

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОНІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Кваліфікаційна робота бакалавра

на тему: «**Проектування електричної мережі та вибір обладнання
підстанції**»

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав

студент групи ЕТ-81

Д.І. Усіков

Керівник

С.М. Лебедка

Суми 2022

Сумський державний університет

Факультет ЕЛІТ Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедри електроенергетики
І.Л. Лебединський
“ ” 20__ р.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу бакалавра

Усікова Даніла Ігоровича
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Проектування електричної мережі та вибір обладнання підстанції»

затверджена наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 10.06.2022 р.

3. Вихідні дані до роботи: конфігурація мережі, потужності та категорії надійності споживачів, добовий графік навантаження

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):

Вступ

1. Розрахунок електричної мережі

2. Вибір обладнання високовольтної підстанції

3. Розрахунок релейного захисту

4. Блискавкозахист та заземлення підстанції

Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

схема електричної мережі, схема заміщення для розрахунків нормального режиму;

схема електричних з'єднань підстанції зі специфікацією;

схема блискавкозахисту та заземлення підстанції

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| №з/п | Назва етапів роботи | Термін виконання етапів роботи | Примітки |
|------|---|--------------------------------|----------|
| 1 | Розрахунок електричної мережі | 01.04 – 15.04 | |
| 2 | Вибір обладнання високовольтної підстанції | 16.04 – 30.04 | |
| 3 | Розрахунок релейного захисту | 01.05 – 15.05 | |
| 4 | Блискавкозахист та заземлення підстанції | 16.05 – 31.05 | |
| 5 | Оформлення пояснювальної записки і креслень | 01.06 – 10.06 | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

Студент _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

РЕФЕРАТ

Назва: Проектування електричної мережі та вибір обладнання підстанції

Автор: Усіков Даніл Ігорович

Ключові слова: споживач, навантаження, електрична мережа, підстанція, трансформатор, режим роботи, релейний захис, блискавковідводи, заземлення;

потребитель, погрузка, электрическая сеть, подстанция, трансформатор, режим работы, релейная защита, молниеотводы, заземление;

consumer, load, electrical network, substation, transformer, operating mode, relay protection, lightning conductors, grounding.

Бібліографічний опис: Усіков Д.І. Проектування електричної мережі та вибір обладнання підстанції: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Д.І. Усіков; керівник С.М. Лебедка. - Суми: СумДУ, 2022 - 102 с.

Короткий огляд (реферат): В даній роботі була розглянута розробка електромережі і підстанції, підбране необхідне обладнання, розрахован і обгрунтован релейний захист і блискавко захист і її заземлення.

Перелік умовних скорочень

ТП – трансформаторна підстанція

НН – низька напруга

ВН – висока напруга

РПН – регулювання напруги під навантаженням

ПС – підстанція

РУ – розподільча установка

ГПП – головна понижувальна підстанція

МСЗ – максимальний струмовий захист

КЗ – коротке замикання

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| ВСТУП..... | 8 |
| 1 Розрахунок електричної мережі..... | 9 |
| 1.1 Вихідні данні що характеризують споживачів..... | 9 |
| 1.2 Розроблення конфігурації електричної мережі..... | 10 |
| 1.3 Розрахунок електричної мережі..... | 12 |
| 1.3.1 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів..... | 12 |
| 1.3.2 Розриваємо замкнуте коло мережі від джерела живлення..... | 13 |
| 1.3.3 Розраховуємо напруги та струми на всіх ділянках мережі..... | 14 |
| 1.3.4 Вибір трансформаторів..... | 16 |
| 1.3.5 Розрахунок перетоків та втрат потужності..... | 19 |
| 1.3.6 Розрахунок втрат напруги..... | 33 |
| 1.3.7 Розрахунок втрат електроенергії..... | 41 |
| 1.4 Аварійний режим роботи мережі А..... | 51 |
| 1.4.1 Розрахунок втрат напруги в аварійному режимі..... | 54 |
| 1.5 режим мінімальних навантажень мережі А..... | 55 |
| 1.5.1 Розрахунок втрат напруги в режимі мінімальних навантажень..... | 56 |
| 2 Вибір обладнання високовольтної підстанції..... | 57 |
| 2.1 Вибір потужності силових трансформаторів..... | 58 |
| 2.2 Розрахунок струмів коротко замикання..... | 62 |
| 2.3 Вибір високовольтних електричних апаратів..... | 64 |
| 2.4 Вибір трансформаторів власних потреб..... | 69 |
| 2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги..... | 70 |
| 2.5.1 Вибір трансформаторів струму..... | 71 |
| 2.5.2 Вибір трансформаторів напруги..... | 78 |

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|---|--------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>БР 3.6.141.368 ПЗ</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | <i>Проектування електричної мережі та вибір обладнання підстанції</i> | <i>Литера</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Разраб</i> | | <i>Усіков Д.І.</i> | | | | у | 6 | 102 |
| <i>Пров</i> | | <i>Лебедка</i> | | | | <i>СумДУ ЕТ-81</i> | | |
| <i>Н. Контр.</i> | | | | | | | | |
| <i>Утв</i> | | <i>Лебединський</i> | | | <i>Пояснювальна записка</i> | | | |

