Зміст

|  |  |
| --- | --- |
| 1. Вибір трансформаторів підстанції | 4 |
| 2. Розрахунок струмів КЗ | 5 |
| 2.1 Складання схеми заміщення | 13 |
| 2.2 Визначення струмів КЗ | 15 |
| 3. Обмеження струмів КЗ | 17 |
| 3.1 Роздільна робота трансформаторів | 17 |
| 3.2 Встановлення струмообмежуючих реакторів у колах  трансформаторів | 18 |
| 3.3 Встановлення груп лінійних реакторів | 19 |
| 4. Вибір перерізів кабельних ліній | 20 |
| 4.1 Перевірка вимикача на РП і кабельних ліній, що відходять від РП | 21 |
| 5. Вибір електричних апаратів і провідників розподільчих пристроїв | 24 |
| 5.1 Вибір вимикача в колі компенсатора | 24 |
| 5.2 Вибір вимикача на високій стороні | 26 |
| 5.3 Вибір вимикача на низькій стороні | 27 |
| 5.4 Вибір вимикача на середній стороні | 28 |
| 6. Вибір трансформаторів струму | 29 |
| 6.1 Вибір трансформаторів напруги | 30 |
| 7. Вибір шин і ізоляторів | 31 |
| 8. Власні потреби підстанції | 32 |
| Список використаних джерел | 33 |

**Вступ**

Велике значення для економічної роботи електростанційі підстанцій має правильний і раціональний вибір основних схем електричних з’єднань, які забезпечують гнучкість роботи і надійність електропостачання споживачів. Питанням вибору економічно доцільної схеми електричної станції чи підстанції, розрахунку основних параметріві підбору апаратури присвячений основний зміст в даному курсовому проекті.

Важливими задачами, що вирішують енергетики і енергобудівники є : безперервне збільшення об’єктів виробництва, скорочення термінів будівництва нових енергетичних об’єктів, реконструкція старих, зменшення питомих капіталовкладень, покращення структури виробництва електроенергії.

У цьому курсовому пректі спроектовано станцію 220/110/10 кВ.

Дана підстанція входить в склад великої енергосистеми і живить промислових споживачів на напрузі 10 кВ, а також віддалених споживачів на напрузі 110 кВ.

### 1 Вибір принципової електричної схеми підстанції

### Вибір трансформаторів

В даному проекті для надійності електропостачання споживачів підстанцій і для надійного зв’язку ТЕЦ з системою передбачається, як правило, встановлення 2 трансформаторів. Для вибору потужності трансформаторів проводиться побудова графіків навантаження трансформаторів в нормальних і різних аварійних режимах.

Вибір трансформаторів ТЕЦ

В завданні на проектування ТЕЦ вказуються наступні графіки:

– графік виробітку потужності генераторами;

– графік навантаження споживачів генераторної напруги;

– графік навантаження споживачів підвищеної напруги.

Для вибору потужності трансформаторів за вказаними графіками робиться побудова графіка навантаження трансформаторів для наступних режимів:

а) нормальний режим;

б) відключення одного з генераторів;

в) аварія в системі – в цьому випадку генератори працюють на повну потужність з номінальним cosφ;

г) ремонт одного з генераторів і аварійне відключення другого.

Графіки виробітку потужності генераторами і навантаження споживачів на стороні 10 і 110 кваліфікація приведені на рисунок 1.1, 1.2, 1.3.

В першу чергу будуємо графіки навантаження трансформаторів на стороні низької напруги (НН) – 10кВ. Номінальний коефіцієнт потужності генераторів рівний 0.8, навантаження 0.85. в нормальному режимі генератори працюють з тим же коефіцієнтом потужності, що і споживачі, тобто 0.85.

Тому для визначення максимального навантаження трансформаторів на стороні НН в нормальному режимі будуємо графік тільки активної потужності (рис 1.4), яка визначається як різниця графіків рисунок 1.1 і 1.2. при побудові графіків навантаження обмотки НН трансформаторів рахуємо додатню потужність, яка видається від генераторів в систему і мережу 110 кВ.

При відключенні одного з генераторів залишені в роботі 2 генератори повинні не перевищувати навантаження не більше номінальної потужності (рисунок 1.5). При цьому вироблена ТЕЦ потужність зменшується. Графік навантаження трансформаторів на стороні НН в цьому режтмі (рис 1.6) визначається як різниця графіків (рисунок 1.5 і 1.2)

При аварії в системі необхідно, щоб генератори ТЕЦ видавали в систему максимально можливу активну і реактивну потужність, тобто генератори повинні працювати з номінальним cosφ=0.8.

А сокільки споживачі генераторної напруги мають cosφ=0.9, навантаження трансформаторів в розглядуваному режимі визначимо окремо по активній та реактивній потужності. Для цього перш за все будуємо графіки реактивного навантаження споживачів 10 і 110 кВ (рисунок 1.7 та 1.8), потім графіки виробітку активної та реактивної потужності генераторами при аварії в системі (рисунок 1.9). при побудові графіків, реактивна потужність на кожній ділянці визначається за формулою:

 (1.1)

Графік активного навантаження трансформаторів на стороні НН в цьому режимі визначаємо як різницю графіків активної потужності (рисунок 1.9 і 1.2), реактивного навантаження – як різницю графіків реактивної потужності (рисунок 1.9 та 1.7). Побудова даних графіків проводиться на рисунках 1.10 та 1.11. Потім по них побудуємо графік повного навантаження трансформаторів на стороні НН (рисунок 1.12).

У випадку аварійного відключення одного із генераторів при ремонті другого в літній період вся потужність, яка необхідна споживачам генераторної напруги, поступає із системи. Тому графік навантаження трансформаторів зі сторони НН в цьому режимі збігається з літнім графіком навантаження споживачів генераторної напруги, але береться з оберненим знаком, так як потужність видається із системи (рисунок 1.13). Та оскільки у даному курсовому проекті встановлено три генератори на стороні НН, то даний графік буде побудований як різниця максимальної потужності генератора, що залишився в роботі, і навантаження споживачів генераторної напруги (рисунок 1.2).

Такиам чином, навантаження трансформаторів на стороні НН в різних режимах визначається графіками рисунок 1.4, 1.6, 1.12, 1.13. Для визначення навантаження трансформаторів на стороні найбільшої напруги (ВН) необхідно від цих графіків навантаження споживачів на стороні середньої напруги 110 кВ (СН) (рисунок 1.3, 1.8).

Відповідні побудови приведені на графіках рисунок 1.14, 1.19, причому для режиму аварії в системі, графіки будуються для активних, реактивних, а потім повних потужностей, а для решти режимів – тільки для активних потужностей.

Побудову графіків навантаження трансформаторів на різних напругах проводимо за допомогою комп’ютерної програми MathCAD.



Рисунок 1.1 – Графік виробітку потужності генераторами ТЕЦ



Рисунок 1.2 – Графік навантаження споживачів генераторної напруги (10 кВ)



Рисунок 1.3 – Графік навантаження споживачів на середній стороні (110 кВ)



Рисунок 1.4 – Графік навантаження трансформаторів на стороні НН

в нормальному режимі



Рисунок 1.5 – Графік виробітку потужності одним генератором

при відключенні другого



Рисунок 1.6 – Графік навантаження трансформаторів на стороні НН

при відключенні другого генератора



Рисунок 1.7 – Графік реактивного навантаження споживачів на напрузі 10 кВ



Рисунок 1.8 – Графік реактивного навантаження на стороні 110 кВ



Рисунок 1.9 – Графік виробітку активної і реактивної потужності генераторами ТЕЦ при аварії в системі

0

2

4

6

8

10

12

14

16

18

20

22

24

0

10

20

30

40

50

60

70

80

P10

i

T

i

Рисунок 1.10 – Графік активного навантаження трансформаторів на стороні НН

при аварії в системі



Рисунок 1.11 – Графік реактивного навантаження трансформаторів на стороні НН

при аварії в системі



Рисунок 1.12 – Графік повного навантаження трансформаторів на стороні НН

при аварії в системі



Рисунок 1.13 – Графік навантаження трансформаторів зі сторони НН при ремонті одного генератора і аварійному відключенні другого в літній період



