коренів випливає, що для стійкості сталого режиму необхідно і досить, щоб усі корені характеристичного рівняння мали від’ємні дійсні частини. Якщо хоча б один корінь має позитивну дійсну частину, то сталий режим нестійкий.

*Динамічна стійкість у системі*

У системі електропостачання, стійкої в двох яких-небудь режимах, може відбутися порушення стійкості (рівнобіжної роботи синхронних генераторів) при переході з одного режиму в інший. Тому системи електропостачання перевіряють не тільки на статичну, але і на динамічну стійкість, тобто здатність системи зберігати стійкість при переході з одного режиму в іншій.

Причинами зміни режиму можуть слугувати короткі замикання, відключення і включення окремих ЛЕП трансформаторів, частини генераторів і

так далі. Динамічну стійкість систем електропостачання доводиться вивчати по *лінійним диференціальним рівнянням*, через те, що лінеаризація рівнянь (як при дослідженнях статичної стійкості) призводить при великих відхиленнях режимних параметрів до значних похибок в аналізі перехідного процесу і, тим

самим, в оцінці динамічної стійкості.

Труднощі аналізу динамічної стійкості систем електропостачання полягають у тому, що відсутні загальні методи рішення нелінійних диференціальних рівнянь. Тому при дослідженнях динамічної стійкості перехідний процес у системах електропостачання визначається або шляхом чисельного інтегрування диференціальних рівнянь, або шляхом розв’язку цих рівнянь на аналогічних обчислювальних машинах.

Будемо розглядати динамічну стійкість найпростішої електричної системи, що складається з еквівалентного синхронного генератора (який може заміщати всю електричну станцію), що передає потужність по двом лініям електропередачі в приймаючу систему настільки великої потужності, що напругу шин приймаючої системи можна вважати постійним по величині та частоті. Будемо припускати також, що на генераторі відсутній автоматичний регулятор збудження (АРЗ). Крім того, не будемо враховувати електромагнітні перехідні процеси в генераторі, що при відсутності АРЗ практично не впливають на динамічну стійкість. При таких допущеннях ЕРС  генератора, пропорційна струму збудження, залишається постійною протягом усього перехідного процесу. Перехідний процес у цьому випадку буде визначатися лише рівнянням електромеханічного руху ротора генератора:

 (5.7)

де Мт - момент турбіни, що характеризує механічну потужність,

одержувану синхронним генератором від вала турбіни;

Мэ - електромагнітний момент синхронного генератора, що характеризує

електричну потужність, що віддається генератором у мережу прийомної

системи.

При синхронній частоті в системі  у відносних одиницях має місце наступна рівність моменту потужності:



і рівняння (20) можна переписати у вигляді

  (5.8)

Електромагнітна потужність синхронного генератора:

  (5.9)

З урахуванням виразу (22) рівняння перехідних процесів у досліджуваній

 електричній системі можна записати у виді

  (5.10)

Сталий режим електричної системи визначається рівністю нулеві правої частини рівняння (5.10)

  (5.11)

Розглянемо динамічну стійкість електричної системи на прикладі переходу з вихідного нормального (доаварійного) режиму в післяаварійний викликаний коротким замиканням, який характеризується відключенням однієї з ЛЕП.

Потужність турбіни Рт визначає сталий доаварійний режим, що характеризується кутом  між векторами ЕРС  і . Оскільки вектор ЕРС обертається з частотою обертання ротора , а вектор напруги із синхронною частотою , то кут  може служити кутом просторової орієнтації ротора відносно синхронно обертової осі сталому режимі кут  постійний, тому що ротор обертається із синхронною частотою.

Новий сталий режим можливий при куті , але лише в тому випадку, якщо при переході з першого в третій режим, викликаного великим збурюванням, не відбудеться порушення динамічної стійкості.

Аварійний режим характеризується довільним коротким замиканням на одній з ЛЕП поблизу її початку. Довільне КЗ можна розглядати як трифазне,

 віддалене від справжнього місця короткого замикання на опір , величина якого визначається видом короткого замикання;

при трифазному к.з. = 0;

при однофазному к.з. ;

при двофазовому к.з. ;

при двофазному к.з. на землю .

Тут  і  - результуючі опори щодо місця КЗ зворотної і нульової послідовності відповідно. Характеристика аварійного режиму навіть при

 несиметричних КЗ (при трифазному КЗ ) розташовується значно нижче характеристики до- і післяаварійного режиму.

У перший, момент після КЗ кут  не може миттєво змінитися, тому що він визначає просторове положення ротора. Тому електромагнітна потужність, що віддається в мережу генератором у перший момент після КЗ:



Швидкість ротора в перший момент після, КЗ також не може змінитися і тому



Після, короткого замикання на ротор генератора діє небаланс моментів (або потужностей)  який призводить до прискорення ротора. Процес прискорення ротора описується наступним диференційним рівнянням

  (5.12)

при наступних початкових умовах: .