| | | |
|-------|---|-----|
| 2.6 | Вибір схеми електричних з'єднань підстанції..... | 80 |
| 2.7 | Вибір жорстких шин 10 кВ..... | 82 |
| 2.8 | Вибір гнучких шин 220 кВ..... | 84 |
| 3 | Розрахунок релейного захисту..... | 85 |
| 3.1 | Розрахунок струмів короткого замикання..... | 86 |
| 3.2 | Розрахунок поперечної диференційного струмового захисту..... | 87 |
| 3.2.1 | Попередній розрахунок диференційного захисту і вибір типу реле..... | 87 |
| 3.2.2 | Вибір уставок реле ДЗТ-11..... | 89 |
| 3.3 | Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі..... | 91 |
| 4 | Блисковоко захист та заземлення підстанції..... | 93 |
| 4.1 | Блисковоко захист..... | 93 |
| 4.1.1 | Визначення параметрів L_6 і L_7 | 94 |
| 4.1.2 | Визначення параметрів P_1 та P_2 | 94 |
| 4.1.3 | Визначення висоти блискавковідводів..... | 95 |
| 4.1.4 | Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2..... | 95 |
| 4.1.5 | Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4..... | 95 |
| 4.1.6 | Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3 (2 та 4)..... | 96 |
| 4.1.7 | Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4 (2 та 3)..... | 96 |
| 4.2 | Заземлення підстанції..... | 98 |
| | ВИСНОВОК..... | 101 |
| | ЛІТЕРАТУРА..... | 102 |

ВСТУП

Електричні мережі на сьогоднішній день - це складні інженерні комплекси, що забезпечують передачу електроенергії численним промисловим і побутовим споживачам, їх проектування і монтаж повинні здійснюватися в суворій відповідності з чинною нормативною документацією. При будівництві, реконструкції або модернізації мережі або діючої системи електроустановок обов'язковим етапом являється розробка проектно-кошторисної документації. Професійно виконана проектно-кошторисна документація дозволить виконати будівельно-монтажні роботи згідно правил і норм, та дотриманням всіх вимог техніки безпеки, оцінити витрати на матеріали, обладнання та вартість робіт, забезпечить безпечну і безаварійну роботу мережі або установки, а також дозволить уникнути складнощів при затвердженні проекту в енергопостачальних організаціях та інших інстанціях.

Зараз будують нові високовольтні ПС в основному, під нові великі промислові об'єкти, що вимагають надійного постачання електроенергією: заводи, торгові центри (у разі відсутності вільних потужностей на діючих ПС, до яких можна підключитися), сонячні та вітрові електростанції для генерації екологічно чистої енергії. Враховуючи, що сьогодні темпи зростання промисловості в Україні досить низькі, нових ПС будують небагато, краще реконструювати існуючі об'єкти для адаптації до зростаючого енергонавантаження.

На етапі проектування електричної підстанції враховуються умови будівництва, визначається схема ПС, тип та технічні характеристики основного обладнання, етапи підготовки до роботи та підключення до мережі. Розробляються електротехнічні та конструктивно-будівельні рішення, принципові та монтажні схеми релейного захисту та автоматики.

1 Розрахунок електричної мережі

1.1 Вихідні данні, що характеризують споживачів:

Таблиця 1.1

| Параметри | 1-й | 2-й | 3-й | 4-й | 5-й | 6-й |
|----------------------|------|------|------|------|------|-------|
| | спож | спож | спож | спож | спож | спож |
| | У | С | І | Д | А | Н |
| X, мм | 36 | 45 | 27 | -20 | -13 | -14 |
| Y, мм | 25 | 39 | 38 | 6 | 20 | 16 |
| P, МВт | 27 | 26 | 76 | 23 | 0.63 | 0.627 |
| cosφ | 0,92 | 0,82 | 0,85 | 0,88 | 0,78 | 0,88 |
| T _м , год | 4790 | 3520 | 3730 | 5540 | 6250 | 4390 |
| Категорія | III | I | I | III | I | I |

Додаткова початкова інформація про споживачів та їх розміщення

Таблиця 1.2

| | |
|--|------|
| Характеристика споживачів | I |
| Масштаб для споживачів 1-4, км/мм | 1 |
| Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм | 0.1 |
| Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6 | 1 |
| Частка всіх навантажень в номінальному режимі P _{мін.} по відношенню до мінімального P _м | 0.50 |

Повна максимальна потужність споживача:

$$S = P + jPtg(arccosφ)$$

| | | | | | | | | |
|-----------|--------------|---------|---------|------|---|--------|------|--------|
| | | | | | <i>БР 3.6.141.368 ПЗ</i> | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб | Усіков Д.І. | | | | Проектування електричної мережі та вибір обладнання підстанції | Литера | Лист | Листов |
| Пров | Лебедка С.Н. | | | | | у | 9 | 102 |
| Н. Контр. | | | | | СумДУ ЕТ-81 | | | |
| Утв | Лебединський | | | | | | | |
| | | | | | Пояснювальна записка | | | |

Таблиця 1.3

| Параметри | 1-й спож | 2-й спож | 3-й спож | 4-й спож | 5-й спож | 6-й спож |
|----------------------|----------|-----------|----------|-----------|-------------|--------------|
| | У | С | І | Д | А | Н |
| X, мм | 36 | 45 | 27 | -20 | -13 | -14 |
| Y, мм | 25 | 39 | 38 | 6 | 20 | 16 |
| S, МВт | 27+j11.5 | 26+j18.15 | 76+j47.1 | 23+j12.45 | 0.63+j0.505 | 0.627+j0.338 |
| cosφ | 0,92 | 0,82 | 0,85 | 0,88 | 0,78 | 0,88 |
| T _м , год | 4790 | 3520 | 3730 | 5540 | 6250 | 4390 |
| Категорія | III | I | I | III | I | I |

Довжина ліній схеми А:

Таблиця 1.4

| | | | | | | | | |
|---------|----|------|----|----|------|----|----|----|
| Ділянка | A1 | 12 | 23 | 34 | 4A | 15 | 56 | 61 |
| L (мм) | 44 | 16.6 | 18 | 57 | 20.9 | 49 | 4 | 51 |

Розраховуємо дійсну довжину ділянки мережі, км:

$$L = l \cdot k_M$$

де, l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, мм;

k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Таблиця 1.5

| | | | | | | | | |
|---------|----|------|----|----|------|-----|-----|-----|
| Ділянка | A1 | 12 | 23 | 34 | 4A | 15 | 56 | 61 |
| L (км) | 44 | 16.6 | 18 | 57 | 20.9 | 4.9 | 0.4 | 5.1 |

1.2 Розроблення конфігурації електричної мережі

При виборі кількості ліній потрібно виходити з такого. Електропостачання споживачів I категорії повинно здійснюватися не менше ніж двома окремими лініями. Електропостачання споживачів II категорії відносно невеликої потужності можливе за допомогою двоколової лінії, а III категорії – одноколової.