Рисунок 1.14 – Графік навантаження трансформаторів зі сторони ВН

в нормальному режимі (220 кВ)



Рисунок 1.15 – Графік навантаження трансформаторів зі сторони ВН

при відключенні одного генератора

0

2

4

6

8

10

12

14

16

18

20

22

24

210

200

190

180

170

160

150

140

130

120

P16

i

T

i

Рисунок 1.16 – Графік Навантаження трансформаторів зі сторони ВН при ремонті одного генератора і аварійному відключенні другого в літній період



Рисунок 1.17 – Графік активного навантаження трансформаторів зі сторони ВН

при аварії в системі

0

2

4

6

8

10

12

14

16

18

20

22

24

70

63

56

49

42

35

28

21

14

7

0

Q18

i

T

i

Рисунок 1.18 – Графік реактивного навантаження трансформаторів зі сторони ВН

при аварії в системі



Рисунок 1.20 – Графік повного навантаження трансформаторів зі сторони СН

при аварії в системі



Рисунок 1.20 – Графік повного навантаження трансформаторів зі сторони ВН

при аварії в системі

Після побудови графіків навантаження, робиться вибір потужностей трансформаторів, причому необхідно врахувати можливість перевантаження трансформаторів, керуючись наступними правилами:

1. в аварійному режимі допускається перевантаження на протязі не більше 5 діб на 40% зверх мінімальної потужності, на час максимумів навантаження не більше 6 годин на добу, якщо коефіцієнт початкового навантаження не більше ніж 0.95;
2. в інших випадкахнеобхідно користуватися графіками переван- тажувальної здатності трансформаторів, встановленими ГОСТ 14209-85П. Для цього дійсний графік навантаження перетворюється в двоступеневий, причому еквівалентне навантаження кожного ступеня визначається як:

 (1.2)

де n – число ступенів;

tK – тривалість;

SK – навантаження.

Еквівалентне навантаження **S** першого ступеня визначають по формулі (1.2) за час 10 годин, які передують максимуму навантаження. Розглянемо, як вибрати потужність трансформаторів для нашого пррикладу. Можливі два варіанти схем:

- з двома автотрансформаторами 220/110/10 кВ (рисунок 1.21);

- з двома двообмотковими трансформаторами 220/10 та двома 110/10 (рисунок 1.22).



Рисунок 1.21 - Схема з двома автотрансформаторами 220/110/10



Рисунок 1.22 - Cхема з двома двообмотковими трансформаторами 110/10

і двома 220/10

**Розглянемо варіант схеми 1**

*1) Нормальний режим*

Максимальні навантаження обмоток: ВН=135МВт; СН=90МВт; НН=60МВт; (рисунок 1.3; 1.4; 1.14). Вважаємо, що в цьому випадку можливий вихід з ладу одного трасформатора. Тоді інший трасформатор повинен забезпечити передачу всієї потужності при допустимому 40%-му перевантаженні.

 МВА.

Вибираємо трансформатори АТДЦТН-125000/220/110.

*2) Відключення або ремонт одного генератора.*

Максимальні навантаження обмоток: ВН=145МВт; СН=90МВт; НН=55МВт; (рисунок 1.3; 1.6; 1.15). В цьому випадку вважаємо, що працюють обидва трансформатори. Максимальне навантаження на трансформатори:

 МВА.

Залишаємо вибраний трансформатор.

*3) Аварія в системі.*

Максимальні навантаження обмоток: ВН=105 МВА; СН=90/0.8=106 МВА; НН=75 МВА; (рисунок 1.3; 1.12; 1.19). Тут також максимальне навантаження не перевищує номінальної потужності вибраних трансформаторів.

*4) Ремонт одного генератора і аварійне відключення другого в літній період.*

Максимальні навантаження обмоток: ВН=205 МВт; СН=90 МВт; НН=115 МВт; (рисунок 1.3; 1.13; 1.16).

 МВА.

Залишаємо вибраний трансформатор.

Остаточно вибираємо згідно табл. 3.8 [2] 2 автотрансформатори типу АТДЦТН-125000/220/110, параметри якого заносимо в таблицю 1.1.

**Розглянемо варіант схеми 2**

Здійснюємо вибір двообмоткових трансформаторів на напругу 220/10 кВ. Для даних трансформаторів найважчим режимом є ремонт одного генератора і аварійне відключення другого в літній період. Як видно з графіку рисунок 1.16 максимальне навантаження триває до 8 год., тому застосовуємо правило 40%.

Умова вибору:

 (1.7)

де Sрозр.ТР – розрахункова потужність трансформатора.

, (1.8)

де РВН – потужність на стороні ВН, згідно рисунок 1.16 РВН=205 МВт.

 МВА.

Згідно табл. 3.8 [2] вибираємо 2 трансформатори типу ТДЦ-125000/220, номінальні параметри якого заносимо в таблицю 1.1.

Здійснюємо вибір двообмоткових трансформаторів на напругу 110/10 кВ. Для цих трансформаторів найважчим режимом роботи є аварія в системі. Як видно з рисунок 1.3 максимальне навантаження триває до 8 год., тому вибір проводимо аналогічно попередньому:

 МВА.

Згідно з табл. 3.6 [2] вибираємо 2 трансформатори типу ТРДН-40000/110, номінальні параметри якого заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – параметри трансформаторів

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№, п/п** | **Тип трансформатора** | **Потужність, МВА** | **ΔРх.х., кВт** | **ΔРк.з., кВт** | **Uк, %** | | | **Іх.х., %** | **Ціна, тис.грн.** |
| **ВН** | **СН** | **НН** |
| 1 | АТДЦТН-125000/220/110 | 125 | 65 | 315 | 31 | 19 | 11 | 0,5 | 195 |
| 2 | ТДЦ-125000/220 | 125 | 115 | 380 | 11 | – | – | 0,5 | 168 |
| 3 | ТРДН-40000/110 | 40 | 42 | 175 | 10,5 | 15 | – | 0,65 | 72 |

Для вибору одного з варіантів проводимо техніко-економічне порівняння варіантів, тобто розраховуємо сумарні дисконтовані затрати для кожного варіанту:

, (1.9)

де Ве – витрати на експлуатацію, ремонт і амортизацію трансформаторів і приймаються 6.3% від капітальних затрат;

Ввтр – вартість втрат енергії в трансформаторах;

Е – норма дисконту, приймаємо Е=0.1;

К – капітальні затрати на трансформатори.

**1.2 Техніко-економічне порівняння варіантів**

Параметри трансформаторів для техніко-економічного розрахунку приведені у таблиці 1.1.

**Варіант 1**

Визначаємо основні показники:

1. капітальні затрати:

 тис. грн.;

1. витрати на експлуатацію:

 тис. грн.;

1. вартість втрат енергії в трансформаторі:

, (1.10)

де Ввтр – вартість втрат в сталі трансформатора;

Вм –вартість втрат в міді трансформатора.

Визначаємо втрати енергії в сталі:

 кВт·год.;

Визначаємо втрати енергії в міді трансформатора, використовуючи графік навантаження трансформаторів в номінальному режимі і враховуючи, що згідно завдання, кількість робочих днів в рік по зимовому графіку – 205 днів, по літньому – 160 днів:



 кВт·год.

Питомі затрати на відшкодування втрат енергії в трансформаторі:

- втрати в сталі Цст=1,1 коп/кВт·год;

- втрати в міді Цм=1,3 коп/кВт·год.

Тоді вартість втрат:

тис. грн.;

 тис. грн.;

 тис. грн.;

 тис. грн.

**Варіант 2**

Визначаємо основні показники:

1. капітальні затрати:

 тис. грн.;

1. витрати на експлуатацію:

 тис. грн.;

Визначаємо втрати енергії в сталі:

 кВт·год.;

Визначаємо втрати енергії в міді:



кВт·год.

тис. грн.;

 тис. грн.;

 тис. грн.;

 тис. грн.