Прискорення ротора буде продовжуватися до моменту вимкнення КЗ

(). До цього часу кут ротора буде мати значення  і його похідна



Після відключення КЗ зміниться електромагнітна потужність, що віддається генератором у мережу. Однак кут  і його похідна в перший момент відключення КЗ зберігають свої значення. Перехідний процес після

відключення КЗ описується наступним диференційним рівнянням:

  (5.13)

при початкових умовах

.

Якщо після відключення короткого замикання зміна кута ротора  буде

обмеженною, то система стійка. Якщо ж кут  буде необмежено зростати, то відбудеться порушення динамічної стійкості електричної системи.

Таким чином, математична задача дослідження динамічної стійкості зводиться до вирішення диференційного рівняння (5.12) на інтервалі часу від

 до  при його початкових умовах і вирішення рівняння (5.13) на інтервалі часу від  до  при його початкових умовах. Це дослідження рекомендується використовувати ПЕОТ.

**Аналіз динамічної стійкості виконується по аргументі .** Існує такий кут , що називається граничним кутом відключення короткого замикання. Якщо відключення короткого замикання відбудеться при , порушення динамічної стійкості не відбудеться. Якщо ж відключення короткого замикання відбудеться при куті , то генератор випаде із синхронізму із системою, тобто динамічна стійкість буде порушена. Граничний кут відключення визначається по формулі

  (5.14)

де  - критичне значення кута.

Кутові  відповідає граничний час відключення к.з.



де  - при 3-х фазному к.з.



- при несиметричному короткому замиканні.

**5.2 Аналіз статичної стійкості системи електропостачання**

5.2.1 Аналіз статичної стійкості для нерегульованих генераторів станції

При дослідженні роботи генераторів з нерегульованим збудженням (без

автоматичного регулювання збудження АРЗ) генератори вводяться в схему

заміщення синхронним реактивним опором і синхронною ЕРС, включеною за цим опором (рис.5.1).

Рис. 5.1 – Схема заміщення електросистеми з генераторами без АРЗ

Перетворимо схему заміщення :

*Z* \* 

1

*jx*\* 

*jx*\* =j1,91+j0,11=j2,02; (5.15)

\* *jx*\* 

*d*

*Т*

*Z*

*w*



2

\*

*ВАТ*

*jx*

=j0,11+j0,055=j 0,165;

 (5.16)

*Z* \*  *R*\*  *jX* \*=1,583+j0,581 . (5.17)

3 *н н*

Для визначення власної і взаємної провідності і кутів втрат використовуємо метод перетворення мережі. Далі розрахунки виконуємо на ПЕОМ.

5.2.2 Аналіз статичної стійкості для генераторів станції з АРЗ пропорційної дії

При розрахунку генератори з АРЗ пропорційної дії вводяться в схему заміщення рис.5.2 перехідним реактивним опором і перехідною ЕРС, включеною за цим опором.

*Eг*

Рис. 5.2 – Схема заміщення електросистеми з генераторами

c АРВ пропорційної дії

Перетворимо схему заміщення :

\* 1*АРВ*

*Z*



*jx*\* 

*jx*\* =j0,297+j0,11=j0,407; (5.18)

*Z*\* 

*d*

*Т*

2

*jx*\* 

\*

*ВАТ*

*jx*

=j0,11+j0,055=j 0,165; (5.19)

*Z* \*  *R*\*  *jX* \*=1,583+j0,581 . (5.20)

*w*

3 *н н*

Для визначення власної і взаємної провідності і кутів втрат для схеми заміщення з АРЗ пропорційної дії використовуємо метод перетворення мережі. Для розрахунку необхідно використовувати ЕПОМ та програмний пакет "Mathcad 14".

5.2.3 Аналіз статичної стійкості для генераторів станції з АРЗ сильної дії

При розрахунках генераторів з АРЗ сильної дії, ЕРС генератора приймається рівною напрузі на шинах генератора, а реактивний опір генератора дорівнює нулю (рис.5.3).

*Z1АРВС Z2*

 *ХВАТ*

*Р0*

*Uг*

*ХТ*

*U2*

*Хw*

*Pвід+jQвід*

*RН*

*ХН*

*Z3*

*Pн+jQн*

*Uс Pс+jQc*

Рис. 5.3 – Схема заміщення електросистеми з генераторами

c АРЗ сильної дії Перетворимо схему заміщення :

*d*

*Т*

\* *1АРВС*

*Z*



*jx*\* 

*jx*\* =j0+j0,11=j0,11; (5.21)

*Z*\* 

2

*w*

*jx*\* 

\*

*ВАТ*

*jx*

=j0,11+j0,055=j 0,165; (5.22)

*Z* \*  *R*\*  *jX* \*=1,583+j0,581 . (5.23)

3 *н н*

Для визначення власної і взаємної провідності і кутів втрат використовуємо метод перетворення мережі. Далі розрахунки виконуються на ПЕОМ.

5.3 Аналіз динамічної стійкості генераторів і визначення граничного часу відключення

Після модернізаціі системи електропостачання та підключення вузла навантаження споживачів необхідно перевірити динамічну стійкість генераторів і визначити гранічний час відключення. Під динамічною стійкістю розуміють здатність системи повертатися після тимчасового прикладення великих обурень до такого режиму, що встановився. При цьому значення параметрів режиму в вузлових точках системи близькі до нормальних значень.