При розробці конфігурацій електричних мереж враховуємо наступне:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;

- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнутих мережах;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

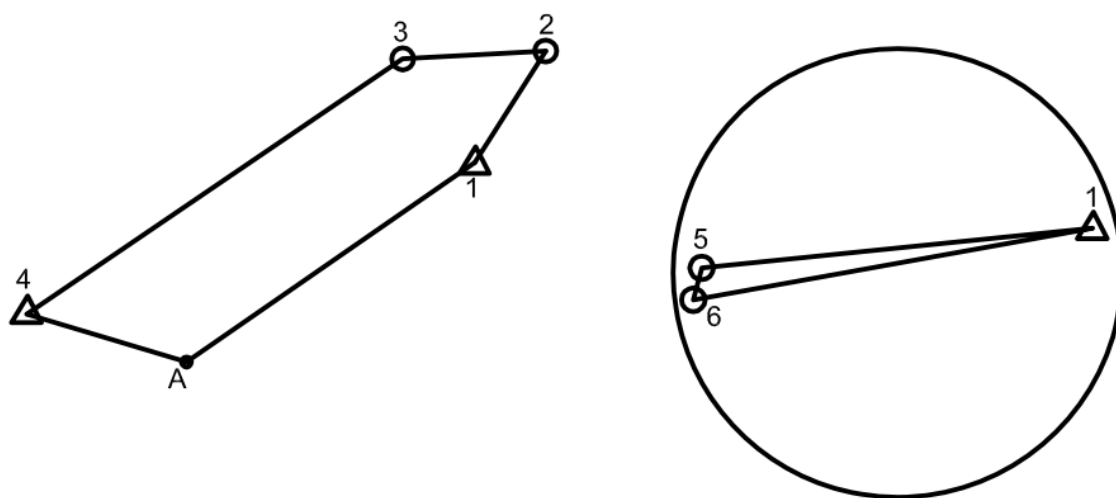


Рисунок 1.1, Схема А

- - споживач I категорії
- - споживач II категорії
- △ - споживач III категорії

1.3 Розрахунок електричної мережі

1.3.1 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів

Розрахунок кільця А-1-2-3-4-А

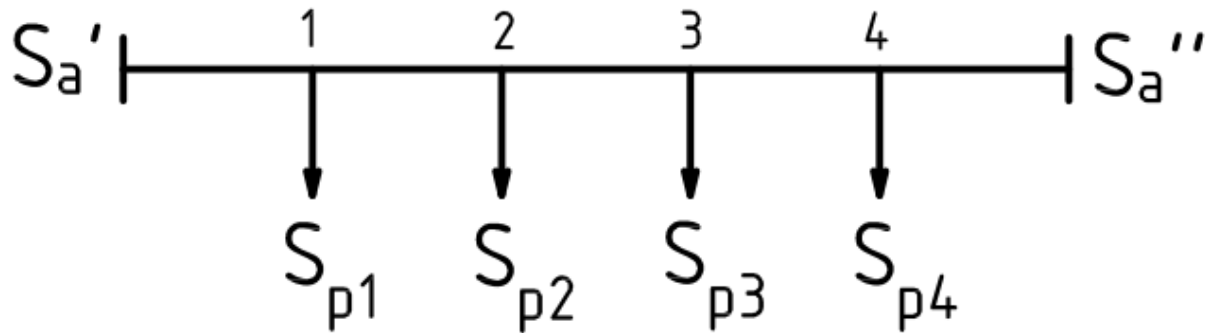


Рисунок 1.2, Схема розімкнутого кола А-1-2-3-4-А

$$S_{1p} = S_1 + S_5 + S_6 = 28.257 + j12.343 \text{ MVA}$$

$$S_{2p} = S_2 = 26 + j18.15 \text{ MVA}$$

$$S_{3p} = S_3 = 76 + j47.1 \text{ MVA}$$

$$S_{4p} = S_4 = 23 + j12.45 \text{ MVA}$$

$$S_{A1} = \frac{S_{1p}(L_{12}+L_{23}+L_{34}+L_{4A})+S_{2p}(L_{23}+L_{34}+L_{4A})+S_{3p}(L_{34}+L_{4A})+S_{4p}L_{4A}}{L_{A1}+L_{12}+L_{23}+L_{34}+L_{4A}} = 77.146 + j45.102 \text{ MVA}$$

$$S_{4A} = \frac{S_{4p}(L_{A1}+L_{12}+L_{23}+L_{34})+S_{3p}(L_{A1}+L_{12}+L_{23})+S_{2p}(L_{A1}+L_{12})+S_{1p}L_{A1}}{L_{A1}+L_{12}+L_{23}+L_{34}+L_{4A}} = 76.111 + j44.941 \text{ MVA}$$