Результати техніко-економічного розрахунку наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – результати техніко-економічного розрахунку

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Варіант | К, тис. грн. | Ве, тис. грн. | Ввтр, тис. грн. | Здс, тис. грн. |
| 1 | 390 | 24.57 | 23.15 | 867.2 |
| 2 | 480 | 30.24 | 38.40 | 1166.4 |

З таблиці 1.2 видно, що варіант №1 економічніший по всіх показниках, тому для подальшого проектування вибинраємо схему з автотрансформаторами типу АТДЦТН-125000/220/110.

1. **Вибір** **схем розподільчих пристроїв**

На генераторній напрузі (низька сторона 10 кВ) вибираємо одиночну секціоновану систему збірних шин (рисунок 2.1), оскільки дана схема забезпечує достатню степінь надійності і порівняно дешева.

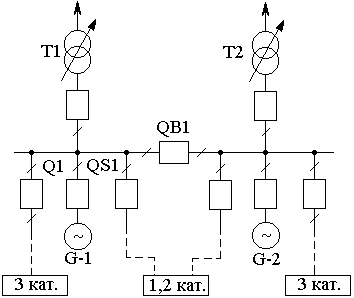


Рисунок 2.1 – Одиночна секціонована система збірних шин

На середній стороні використовуємо схема з двома несекціонованими системами шин і одним вимикачем на коло (рисунок 2.2). В нормальному режимі працюють обидві системи шин і шиноз’єднувальний вимикач ввімкнений. Навантаження і джерела живлення рівномірно розподілюються між системами шин. ШСВ виконує роль секційного вимикача.

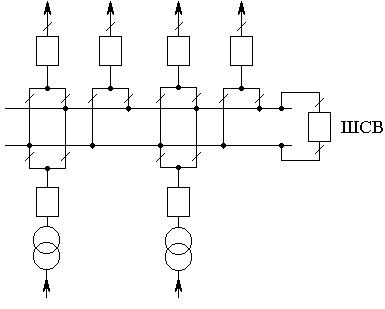


Рисунок 2.2 – Схема з двома несекційними системами шин з одним

вимикачем на коло

На напрузі 220 кВ можна використовувати різноманітні схеми з’єднань РП:

1. схема п’ятикутника;
2. схема схема із двома несекціонованими системами шин і ідним вимикачем а коло;
3. схема з однією несекціонованою і обхідною системами шин.

В даному курсовому проекті використаємо схему районних підстанцій (рисунок 2.3). Дана схема володіє достатньою надійністю і комутація приєднань відбувається двома вимикачами.

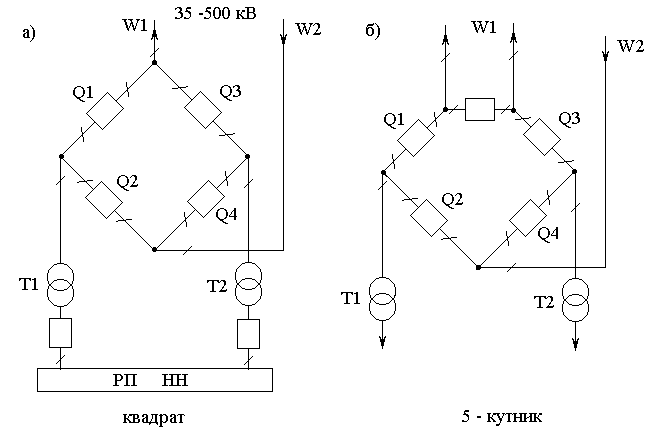


Рисунок 2.3 – Схема районної підстанції

#### Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів КЗ здійснюємо для вибору апаратів та шин, для їх перевірки на витривалість дії струмів КЗ, для оптимального вирішення питання про обмеження струмів КЗ. Для цього розрахуємо струми трифазного КЗ для основних вузлів установки, якими є шини всіх напруг.

Для вибору основних апаратів в колах різних напруг визначаємо розрахунковий струм КЗ у певних вузлових точках, який зумовлюється складовими струму КЗ від окремих джерел.

Для розрахунку струмів КЗ складаємо розрахункову схему (рисунок 3.1).



Розрахунок проводимо у відносних одиницях. Задаємося базовими величинами:

– базова потужність Sб=1000 МВА;

– базова напруга, яка вибирається згідно існуючого ряду для кожної електричної ступені: Uб1=10.5 кВ, Uб2=115 кВ, Uб3=230 кВ;

– базовий струм:

 (3.1)

 кА;

 кА;

 кА.

Визначаємо параметри схеми, приведені до базових величин:

1. параметри системи: Ес=1;

 (3.2)

 в.о.;

1. параметри ліній на стороні ВН:

, (3.3)

де Х0 – питомий індуктивний опір ЛЕП, для ПЛ напругою 220 кВ приймаємо Х0=0.4 Ом/км;  – довжина ЛЕП.

 в.о.;

 в.о.;

1. параметри автотрансформатора:

, (3.4)

 (3.5)

;

;

;

 в.о.;

;

 в.о.

Оскільки автотрансформатори однакові, то їхні відповідні опори рівні:

 в.о.;

 в.о.

1. параметри генераторів:

– паспортні дані:

cosφном=0.8, Xd″=0.153, Sном=75 МВА, Рном=60 МВт, nном=3000 об/хв, Uном=10.5 кВ, Іном=4.125 кА, Та(3)=0.245 с.

– приведені:

 (3.6)

 в.о.;

 (3.7)

 в.о.

Оскільки всі генератори однотипні, то їх параметри однакові.

**Точка К-1:**

Проводимо розрахунок точки К-1, яка є на шинах НН. Здійснюємо спрощення схеми (рисунок 3.3):

1. зводимо опори віток ліній, як вітки схеми паралельні:

 в.о.;

1. опопри системи, ліній, обмоток ВН і НН автотрансформатора є послідовними, тому:

 в.о.;

1. знаходимо надперехідне значення струму КЗ в точці К-1:

 (3.8)

кА;

кА;

 кА;

**EC / 1**

**XC / 0.733**

**XЛ / 0.756**

**XТВ / 0.92**

**XТН / 1.56**

**К1**

**Xd / 2.04**

**ЕГ / 1.1**

**XСН / 0**

**EC / 1**

**Xекв1 / 3.97**

**К1**

**Xd / 2.04**

**ЕГ / 1.1**

Рисунок 3.3 – Розрахункова схема струмів КЗ в точці К-1

1. ударне значення струму КЗ:

, (3.9)

де Ку – ударний коефіцієнт, що залежить від постійної часу аперіодичної складової струму КЗ:

 (3.10)

; .

 кА;

 кА;

Отже:  кА.

**Точка К-2:**

Проводимо розрахунок точки К-2 на шинах СН. Спрощуємо схему відносно точки К-2 і знаходимо струми КЗ (рисунок 3.4):

 в.о.;

 в.о.

Знаходимо надперехідне значення струму КЗ в точці К-2:

кА;

кА;

 кА.

**EC / 1**

**XC / 0.733**

**XЛ / 0.756**

**XТВ / 0.46**

**XТН / 0.78**

**XГ / 1.02**

**ЕГ / 1.1**

**XСН / 0**

**EC / 1**

**Xекв1 / 1.949**

**К2**

**Xекв2 / 1.8**

**ЕГ / 1.1**

**К2**

Рисунок 3.4 – Розрахункова схема струмів КЗ в точці К-2

Ударне значення струму КЗ:

 кА;

 кА;

Отже:  кА.

**Точка К-3:**

Розраховуємо точку К-3 на шинах ВН (рисунок 3.5):

 в.о.;

 в.о.

**EC / 1**

**XC / 0.733**

**XЛ / 0.756**

**XТВ / 0.46**

**XТН / 0.78**

**XГ / 1.02**

**ЕГ / 1.1**

**XСН / 0**

**EC / 1**

**Xекв1 / 1.489**

**К3**

**Xекв2 / 2.26**

**ЕГ / 1.1**

**К3**

Рисунок 3.5 – Розрахункова схема струмів КЗ в т. К-3

Знаходимо надперехідне значення струму КЗ в точці К-3:

кА;

кА;

 кА;

Ударне значення струму КЗ:

 кА;

 кА;

Отже:  кА.

**Точка К-4:**

Визначаємо струм КЗ через секційний вимикач точка К-4. Зводимо розрахункову схему відносно точки К-4.