Метою дослідження динамічної стійкості є визначення граничного часу відключення короткого замикання, а також вибір часових уставок релейного захисту. Крім того, визначається гранична передавана потужність по лінії згідно з умовами динамічної стійкості.

Для аналізу динамічної стійкості необхідно визначити параметри для трьох режимів: нормального, аварійного і післяаварійного.

 5.3.1 Визначення параметрів нормального режиму роботи системи

В якості нормального режиму приймаємо режим, коли генератори станції забезпечені АРЗ пропорційної дії.

Схема заміщення системи для розрахунку нормального режиму представлена на рис. 5.3. Значення перехідної ЕРС *E*\*=1,246= const для усіх нижче розглянутих режимів.

*г*

 5.3.2 Визначення параметрів аварійного режиму роботи системи

Аварійний режим характеризується двофазним коротким замиканням на «землю» у кінці одного з ланцюгів лінії і скиданням генераторами потужності, що передається.

Схема заміщення аварійного режиму складається з схеми заміщення нормального режиму з шунтом, включеним в точці короткого замикання *К* .

*Z*0

*Z*2

Рис. 5.4 – Схема заміщення аварійного режиму

Коротке замикання можна представити у вигляді додаткового опору, включеного в точці к. з. *К* . У разі 2-х фазного к. з. на «землю» необхідно скласти і розрахувати схеми заміщення зворотної Z2 і нульовій Z0 послідовностей.

Опір зворотної послідовності генератора приведений до базисних умов, в.о.



 де *Uгном* - номінальна напруга генератора, *Uгном* =*Uннт*1 =10,5 кВ.

Опір зворотної послідовності навантаження, в.о.,

*Z*2*н*  0,35  *Zнг* =0,35·( *Rнг* +j *X нг* )=0,35·(1,583+j00,581) =0,554+j0,203.

*R*2*н* =0,554, *X* 2*н* =0,203.

Значення інших елементів схеми заміщення зворотної послідовності дорівнюють значенням елементів схеми заміщення прямої послідовності.

Схема заміщення зворотної послідовності представлена на рис.5.5.

 Рис. 5.5 Схема заміщення зворотної послідовності

Схема заміщення згортається відносно точки к. з. К.

 *Z* 2   (*Z* 21 || *Z* 24  *Z* 22 ) || *Z* 23 . (5.24)

*Z* 21 

*jx*2*г* 

*jxТ* =j0,233+j0,11=j0,343; (5.25)

*Z* 22 

*jxw* =j0,11; (5.26)

 *Z* 23  *jxВАТ* =j0,055; (5.27)

 *Z* 24  *Rн*2 *jXн*2 =0,554+j0,203 (5.28)

Из (5.24) слідує: .

  (5.30)

Формулу (5.30) з комплексними числами обчислюють на ПЕОМ.

5.3.3 Визначення параметрів післяаварійного режиму роботи системи

Післяаварійний режим (ПАР) - відключення пошкодженої ділянки

мережі, яке приводить до зростання потужності

\*

*від*

*P*

, що віддається

генераторами в мережу, і появі гальмівного моменту. Після локалізації КЗ відключено один ланцюг лінії W. Схема заміщення системи в післяаварій- ному режимі роботи представлена на рис. 5.6.

Реактивний опір лінії зв'язку в післяаварійному режимі, в.о.

*xWП*

 2  *xw* =2·0,11=0,22 (5.31)

Зробимо перетворення схеми заміщення рис.5.6, отримаємо початкові дані:

*Z*1*П*

 *xd*

 *xТ* =j(0,297+0,11)=j0,407; (5.32)

 *Z* 2*П* *xWП*  *xВАТ* =j(0,22+0,055)=j0,275; (5.33)

 *Z* 3*П* *Rн*  *X н* =j(1,583+0,581); (5.34)



 Рис.5.6. Схема заміщення післяаварійного режиму.

Власний опір системи

*Z*11  *Z*1*П* 

*Z* 2*П*  *Z* 3*П*

 (5.35)

 *Z* 2*ПZ* 3*П .*

 Взаємний опір системи

*Z*12  *Z*1*П*

* *Z* 2*П*
	+ *Z*1*П*  *Z* 2*П*

*Z* 3*П*

; (5.36)

 Власний і взаємний кути втрат

**11  900 **11. (5.37)

**12  900 **12 . (5.38)

 Активна потужність, що віддається генератором в аварійному режимі :

  (5.39)

 Коефіцієнт запасу стійкості системи, %,

*Р*\*  *P*

*К зп*  *гр* 0*Т*

*P*

0*Т*

100%

 (5.40)

 де *P* - максимальна потужність, що віддається генераторами при **  900 .

*гр*

* – потужність турбіни, 

*P*

*P*

0*Т*

0*Т*



*отд*

= *P*

=0,85 в.о.

Результати розрахунку за формулами (5.35) - (5.40) обчислюються на ПЕОМ та отримується кутова характеристика активної потужності, що віддається генераторами в післяаварійному режимі.