$$S_{12} = S_{A1} - S_{1p} = 48.889 + j32.759 \text{ MVA}$$

$$S_{34} = S_{4A} - S_{4p} = 53.111 + j32.491 \text{ MVA}$$

$$S_{23} = S_{12} - S_{2p} = 22.889 + j14.609 \text{ MVA}$$

Точка ротокорозподілу знаходиться в точці 3

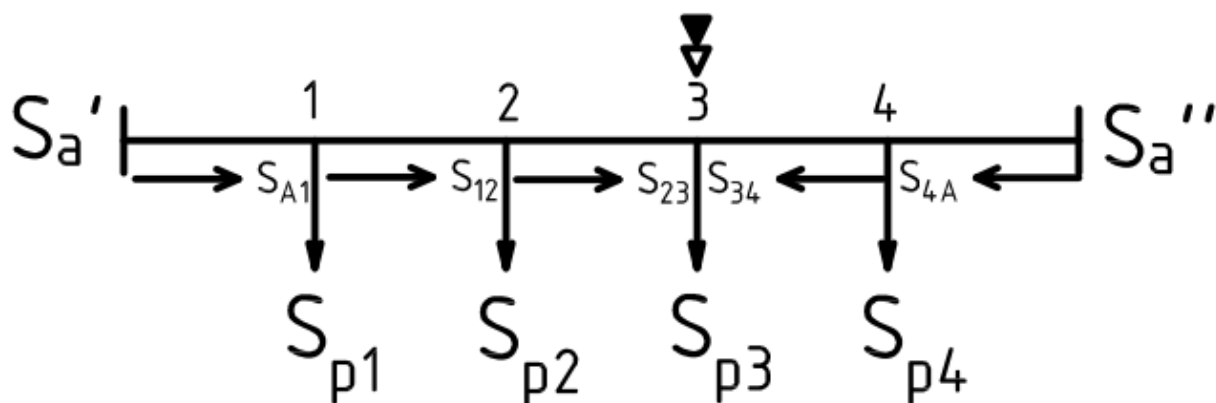


Рисунок 1.3, Точка ротокорозподілу А-1-2-3-4-А

1.3.2 Розриваємо замкнуте коло мережі від джерела живлення

Розрахунок кільця 1-5-6-1

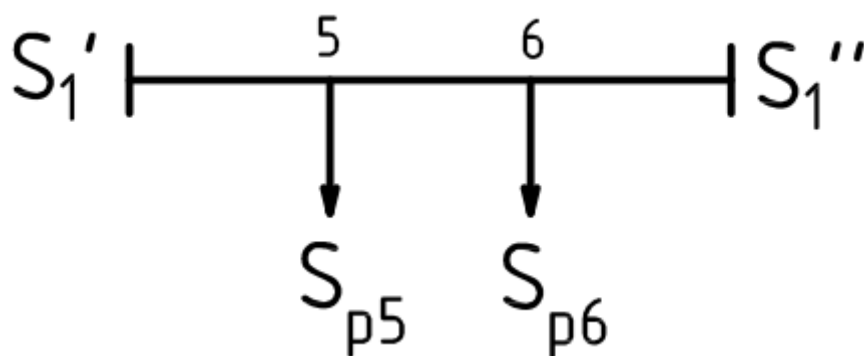


Рисунок 1.4, Схема розімкненого кола 1-5-6-1

$$S_{5p} = S_5 = 0.63 + j0.505 \text{ MVA}$$

$$S_{6p} = S_6 = 0.627 + j0.338 \text{ MVA}$$

$$S_{1'5} = \frac{S_{5p}(L_{56}+L_{61})+S_{6p}L_{61}}{L_{15}+L_{56}+L_{61}} = 0.641 + j0.433 \text{ MVA}$$

$$S_{61'} = \frac{S_{6p}(L_{56}+L_{15})+S_{5p}L_{15}}{L_{15}+L_{56}+L_{61}} = 0.616 + j0.41 \text{ MVA}$$

$$S_{56} = S_{61'} - S_{6p} = -0.011 + j0.072 \text{ MVA}$$

Точка потокорозподілу знаходиться в точці 5-6

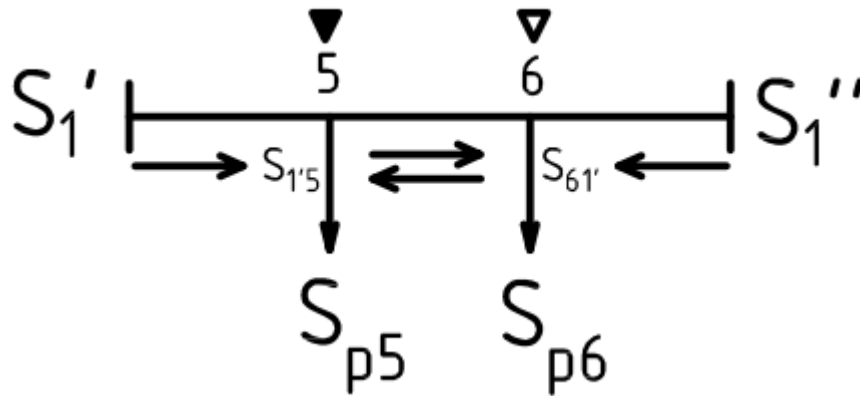


Рисунок 1.5, Точка ротокорозподілу 1-5-6-1

1.3.3 Розраховуємо напруги та струми на всіх ділянках мережі.

Виходячи із довжин ліній і потужностей яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}$$

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_H}$$

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою:

$$F_e = \frac{I_M}{j_e}$$

Де, I_M – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі;

j_e – економічна густина струму.