**EC / 1**

**XC / 0.733**

**XЛ / 0.756**

**XТВ / 0.46**

**XТН / 0.78**

**Xd / 2.04**

**ЕГ / 1.1**

**XСН / 0**

**К3**

**К4**

**Xd / 2.04**

**ЕГ / 1.1**

**EC / 1**

**Xекв1 / 2.73**

**К4**

**XГ / 1.02**

**ЕГ / 1.1**

Рисунок 3.6 – Розрахункова схема струмів в т. К-4

 в.о.;

Знаходимо надперехідне значення струму КЗ в точці К-4:

кА;

кА;

 кА;

Ударне значення струму КЗ:

 кА;

 кА;

Отже:  кА.

**Точка К-5:**

Розраховуємо точку К-5 в колі генератора, але при розрахунку не враховуємо підживлення точки к.з від другого генератора, тобто секційний вимикач розімкнений (рисунок 3.7)

**EC / 1**

**XC / 0.733**

**XЛ / 0.756**

**XТВ / 0.46**

**XТН / 0.78**

**К5**

**Xd / 2.04**

**ЕГ / 1.1**

**XСН / 0**

**EC / 1**

**Xекв1 / 2.73**

**К5**

**Xd / 2.04**

**ЕГ / 1.1**

Рисунок 3.7 – Розрахункова схема струмів КЗ в т. К-5

 в.о.;

Знаходимо надперехідне значення струму КЗ в точці К-5:

кА;

кА;

 кА;

Ударне значення струму КЗ:

 кА;

 кА;

Отже:  кА.

**Точка К-6:**

Розраховуємо т. К-6 в колі автотрансформатора, причиму підживлення від струму к.з. через вимикач від автотрансформатора нехтуємо.

 в.о.;

Знаходимо надперехідне значення струму КЗ в точці К-6:

кА;

кА;

 кА;

Ударне значення струму КЗ:

 кА;

 кА;

Отже:  кА.

**EC / 1**

**XC / 0.733**

**XЛ / 0.756**

**XТВ / 0.92**

**XТН / 1.56**

**К5**

**XГ / 1.02**

**ЕГ / 1.1**

**XСН / 0**

**EC / 1**

**Xекв1 / 2.73**

**К5**

**XГ / 1.02**

**ЕГ / 1.1**

Рисунок 3.8 – Розрахункова схема струмів КЗ в т. К-6

1. **Обмеження струмів КЗ. Вибір секційних і лінійних реакторів**
   1. **Обмеження струмів КЗ**

На ТЕЦ, які мають збірні шини генераторної напруги і на яких є потужне навантаження досить високий рівень струмів КЗ.

Оскільки максимальний рівень струмів КЗ обмежується параметрами вимикачів, трансформаторів, провідників, параметрами електрообладнання, струмопроводів, термічною стійкістю кабельних ліній, умовами стійкості енергосистеми, то це зумовлює необхідність обмеження струмів КЗ.

Найбільш поширеним способом обмеження струмів КЗ є встановлення струмообмежуючих реакторів, які мають сталий індуктивний опір, що не залежить від струму. В проекті розглядається встановлення секційних та лінійних реакторів. Лінійні реактори вмикаються в лінію зі сторониджерел живлення чи підстанцій. Секційні реактори вмикаються на збірні шини станцій так, щоб кожна секція мала джерело енергії та навантаження.

* 1. **Вибір секційних реакторів**

Спочатку вирішимо питання про доцільність встановлення секційних реакторів у нашій схемі. Для цього виконаємо ряд розрахунків:

1. на основі даних розрахунку струмів КЗ (попередній розділ) в схемі без секційних реакторів проводимо попередній вибір вимикачів в колах генераторів, трансформаторів зв’язку і шиноз’єднуючих вимикачів;
2. вибираємо секційні реактори. При цьому номінальний струм реактора приймається 60-80% номінального струму генератора;
3. складаємо схему заміщення мережі з урахуванням секційних реакторів і розраховуємо струми КЗ при наявності секційних реакторів;
4. проводимо вибір вимикачів в схемі з секційними реакторами;
5. проводимо техніко-економічні розрахунки для варіантів схеми мережі з секційними реакторами та без них, на основі яких і робимо висновки про доцільність чи недоцільність встановлення секційних реакторів в даній схемі мережі.
   1. Здійснюємо попередній вибір вимикачів в основних колах ТЕЦ в схемі без секційних реакторів:

а) робочі максимальні струми:

– в колах синхронних генераторів, враховуючи можливість зменшення напруги на 5%:

 (4.1)

 А;

– в колах секційного вимикача:

 (4.2)

 А;

– в колах трансформаторів зв’язку, виходячи з максимальної потужності згідно графіків навантаження:

 А;

б) вибираємо вимикачі з табл. 5.1 [2], і заносимо їх у таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Вибір вимикачів в схемі без секційних реакторів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Коло** | **Uроб, кВ** | **Іробmax, А** | **Розрахункові величини** | | **Вимикач** |
| **І″к.з., кА** | **іу, кА** |
| Генератор | 10 | 4340.98 | 49.8 | 136.3 | МГГ-10-5000-63У3 |
| Трансформатор | 10 | 6323.4 | 73.16 | 201.1 | МГ-10-9000/1800 |
| Секційник | 10 | 3299.14 | 43.5 | 120.6 | МГГ-10-4000-45Т3 |

Вибираємо секційний реактор:

 А.

Індуктивний опір секційного реактора приймаємо:

 Ом (із табл. 5.14 [2] РБДГ-10-4000-0.18).

Опір СР, приведений до базових одиниць:

 в.о.;

Виконуємо перерахунок струмів з урахуванням секційного реактора.

**Точка К-1:**

**XР / 1.633**

**EC / 1**

**Xекв1 / 3.97**

**К1**

**Xd / 2.04**

**ЕГ / 1.1**

Рисунок 4.1 – Розрахункова схема струмів КЗ в точці К-1

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.

**К1**

**ЕГ / 1.1**

**EC / 1**

**Xp1 / 8.781**

**Xp2 / 4.512**

Рисунок 4.2 –Схема заміщення струмів КЗ в точці К-1

Знаходимо надперехідне значення струму КЗ в точці К-1

кА;

кА;

 кА.

Ударне значення струму КЗ в точці К-1

 кА;

 кА;

Отже:  кА.

Аналогічно виконуємо спрощення схем та розрахукки струмів к.з. для решти точок з урахуванням встановлення секційного реактора

**Точка К-2:**

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.

Знаходимо надперехідне значення струму КЗ в точці К-2:

кА;

кА;

 кА.

Ударне значення струму КЗ:

 кА;

 кА;

Отже:  кА.

**Точка К-3:**

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.

Знаходимо надперехідне значення струму КЗ в точці К-3:

кА;

кА;

 кА;

Ударне значення струму КЗ:

 кА;

 кА;

 кА.

**Точка К-5:**

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

Знаходимо надперехідне значення струму КЗ в точці К-5:

кА;

кА;

 кА;

Ударне значення струму КЗ:

 кА;

 кА;

 кА.

**Точка К-6:**

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.

Знаходимо надперехідне значення струму КЗ в точці К-6:

кА;

кА;

 кА;

Ударне значення струму КЗ:

 кА;

 кА;

 кА.

Вибираємо вимикачі для схеми з секційними реакторами (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Вибір вимикачів з секційними реакторами

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Коло | Uроб, кВ | Іробmax, А | Розрахункові величини | | Вимикач |
| І″к.з., кА | іу, кА |
| Генератор | 10 | 4340.98 | 30.65 | 84.4 | МГГ-10-5000-45У3 |
| Трансформатор | 10 | 6323.4 | 49.46 | 135.7 | МГГ-10-9000-45У3 |
| Секційник | 10 | 3299.14 | 19.66 | 53.9 | МГГ-10-4000-45У3 |

Як видно із порівняння таблиць 4.1 та 4.2 в колах СГ, АТР і вимикача можна встановити менш потужні вимикачі при наявності СР. Здійснюємо техніко-економічне порівняння варіантів схеми (табл. 4.3). Вартість комірок ЗРП приймаємо згідно табл. 5.1 [2].