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

Таблиця 1.6

| Проводи | Т _{нб} , год/рік | | |
|--------------------------------------|---------------------------|-----------|--------|
| | 1000—3000 | 3001—5000 | > 5000 |
| Алюмінієві неізолювані проводи | 1,3 | 1,1 | 1,0 |

Для ліній напругою 110 кВ на уніфікованих опорах можна застосовувати переріз проводу не більше 240 мм². Щоб ця умова виконувалася ділянки А – 1 і 4-А необхідно виконувати дволанцюговими, що ускладнить мережу. Тому для розрахунку мережі вибираємо номінальну напругу 220 кВ

Таблиця 1.7

| Ділянка | S, МВА | U, кВ | I, А U _н =220 кВ | I, А U _н =110 кВ | Fe, А/мм ² | Марка проводу | Допустимий струм проводу, А |
|---------|-------------------|--------|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|------------------|-----------------------------------|
| А-1 | 76.24 + j44.5 | 150.5 | 251.3 | 502.6 | 228.45 | АС - 240/32 | 605 |
| 1-2 | 49.24 + j32.99 | 111.19 | 177.63 | 355.25 | 161.63 | АС - 240/32 | 605 |
| 2-3 | 23.24 + j14.85 | 85.96 | 96.1 | 192.162 | 174.69 | АС - 240/32 | 605 |
| 3-4 | 0.24 + j29.39 | 9.79 | 41.57 | 83.14 | 41.57 | АС - 240/32 | 605 |
| 4-А | 75.76 + j44.7 | 132.54 | 250.81 | 501.617 | 250.81 | АС - 240/32 | 605 |

Таблиця 1.6

| Ділянка | S, МВА | U, кВ | I, А U _н =35 кВ | I, А U _н =10 кВ | Fe, А/мм ² | Марка проводу | Допустимий струм проводу, А |
|---------|-------------------|--------|----------------------------------|----------------------------------|--------------------------|------------------|-----------------------------------|
| 1-5 | 0.641 + j0.433 | 15.81 | 12.76 | 44.661 | 44.661 | АС-50/8 | 210 |
| 5-6 | 0.011 + j0.072 | 2.092 | 1.201 | 4.205 | 4.205 | АС-50/8 | 210 |
| 6-1 | 0.616 + j0.41 | 15.511 | 12.206 | 42.722 | 38.838 | АС-50/8 | 210 |

1.3.4 Вибір трансформаторів

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора S_T повинна бути не менше максимальної потужності споживачів S_M , що постачається від нього $S_T \geq S_M$. А коефіцієнт навантаження трансформатора повинен бути порядку 0,9 ($k_z = S_M / S_{н.т}$). Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою: $S_T \geq S_{розр} = S_{imax}/1.4$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$K_z = S_{розр}/S_{ном}$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі. Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби. Для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію.

- Для споживача **S1** обираємо два трансформатори за умовою:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{Si_{\text{max}}}{0.9}$$

$$\begin{aligned} S_{\text{розр}T1} &= \frac{|S1|}{0.9} = \\ &= \frac{|27 + j11.5|}{0.9} = \\ &= 32.608 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Обираємо трансформатори **ТРДН - 40000/220**.

Коефіцієнт завантаження у нормальному режимі цього трансформатора знаходимо за формулою:

$$k_{з.т1} = \frac{S_M}{S_{н.т}} = \frac{|27 + j11.5|}{40} = 0.734$$

- Для споживача **S2** обираємо два трансформатори за умовою:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{Si_{\text{max}}}{1.4}$$

$$S_{\text{розр}T2} = \frac{|S2|}{1.4} = \frac{|26 + j18.15|}{1.4} = 22.649 \text{ МВА}$$

Обираємо трансформатори **ТРДН-25000/220**.

Коефіцієнт завантаження у нормальному режимі цих трансформаторів знаходимо за формулою:

$$k_{з.т2} = \frac{S_M}{2 \cdot S_{н.т}} = \frac{|26 + j18.15|}{2 \cdot 25} = 0.634$$

- Для споживача **S3** обираємо два трансформатори за умовою:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{Si_{\text{max}}}{1.4}$$

$$S_{\text{розр}T3} = \frac{|S3|}{1.4} = \frac{|76 + j47.1|}{1.4} = 63.865 \text{ МВА}$$

Обираємо трансформатори **ТРДЦН-63000/220**.

Коефіцієнт завантаження у нормальному режимі цих трансформаторів знаходимо за формулою:

$$k_{з.т3} = \frac{S_M}{2 \cdot S_{н.т}} = \frac{|76 + j47.1|}{2 \cdot 63} = 0.71$$

| | | | | | | | | | | |
|------|------|---------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | | | | | | 17 |

Таблиця 1.7

| Номер підстанції | S_m Підстанції МВА | Категорія споживача | Кількість трансформаторів | S_t Розрахункова МВА | Марка трансформатора | Коефіцієнт навантаження кн |
|------------------|----------------------------|------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| 1 | 29.347 | III | 1 | 32.608 | ТРДН - 40000/220 | 0.734 |
| 2 | 31.708 | I | 2 | 22.649 | ТДТН- 25000/220 | 0.634 |
| 3 | 89.411 | I | 2 | 63.865 | ТРДЦН- 63000/220 | 0.71 |
| 4 | 26.153 | III | 1 | 30.734 | ТРДН - 40000/220 | 0.692 |
| 5 | 0.807 | I | 2 | 0.577 | ТМ - 630/10 | 0.641 |
| 6 | 0.712 | I | 2 | 0.509 | ТМ - 630/10 | 0.565 |