Таблиця 4.3 – Вартість варіантів схеми

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Коло** | **К-сть** | **Схема без реакторів** | | | **Схема з реакторами** | | |
| **Вимикач** | **Вартість , тис. грн.** | **Σ вартість, тис. грн.** | **Вимикач** | **Вартість , тис. грн** | **Σ вартість, тис. грн.** |
| Генератор | 2 | МГГ-10-  5000-63У3 | 7,5 | 15 | МГГ-10-  5000-45У3 | 2 | 4 |
| Трансформатор | 2 | МГ-10-  9000/1800 | 22,5 | 45 | МГГ-10-  9000-45У3 | 15 | 30 |
| Секційник | 2 | МГГ-10-  4000-45Т3 | 2,5 | 5 | МГГ-10-  4000-45У3 | 2 | 4 |
| **РАЗОМ** |  |  |  | 65 |  |  | 38 |

Як видно з таблиці 4.3 варіант схеми, де встановлено СР є дешевшим, а також СР значно зменшують рівень струмів КЗ на шинах 10 кВ. Тому варіант із секційними реакторами є більш вигідним і надійнішим для подальшого проектування.

* 1. **Вибір лінійних реакторів**

Встановлення ЛР при проектувані ТЕЦ здійснюється з метою забезпечення термічної стійкості кабелів розподільчої мережі 10 кВ і обмеження рівнів струмів КЗ до рівня, який зумовлений параметрами вимикачів на розподільчих пристроях 10 кВ станції.

При виборі ЛР перевага надається здвоєним реакторам, які забезпечують значний струмообмежуючий ефект і зменшують спад напруги в нормальному режимі .

При встановленні ЛР потрібно намагатися встановлювати їх якомога менше на кожній секції (до 4-х). І бажано, щоб навантаження між реакторами було розділено рівномірно.

Доведемо доцільність встановлення ЛР на відходячих лініях 10 кВ. Розглянемо схему одного з РП (рисунок 4.3).



Рисунок 4.3 – Схема РП

Вибираємо КЛ, яка проходить від шин ТЕЦ до РП, за допомогою методу вибору перерізу по економічній густині струму:

- струм в нормальному режимі роботи, враховуючи, що навантаження розподілене рівномірно на 2 кабелі:

 (4.3)

 А

- поперечний переріз кабелю:

 (4.4)

Для вибору Jек знайдемо час використання максимальної потужності Tmax, виходячи з графіка 1.2.

Tmax=(60ּ16+80ּ4+115ּ4)ּ205/115+(40ּ20+60ּ4)ּ160/60=5875 год.

Для кабелів з алюмінієвими жилами згідно табл. Д-15 [5]:

Jек=1.2 А/мм2.

Тоді:  мм2.

Вибираємо кабель типу АСБ-10 кВ, 3х240 мм2, Ідоп=355 А.

Перевіряємо кабель на допустимий струм в аварійному режимі:

, (4.5)

де Іав – струм в аварійному режимі:

 А;

Ідоп – допустимий струм для кабеля:

 , (4.6)

де – табличне значення струму для кабеля;



Кпер – коефіцієнт перевантаження, приймаємо 1.3;

Кпр – коефіцієнт, що враховує прокладання двох кабелів в траншеї, згідно табл. 7.17 Кпр=0.9;

 А.

Тобто 415 А>392.8 А, умова виконується, отже кабель вибрано вірно.

Аналогічно вибираємо кабель, що йде від шин ТЕЦ до РП на 2,5 МВт.

А;

 мм2;

Вибираємо кабель АСБ-10 кВ, 3х70 мм2, Ідоп=165 А.

 А;

 А;

, отже кабель вибрано вірно.

Таблиця 4.4 – Вибір кабелів

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Потужність РП, МВт | Інорм, А | Іав,  А | Jек, А/мм2 | S,  мм2 | Марка кабелю | , А | , А |
| 6 | 196.4 | 392.8 | 1.2 | 240 | 2хАСБ 3х240 | 355 | 415 |
| 2.5 | 81.8 | 163.6 | 1.2 | 70 | 2хАСБ 3х70 | 165 | 193 |

Перевіряємо вимикач на РП і КЛ, що розгалужуються від КЛ:

1) розраховуємо струм КЗ на шинах РП - 6 МВт, оскільки опір кабелів є меншим за опір кабелів до РП – 2.5 МВт.

Знайдемо струм к.з. в точці К-7:

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.;

 в.о.

Знаходимо надперехідне значення струму КЗ в точці К-7:

кА;

кА;

 кА;

Ударне значення струму КЗ:

 кА;

 кА;

 кА.

Еквівалентний опір схеми заміщення

 в.о.

Знайдемо струм к.з. в точці К-8, для розрахунку використовуємо схему заміщення (рисунок 4.4)

**Хекв/ 0.978**

**Хк / 0.408**

**Rк / 0.702**

**К8**

**К7**

Рисунок 4.4 – Схема заміщення

Активний та індуктивний опори кабеля:

, (4.7)

, (4.8)

де r0, x0 – питомі опори кабелю, згідно табл. 7.24 [2]:

r0=0.129 Ом/км, x0=0.075 Ом/км;

n – кількість паралельних кабелів, n=2;

l – довжина КЛ, згідно завдання складає l=1.2 км.

 Ом;

 Ом.

Струм на шинах РП (точка К-8):

 кА;

2) перевіряємо вимикач по струму КЗ:

 (4.9)

для ВМП-10 К Іномвим=20 кА. Отже 20 кА < 43,3 кА, отже даний вимикач за даною умовою не проходить.

3) перевіряємо заданий кабель на термічну стійкість:

, (4.10)

де с=90 – для кабелів з алюмінієвими жилами;

t – час дії струму КЗ:

t=tзах+tвим=0,2+0,14=0,34 с;

tзах – час спрацювання захисту;

tвим – час відключення вимикача.

Отже, згідно (4.10):

 кА;

умова перевірки:  (4.11)

Порівнюємо даний струм по розрахункових кривих; для цього шукаємо розрахунковий опір:

;

 кА;

- струм через кожний з двох кабелів:

кА <  кА, кабель вимогам термічної стійкості відповідає.

Перевіряємо вимикачі і КЛ на РП станції струмом КЗ в т. К-7

- перевірка вимикача: Іномвим=20 кА < ІКР7=60.32 кА, вимикач не проходить;

- перевірка кабелю: ААБ-3х95 мм2:

 кА;

;

І кА;

- струм через кожний з двох кабелів:

кА >  кА, отже кабель не задовільняє умову термічної стійкості.

Як бачимо із розрахунків, встановлення ЛР є необхідністю, адже вимикачі та КЛ не задовільняють умови вибору по струмах КЗ.

Здійснюємо встановлення ЛР. Намічаємо по 2 ЛР на кожну секцію, тобто всього 4 ЛР. При завантаженні відгалуження ЛР повинні завантажуватись ріномірно.

Для забезпечення потрібної відключаючої здатності вимикача ВМП-10 на ГРП-10 за умовами КЗ в т. К-7:  кА.

Умова вибору опору:

 (4.12)

Тоді опір реактора:

Хр=55/20=2,75 в.о.;

В іменованих одиницях:

 Ом.

Максимальний робочий струм через вітку реактора визначаємо як:

А.

Вибираємо реактор згідно табл. 5.14 [2]:

РБСДГ 10-2х4000-0,35УЗ, Хном=0,35 Ом.

Реальний струм після встановлення ЛР:

- приведений опір:

в.о.;

- струм КЗ:

 кА;

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

- опір розрахунковий:

 в.о.;

- струм КЗ: оскільки Хрозр>3, то І∞7=Ік7=13.26 кА;

- струм КЗ через кожен кабель: І∞1=І∞7/2=13.26/2=6.63 кА.

- перевірка: Ідоптерм=13.26 кА>І∞1=6.63 кА.

Отже, всі умови виконуються, тобто вимикач і кабелі проходять по струмах КЗ.

Перевіряємо по струмах КЗ вимикач і КЛ, що відходять від РП-10:

- струм в точці К-8:

 в.о.;

 кА;

- перевірка вимикача по умові (4.9): 20 кА>11.93 кА – вимикач проходить.