Параметри обраних трансформаторів

Таблиця 1.8

| Тип | $S_{ном}$, МВА | Межі регулю вання | Каталожні дані | | | | | | Розрахункові дані | | |
|-----------------|--------------------|-------------------------|------------------|----------------|--------------|-----------------------|-----------------------|--------------|-------------------|---------------|------------------------|
| | | | Уном обмоток, кВ | | U_k , % | ΔP_k , кВт | ΔP_x , кВт | I_x , % | R_t , Ом | X_t , Ом | ΔQ_x , кВАр |
| | | | ВН | НН | | | | | | | |
| ТРДН-40000/220 | 40 | $\pm 8 \times 1,5$ | 230 | 11/11; 6,6/6,6 | 12 | 170 | 50 | 0,9 | 5,6 | 158,7 | 360 |
| ТРДЦН-63000/220 | 63 | $\pm 8 \times 1,5$ | 230 | 11/11; 6,6/6,6 | 12 | 300 | 82 | 0,8 | 3,9 | 100,7 | 504 |
| ТРДН-25000/220 | 25 | $\pm 12 \times 1$ | 230 | 6,6; 11,0 | 11,5 | 120 | 22 | 0,2 | 10,16 | 243,3 | 50 |
| ТМ - 630/10 | 0,63 | $\pm 2 \times 2,5$ | 10 | 0,4 | 5,5 | 7,6 | 1 | 1,7 | 1,9 | 8,7 | 2,7 |

1.3.5 Розрахунок перетоків та втрат потужності

Характеристика проводів

Таблиця 1.9

| Перетин проводу марки АС | Тривало допустим ий струм, А | Діаметр проводу , мм | R_0 , Ом/км, при $+20^\circ\text{C}$ | X_0 , Ом/км при напрузі, кВ | | $b_0, \times 10^{-6}$ См/км при напрузі, кВ |
|-----------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|---|-------------------------------|-------|---|
| | | | | 10 | 220 | 220 |
| 240/32 | 605 | 21.6 | 0.121 | - | 0.435 | 2.6 |
| 50/8 | 210 | 9.6 | 0.595 | 0.378 | - | - |

Розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності.

| | | | | | | | | | | | |
|------|------|---------|---------|------|-------------------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | | 19 |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | БР 3.6.141.368 ПЗ | | | | | | |

Активний опір лінії, Ом:

$$R_L = r_0 \cdot l$$

де l - довжина лінії (км), r_0 - питомий опір (Ом/км).

Реактивний опір лінії, Ом:

$$X_L = x_0 \cdot l$$

де l - довжина лінії (км), x_0 - питомий реактивний опір (Ом/км).

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_L = R_L + jX_L$$

Реактивна провідність лінії, См:

$$B_L = b_0 \cdot l$$

де l - довжина лінії (км), b_0 - питома ємнісна провідність (См/км).

Зарядна потужність лінії:

$$Q_L = B_L \cdot U^2$$

де U - номінальна напруга лінії (кВ).

Параметри лінії

Таблиця 1.10

| Ділянка | Довжина , км | Марка проводу | r_0 Ом/км | x_0 Ом/км | $b_0 \times 10^{-6}$ См/км | Q_L МВА | Z_L , Ом |
|---------|--------------------|------------------|----------------|----------------|-------------------------------|--------------|-------------------|
| А-1 | 44 | АС- 240/32 | 0.121 | 0.435 | 2.6 | 5.537 | 5.324+j19.14 |
| 1-2 | 16.6 | | | | | 2.089 | 2.009+j7.221 |
| 2-3 | 18 | | | | | 2.265 | 2.178+j7.83 |
| 3-4 | 57 | | | | | 7.173 | 6.897+j24.79 5 |
| 4-А | 20.9 | | | | | 2.63 | 2.529+j9.091 |
| 1'-5 | 4.9 | АС- 50/8 | 0.595 | 0.378 | - | - | 2.916+j1.852 |
| 5-6 | 0.4 | | | | | | 0.238+j0.151 |
| 6-1' | 5.1 | | | | | | 3.034+j1.928 |

На рисунку 1.6 зображена однолінійна схема мережі А з обраними трансформаторами та проводами, а на рисунку 1.7 схема заміщення цієї мережі.

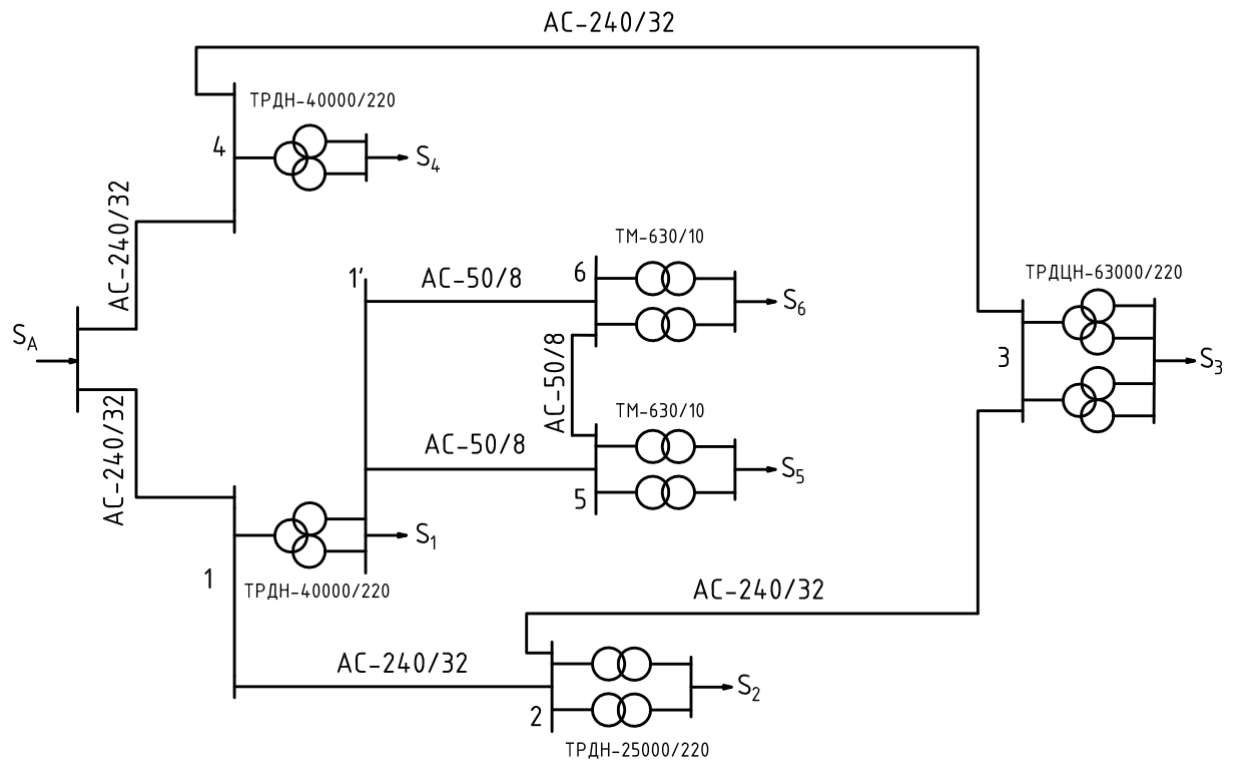


Рисунок 1.6 - Однолінійна схема мережі А

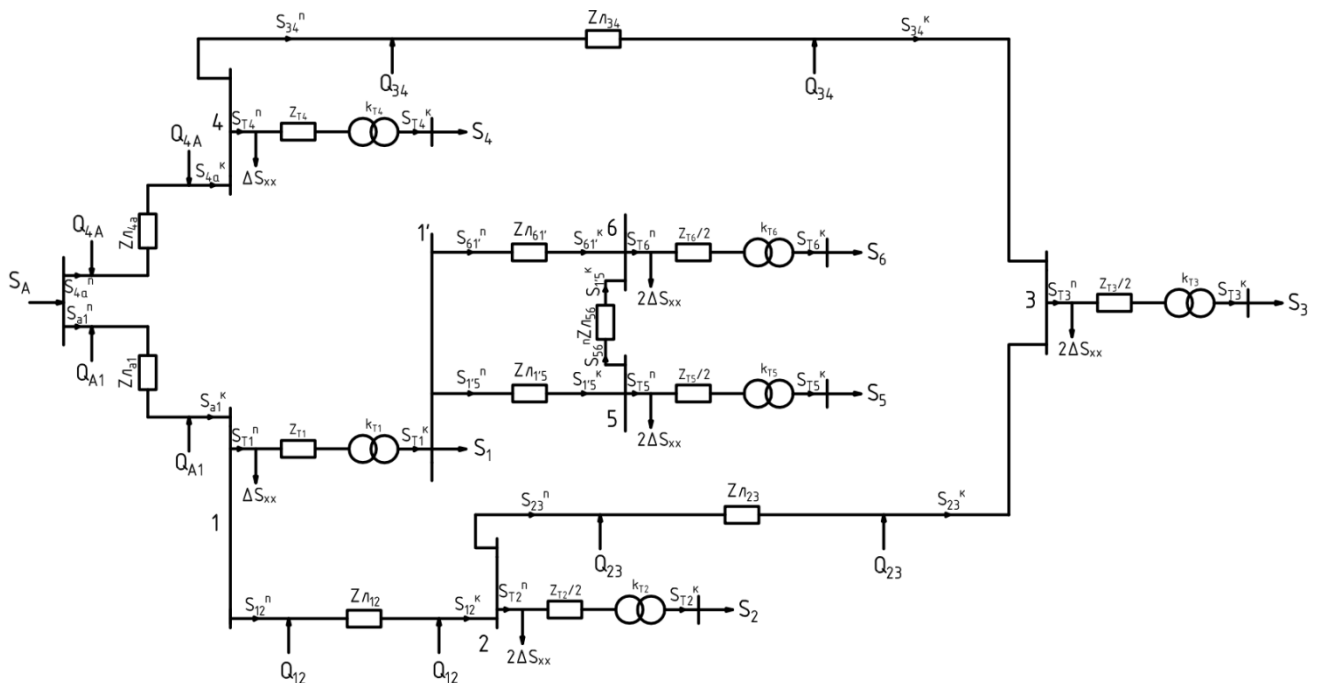


Рисунок 1.7 Схема заміщення мережі А

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |
| | | | | |

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах, при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок кільця 1-5-6-1

Проводимо розрахунок втрат потужності на підстанціях ТП5 і ТП6.

Знаходимо точку поточкорозподілу за уточненими даними. Потім розриваємо колову мережу в точці поточкорозподілу та проводимо розрахунок втрат потужності. Далі проводимо розрахунок втрат потужності на підстанції ТП1.