- перевірка кабеля:

розрахунковий опір:

 в.о.;

- струм КЗ: І∞9=Ік8=11.93 кА;

- струм через один кабель: І∞1=І∞8/2=11.93/2=5.97 кА;

- перевірка умови (4.11): 14.52 кА>5.97 кА – кабель проходить по струмах КЗ.

Дані про вибір і перевірку ЛР зводимо в т. 4.5.

Таблиця 4.5 – Вибір ЛР

|  |  |
| --- | --- |
| **Розрахункові дані** | **Номінальні дані РБСДГ 10-2х4000-0,35УЗ** |
| Uроб=10 кВ | Uном=10 кВ |
| Іробmax=3600 A | Іном=4000 А |
| іу=41,62 кА | Ідин=60 кА |
| кА2ּс | кА2ּс |

1. **Вибір вимикачів і роз’єднувачів**

Проводимо вибір вимикача і роз’єднувача в колі генератора з урахуванням обмеження струмів КЗ.

**** кА;

**** кА;

- постійна часу і ударний коефіцієнт (табл. 4.3 [1]): Кус=1.94; Куг=1.96.

- діюче значення ударного струму КЗ:

 кА;

 кА;

 кА;

- амплітудне значення:

 кА;

 кА;

 кА;

- максимальний струм в робочому режимі в колі генератора: Іроб.max=4.34 кА.

Вибираємо вимикач МГГ-10-5000-45УЗ згідно табл. 5.1 [2].

Перевіряємо вимикач:

1) по напрузі: , 10 кВ.

2) по максимальному робочому струму: , 4,34 кА<5 кА.

3) по електро-динамічній стійкості: ;маємо

84,4 кА<170 кА; 30,65 кА<64 кА.

4) за відключаючою здатністю:

а) по симетричному струму: , де Іном.відк=58 кА.

Визначаємо симетричний струм:

 кА, бо струм системи не затухаючий.

Для генераторів – по розрахункових кривих:

.

для моменту часу при tвідк=0,15 с; τ=0,01+0,15=0,16 с;

,  кА;

Тоді  кА, що менше ніж номінальне значення.

б) по асиметричному струму: 

де βн – нормоване допустиме значення аперіодичного доданку в струмі КЗ, при с приймається βн=0,1.

іаτ – аперіодичний струм КЗ: 

кА;

тоді  кА;

 кА; тобто 48 кА<90 кА умова виконується;

5) за термічною стійкістю: , де  – тепловий імпульс;

 кА2ּс;

 кА2ּс;

 кА2ּс;

ІТ, tT – струм термічної стійкості вимикача і час його дії:

 кА2ּс;

143.3 кА2ּс<16384 кА2ּс, отже по всіх умовах вимикач підходить. Результати заносимо в таблицю 5.1.

Здійснюємо вибір роз’єднувача по табл. 5.5 [2]:

Вибираємо РВК-10/5000.

Перевірка:

1) по напрузі, 10 кВ;

2) по струму: 4,34 кА< 5 кА;

3) за динамічною стійкістю:  кА2ּс; 143,3 кА2ּс<49000 кА2ּс.

Усі дані заносимо в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Вибір вимикача і роз’єднувача в колі синхронного генератора

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Розрахункові дані** | **Номінальні дані** | |
| **МГГ-10-5000-45УЗ** | **РВК-10/5000** |
| Іроб = 4340 А | Іроб = 5000 А | Іроб = 5000 А |
| Uроб=10 кВ | Uроб=10 кВ | Uроб=10 кВ |
| І″= 30.65 кА | Ігр.кріз=45 кА |  |
| іу = 84.4 кА | ігр.кріз=120 кА | ігр.кріз=200 кА |
| Іnτ = 25.73 кА | Іном.відк=45 кА |  |
| =48 кА | =90 кА |  |
| Вк=143.3 кА2ּс | =16384 кА2ּс | =49000 кА2ּс |

Аналогічно вибираємо вимикачі та роз’єднувачі в колі секційного вимикача та секційного реактора (таблиця 5.2).

Таблиця 5.2 – Вибір вимикачів і роз’єднувачів в колі СВ та СР

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Розрахункові дані** | **Номінальні дані** | |
| **МГГ-10-4000-45УЗ** | **РВК-10/4000** |
| Іроб = 3299 А | Іроб = 4000 А | Іроб = 4000 А |
| Uроб=10 кВ | Uроб=10 кВ | Uроб=10 кВ |
| І″= 19.66 кА | Ігр.кріз=45 кА |  |
| іу = 53.9 кА | ігр.кріз=120 кА | ігр.кріз=200 кА |
| Іnτ = 16.4 кА | Іном.відк=45 кА |  |
| =30.7 кА | =90 кА |  |
| Вк=91.6 кА2ּс | =8100 кА2ּс | =42250 кА2ּс |

Таблиця 5.3 – Вибір вимикачів і роз’єднувачів в колі НН АТР

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Розрахункові дані** | **Номінальні дані** | |
| **МГГ-10-9000-45У3** | **РВП-20/8000УЗ** |
| Іроб = 6323.4 А | Іроб = 9000 А | Іроб = 8000 А |
| Uроб=10 кВ | Uроб=10 кВ | Uроб=20 кВ |
| І″= 49.46кА | Ігр.кріз=90 кА |  |
| іу = 135.7кА | ігр.кріз=300 кА | ігр.кріз=300 кА |
| Іnτ = 22 кА | Іном.відк=90 кА |  |
| =43 кА | =140 кА |  |
| Вк=230 кА2ּс | =44100 кА2ּс | =129600 кА2ּс |

Таблиця 5.4 – Вибір вимикачів і роз’єднувачів в колі СН АТР

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Розрахункові дані** | **Номінальні дані** | |
| **ВВУ-110-40/2000** | **РЛНД-110/1000** |
| Іроб = 565 А | Іроб = 2000 А | Іроб = 1000 А |
| Uроб=110 кВ | Uроб=110 кВ | Uроб=110 кВ |
| І″= 6.32 кА | Ігр.кріз=40 кА |  |
| іу = 17.3 кА | ігр.кріз=102 кА | ігр.кріз=80 кА |
| Іnτ = 11.5 кА | Іном.відк=40 кА |  |
| =22 кА | =62 кА |  |
| Вк=12 кА2ּс | =4800 кА2ּс | =64000 кА2ּс |

Таблиця 5.4 – Вибір вимикачів і роз’єднувачів в колі ВН АТР

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Розрахункові дані | Номінальні дані | |
| ВВБ-220-31,5/2000 | РЛНД-220П/800 |
| Іроб = 423 А | Іроб = 2000 А | Іроб = 800 А |
| Uроб=220 кВ | Uроб=220 кВ | Uроб=220 кВ |
| І″= 2.9 кА | Ігр.кріз=31,5 кА |  |
| іу = 8.02 кА | ігр.кріз=80 кА | ігр.кріз=60 кА |
| Іnτ = 23,16 кА | Іном.відк=40 кА |  |
| =16.2 кА | =62 кА |  |
| Вк=3.5 кА2ּс | =2977 кА2ּс | =64000 кА2ּс |

1. **Вибір трансформаторів струму і напруг**
   1. **Вибір трансформаторів струму**

Здійснюємо вибір трансформаторів струму для РП всіх напруг. ТС призначені для зменшення первинного струму до значень, що підходять для приладів і реле, і для відокремлення кіл вимірювання і захисту від первинних кіл ВН. Струмові кола приладів і реле мають малий опір, тому ТС працюють в режимі, близькому до КЗ. Тому при наявності струму в первинній обмотці розмикати вторинну неможна.

Вибір ТС здійснюємо по наступних параметрах:

1) по напрузі:  (6.1)

2) по струму:  (6.2)

причому номінальний струм повинен бути максимально близьким до робочого струму установки, оскільки навантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок;

3) по конструкції і класу точності;

4) по динамічній стійкості:

, (6.3)

де іу – ударний струм КЗ;

Кg – кратність динамічної стійкості;

Іном – номінальний струм ТС;

5) по термічній стійкості:

 (6.4)

Здійснюємо вибір ТС в колі генератора, користуючись табл. 5.9 [2]. Порівняння даних розрахункових та з каталогу проводимо у табл. 6.1: встановлюємо ТС типу: ТПШЛ-10-5000-0,5/10Р УЗ.

Таблиця 6.1 – Вибір ТС в колі генератора

|  |  |
| --- | --- |
| **Розрахункові дані** | **Номінальні дані**  **ТШЛ-10-5000-0,5/10Р УЗ** |
| Uроб=10 кВ | Uном=10 кВ |
| Іроб = 4340 А | Іроб = 5000 А |
| іу = 84.4 кА | – |
| Вк=143.3 кА2ּс | кА2ּс |

Здійснюємо перевірку ТС по вторинному навантаженню:

1) визначаємо перелік приладів по фазах згідно додатку 4 [1] і складаємо табл. 6.2.

2) визначаємо максимальне завантаження фаз

Для дотримання заданого класу точності 0.5 визначаємо переріз з’єднувальних алюмінієвих проводів, прийнявши їх довжину lРОЗР=60 м:

тоді .

Вибираємо контрольний кабель АКВРГ з жилами перерізом 6 мм2.

Таблиця 6.2 - Вторинне навантаження трансформатора струму в колі генератора

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Прилад** | **Тип** | **Навантаження, В⋅А** | | |
| **Фаза А** | **Фаза В** | **Фаза С** |
| Амперметр | Э-335 | 0.5 | 0.5 | 0,5 |
| Ватметр | Д-335 | 0.5 | - | 0.5 |
| Варметр | Д-335 | 0.5 | - | 0.5 |
| Датчик активної потужності | - | 0.5 | - | 0.5 |
| Датчик реактивної потужності | - | 0.5 | - | 0.5 |
| Лічильник активної енергії | И-680 | 2.5 | - | 2.5 |
| Лічильник реактивної енергії | И-676 | 2.5 | 2.5 | 2.5 |
| Ватметр | Д-305 | 0.5 | - | 0.5 |
| Підсумок | | 8.0 | 3.0 | 8.0 |

Таблиця 6.3 – Вибір ТС в колі споживачів

|  |  |
| --- | --- |
| **Розрахункові дані** | **Номінальні дані ТШВ-15** |
| Uроб=10 кВ | Uном=15 кВ |
| Іроб = 7560 А | Іроб = 8000 А |
| іу = 166.73 кА | – |
| Вк=359.6 кА2ּс | кА2ּс |

Перевіряємо трансформатор струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення і каталожними данними приладів.

Таблиця 6.4 - Вторинне навантаження трансформатора струму в колі споживачів

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Прилад** | **Тип** | **Навантаження, В⋅А** | | |
| **Фаза А** | **Фаза В** | **Фаза С** |
| Амперметр | Э-335 | 0.5 | 0.5 | 0,5 |
| Лічильник активної енергії | И-680 | 2.5 | - | 2.5 |
| Лічильник реактивної енергії | И-676 | 2.5 | 2.5 | 2.5 |
| Підсумок | | 5.5 | 3.0 | 5.5 |

Для дотримання заданого класу точності 0.5 визначаємо переріз з’єднувальних алюмінієвих проводів, прийнявши їх довжину lРОЗР=60 м:

тоді .

Вибираємо контрольний кабель АКВРГ з жилами перерізом 16 мм2.

Таблиця 6.5 – Вибір ТС в колі НН АТР

|  |  |
| --- | --- |
| **Розрахункові дані** | **Номінальні дані ТШВ-15** |
| Uроб=10 кВ | Uном=15 кВ |
| Іроб = 6323 А | Іроб = 8000 А |
| іу = 135.7 кА | – |
| Вк=230 кА2ּс | кА2ּс |

Таблиця 6.6 - Вторинне навантаження трансформатора струму

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Прилад** | **Тип** | **Навантаження В⋅А** | | |
| **Фаза А** | **Фаза В** | **Фаза С** |
| Амперметр | Э-335 | 0.5 | 0.5 | 0,5 |
| Ватметр | Д-335 | 0.5 | - | 0,5 |
| Варметр | Д-335 | 0.5 | - | 0,5 |
| Підсумок | | 1,5 | 0.5 | 1.5 |

Для дотримання заданого класу точності 0.5 визначаємо переріз з’єднувальних мідних проводів, прийнявши їх довжину lРОЗР=60

тоді 

Вибираємо контрольний мідний кабель КВРГ з жилами перерізом 2 мм2.

Таблиця 6.7 – Вибір ТС в колі СН АТР

|  |  |
| --- | --- |
| **Розрахункові дані** | **Номінальні дані ТФНД-110М** |
| Uроб=110 кВ | Uном=110 кВ |
| Іроб = 565 А | Іроб = 600 А |
| іу = 17.3 кА | – |
| Вк= 12 кА2ּс | =602ּ3=10800 кА2ּс |

Перевіряємо по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення.

Таблиця 6.8 - Вторинне навантаження трансформатора струму

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Прилад** | **Тип** | **Навантаження В⋅А** | | |
| **Фаза А** | **Фаза В** | **Фаза С** |
| Амперметр | Э-351 | - | 0.5 | - |
| Ватметр | Д-335 | 0.5 | - | 0,5 |
| Варметр | Д-335 | 0.5 | - | 0,5 |
| Підсумок | | 1 | 0.5 | 1 |

тоді 

Вибираємо контрольний мідний кабель КВРГ з жилами перерізом 2 мм2.

Таблиця 6.9 – Вибір ТС в колі ВН АТР

|  |  |
| --- | --- |
| **Розрахункові дані** | **Номінальні дані ТФНД –220** |
| Uроб=220 кВ | Uном=220 кВ |
| Іроб = 423 А | Іроб = 500 А |
| іу = 8.02 кА | – |
| Вк=35 кА2ּс | =602ּ1=3600 кА2ּс |

Перевіряємо трансформатор струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення таблиця 6.10.

Таблиця 6.10 - Вторинне навантаження трансформатора струму

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Прилад** | **Тип** | **Навантаження, В⋅А** | | |
| **Фаза А** | **Фаза В** | **Фаза С** |
| Амперметр | Э-335 | 0.5 | 0.5 | 0,5 |
| Ватметр | Д-335 | 0.5 | - | 0.5 |
| Варметр | Д-335 | 0.5 | - | 0.5 |
| Датчик активної потужності | - | 0.5 | - | 0.5 |
| Датчик реактивної потужності | - | 0.5 | - | 0.5 |
| Підсумок | | 2.0 | 0.5 | 2.0 |

тоді 

Вибираємо контрольний мідний кабель КВРГ з жилами перерізом 2 мм2.

* 1. **Вибір трансформаторів напруги**

ТН призначені для пониження високих напруг до стандартного значення 100 В і для відокремлення кіл вимірювання і релейного захисту від первинних кіл ВН. Дані трансформатори працюють в режимі, близькому до режиму холостого ходу, бо опір паралельних котушок приладів і реле великий, а струм малий. При виборі ТН слід враховувати сумарне споживання на вторинній обмотці,

Вибір ТН здійснюється:

- по напрузі;

- по конструкції і схемі сполучення вторинних бмоток;

- по класу точності;

- по вторинному навантаженню: , (6.5)

де  – навантаження приладів і реле.

Таблиця 6.11 – Навантаження трансформатора напруги в колі генератора

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Прилад** | **Тип** | **Пот. спож.** | **К-сть котуш.** | **cosϕ** | **sinϕ** | **К-сть прил.** | **PΣ,**  **Вт** | **QΣ,**  **Вар** |
| Вольтметр | Э-335 | 2,0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2,0 | - |
| Ватметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3,0 | - |
| Варметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3,0 | - |
| Датчик активної потужності | - | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3,0 | - |
| Датчик реактивної потужності | - | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3,0 | - |
| Лічильник активної потужності | И-680 | 2,0 | 2 | 0,38 | 0,925 | 1 | 4,1 | 9,7 |
| Лічильник реактивної потужності | И-675 | 3,0 | 2 | 0,38 | 0,925 | 1 | 6,0 | 14,5 |
| Ватметр | Д-305 | 2,0 | 2 | 1 | 0 | 1 | 4,0 | - |
| Частотометр | Э-371 | 3,0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 3,0 | - |
| Підсумок | | | | | | | 31 | 24,2 |

Визначаємо вторинне навантаження: ВА.

Вибираємо по табл. 5.13 [2]: НТМИ-10: Uном =10 кВ;Sном=120 ВА при 0,5К.

Таблиця 6.12 – Навантаження ТН в колі ЛЕП-10 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Прилад** | **Тип** | **Пот. спож.** | **К-сть котуш.** | **cosϕ** | **sinϕ** | **К-сть прил.** | **PΣ,**  **Вт** | **QΣ,**  **Вар** |
| Лічильник активної потужності | И-680 | 2,0 | 2 | 0,38 | 0,925 | 60 | 246 | 582 |
| Лічильник реактивної потужності | И-675 | 3,0 | 2 | 0,38 | 0,925 | 60 | 360 | 870 |
| Підсумок | | | | | | | 606 | 1452 |

Розрахункове навантаження:  ВА.

Вибираємо по табл. 5.13 [2]: НТМИ-10; визначаємо їх кількість: шт.

Таблиця 6.13 –Вторинне навантаження в колі збірних шин 10 кВ (НТМИ-10)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Прилад** | **Тип** | **Пот. спож.** | **К-сть котуш.** | **cosϕ** | **sinϕ** | **К-сть прил.** | **PΣ,**  **Вт** | **QΣ,**  **Вар** |
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 2 | 4 | - |
| Частотомір | Э-352 | 3 | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 | - |
| Вольтметр | Э-377 | 2 | 1 | 1 | 0 | 2 | 4 | - |
| Частотомір | Э-353 | 3 | 1 | 1 | 0 | 2 | 6 | - |
| Синхроноскоп | Э-327 | 10 | 1 | 1 | 0 | 1 | 10 | - |
| Підсумок | | | | | | | 27 | - |

Таблиця 6.14 –Вторинне навантаження в колі збірних шин 220 кВ (НКФ-220/400)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Прилад** | **Тип** | **Пот. спож.** | **К-сть котуш.** | **cosϕ** | **sinϕ** | **К-сть прил.** | **PΣ,**  **Вт** | **QΣ,**  **Вар** |
| Вольтметр | Э-395 | 2 | 1 | 1 | 0 | 3 | 6 | - |
| Частотомір | Э-352 | 3 | 1 | 1 | 0 | 3 | 9 | - |
| Вольтметр реєструючий | Н-397 | 10 | 1 | 1 | 0 | 1 | 10 | - |
| Частотомір реєструючий | Н-353 | 7 | 1 | 1 | 0 | 1 | 7 | - |
| Синхроноскоп | Э-327 | 10 | 1 | 1 | 0 | 1 | 10 | - |
| Підсумок | | | | | | | 42 |  |

Таблиця 6.15 –Вторинне навантаження в колі збірних шин 110 кВ (НКФ-110/400)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Прилад** | **Тип** | **Пот. спож.** | **К-сть котуш.** | **cosϕ** | **sinϕ** | **К-сть прил.** | **PΣ,**  **Вт** | **QΣ,**  **Вар** |
| Ватметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 2 | 6 | - |
| Варметр | Д-353 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 2 | 9 | - |
| Фіксатор імпульсної дії | ФИП | 3 | 1 | 1 | 0 | 2 | 6 | - |
| Підсумок | | | | | | | 18 |  |

1. **Вибір шин та ізоляторів**

Для з’єднання електричних апаратів, паралельного включення ряду електричних кіл, приєднання генераторів та трансформаторів використовують шинні конструкції, які являють собою неізольовані провідники, закріплені з допомогою ізоляторів.

1) **У приєднанні генератора:**

Значення струмів КЗ: І" = 30.65 кА; іУ = 84.4 кА; ВК= 143.3 кА2×с.

Максимальний робочий струм: ІРОБ. = 4124 А.

По економічній густині струму:



Вибираємо коробчаті шини 175×80 мм, перерізом однієї шини 2440 мм2.

Перевіряємо шини по максимально допустимому струмові:

- при зниженні напруги на 5%:



- тривало допустимий струм:



Перевіряємо шини на термічну стійкість:



Перевіряємо шини на динамічну стійкість:

Приймаємо віддаль між фазами а=0.8 м; проліт між ізоляторами L=2 м. Зусилля взаємодії між фазами:



- Напруга в матеріалі шин від взаємодії між фазами:



- Зусилля взаємодії між фазами:



- Віддаль між прокладками:



Оскільки, довжина прольоту 2 м, то додаткових прокладок не вимагається.

Проводимо вибір ізоляторів по допустимому зусиллю на ізолятор:



Вибираємо ізолятор: ОФ-10-750УЗ.



**2) Збірні шини 10 кВ:**

Значення струмів КЗ: І" = 60.32 кА; іУ = 166.7 кА.

Максимальний робочий струм: ІРОБ. =7560 А.

Вибираємо мідні коробчаті шини розміром 225×105 мм, перерізом однієї шини 4880 мм2.

Перевіряємо шини по максимально допустимому струмові:

- при зниженні напруги на 5%:



- тривало допустимий струм:



**3) Збірні шини 110 кВ:**

Значення струмів КЗ: І" = 6.32 кА; іУ = 17.3 кА.

Максимальний робочий струм: ІРОБ. = 565 А.

Вибираємо алюмінієві коробчаті шини розміром 75×35 мм, перерізом однієї шини 695 мм2.

Перевіряємо шини по максимально допустимому струмові:

- при зниженні напруги на 5%:



- тривало допустимий струм:



**4) Збірні шини 220 кВ:**

Значення струмів КЗ: І" = 2.9 кА; іУ = 8.02 кА.

Максимальний робочий струм: ІРОБ. = 423 А.

Вибираємо алюмінієві коробчаті шини розміром 75×35 мм, перерізом однієї шини 695 мм2.

Перевірку шин проводити не потрібно, оскільки таку перевірку проведено в попередньому пункті.

#### Власні потреби підстанції

Роботу ТЕЦ забезпечують допоміжні механізми та інші пристрої, які складають власні потреби ТЕЦ. До ВП відносяться механізми паливного складу, вугледробильної установки, пилеприготування, механізми котельних агрегатів, механізми турбоагрегатів та ін.

Схема електропостачання ВП повинна забезпечувати високу степінь надійності, щоб ТЕЦ працювала надійно і нормально. Тому електроспоживачі ВП відносяться до споживачів І категорії.

Напруга, яка застосовується для живлення ВП є 6-10 кВ та 0.4 кВ.

При розробці схеми слід враховувати число СГ, причому число секцій ВП приймається рівним числу СГ.

Кожна секція 6-10 кВ ВП живиться від окремих робочих трансформаторів, які підключаються до до різних секцій шин генераторної напруги.

Для забезпечення надійності в схемі ВП передбачається встановлення резервного ТР ВП.

6-10 кВ

ТВП

ТВП

0.4 кВ

Рисунок 8.1 – Схема живлення ВП

Розраховуємо потужність трансформатора:

, (8.1)

де К – потужність ВП у %, приймаємо К=8%;

РТЕЦ – потужність ТЕЦ,  МВт.

Отже,  МВА.

Вибираємо з довідника по табл. 3.4 [2] трансформатор ТМ-6300/10

Перелік посилань на джерела

1. Методичні вказівки “Електричні станції і підстанції”.
2. Неклепаев Б. Н. “Електрична частина електростанцій” М.: Енергоатом видання, 1983-640 с.
3. Неклепаев Б. Н. “Електрична частина електростанцій” М.: Енергоатом видання, 1983-640 с.
4. Рожкова Л. Д., Козулін В. С. “Електроустаткування станцій і підстанцій” М.: Енергоатом видання, 1987-640 с.
5. “Електрична частина електростанцій” Довідник матеріалів для курсового проектування Під ред. Неклепаева Б. Н. М.: Енергія 1978-455 с.
6. Мірецький В. І., Коломойцев Р. М. “Методичні вказівки по вибору апараиури і лінійних реакторів на ЕОМ” ІФІНГ, 1987-30 с.
7. Спавочник по проэктированию электроснабжения.