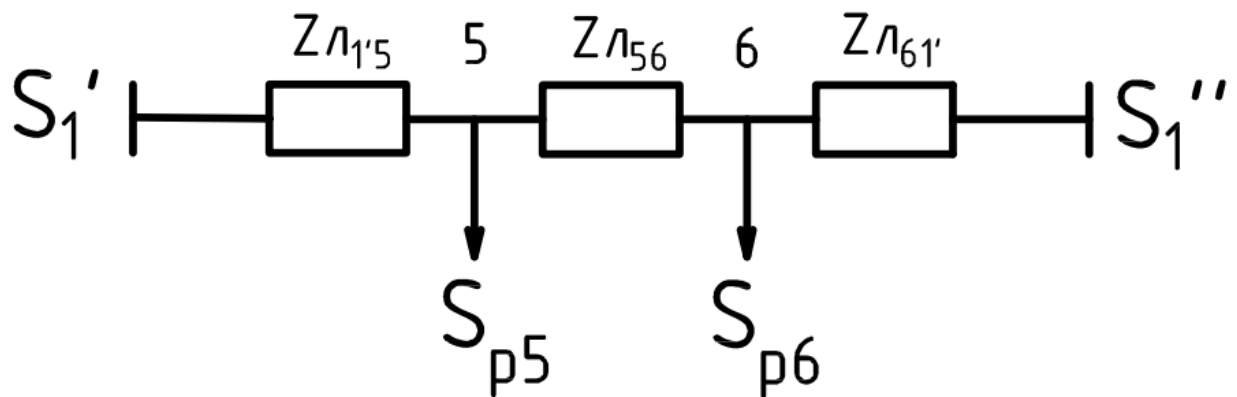


Рисунок 1.8 – Схема заміщення кільця 1-5-6-1

Кінцева потужність трансформатора Т5:

$$S_{T5}^k = S_5 = 0.63 + j0.505 \text{ МВА};$$

Втрата потужності в трансформаторі Т5:

$$\begin{aligned} \Delta S_{T5} &= \frac{S_{T5}^k{}^2}{U_H^2} \cdot \left(\frac{R_{T5} + jX_{T5}}{2} \right) = \frac{(0.63^2 + 0.505^2)}{10^2} \cdot \left(\frac{1.9 + j8.7}{2} \right) = \\ &= 6.193 \cdot 10^{-3} + j0.028 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

де R_{T5} – активний опір трансформатора, Ом;

X_{T5} – реактивний опір трансформатора, Ом;

U_H – номінальна напруга обмотки ВН трансформатора, кВ

Початкова потужність трансформатора Т5:

$$S_{T5}^{\Pi} = S_{T5}^K + \Delta S_{T5} = 0.63 + j0.505 + \frac{(0.63^2 + 0.505^2)}{10^2} \cdot \left(\frac{1.9 + j8.7}{2}\right) \\ = 0.636 + j0.533 \text{ МВА};$$

Розрахункова потужність вузла 5:

$$Sp5 = S_{T5}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta S_{x.x.T5} = 0.636 + j0.533 + 2 \cdot (1 + j2.7) \\ = 2.636 + j5.933 \text{ МВА}$$

Кінцева потужність трансформатора Т6:

$$S_{T6}^K = S_6 = 0.627 + j0.338 \text{ МВА};$$

Втрата потужності в трансформаторі Т6:

$$\Delta S_{T6} = \frac{S_{T6}^K{}^2}{U_H^2} \cdot \left(\frac{R_{T6} + jX_{T6}}{2}\right) = \frac{(0.627^2 + 0.338^2)}{10^2} \cdot \left(\frac{1.9 + j8.7}{2}\right) \\ = 4.82 \cdot 10^{-3} + j0.022 \text{ МВА};$$

Початкова потужність трансформатора Т6:

$$S_{T6}^{\Pi} = S_{T6}^K + \Delta S_{T6} = 0.627 + j0.338 + \frac{(0.627^2 + 0.338^2)}{10^2} \cdot \left(\frac{1.9 + j8.7}{2}\right) \\ = 0.632 + j0.36 \text{ МВА};$$

Розрахункова потужність вузла 6:

$$Sp6 = S_{T6}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta S_{x.x.T6} = 0.632 + j0.36 + 2 \cdot (1 + j2.7) = 2.632 + j5.76 \text{ МВА}$$

Потужність на лінії 1'-5:

$$S_{1'5} = \frac{S_{p5}(\bar{Z}_{56} + \bar{Z}_{61}) + S_{p6}\bar{Z}_{61}}{\bar{Z}_{15} + \bar{Z}_{56} + \bar{Z}_{61}} \\ = \frac{(2.636 + j5.933)(0.238 - j0.151 + 3.034 - j1.928) + (2.632 + j5.76)(3.034 - j1.928)}{(2.916 - j1.852) + (0.238 - j0.151) + (3.034 - j1.928)} \\ = 2.685 + j5.962 \text{ МВА}$$

Потужність на лінії 6-1':

$$S_{61'} = \frac{S_{p6}(\bar{Z}_{56} + \bar{Z}_{15}) + S_{p5}\bar{Z}_{15}}{\bar{Z}_{15} + \bar{Z}_{56} + \bar{Z}_{61}} \\ = \frac{(2.632 + j5.76)(0.238 - j0.151 + 2.916 - j1.852) + (2.636 + j5.933)(2.916 - j1.852)}{(2.916 - j1.852) + (0.238 - j0.151) + (3.034 - j1.928)} \\ = 2.589 + j5.731 \text{ МВА}$$

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

Перевірка балансу потужності:

$$S_{1'5} + S_{61'} = 2.685 + j5.962 + 2.589 + j5.731 = 5.268 + j11.693 \text{ MVA}$$

$$Sp5 + Sp6 = 2.636 + j5.933 + 2.632 + j5.76 = 5.268 + j11.693 \text{ MVA}$$

$$Sp5 + Sp6 = S_{1'5} + S_{61'}$$

Потужність на лінії 5-6:

$$S_{56} = S_{1'5} - Sp5 = (2.685 + j5.962) - (2.636 + j5.933)$$

$$= 0.049 + j0.029 \text{ MVA}$$

Точка ротокорозподілу знаходиться в точці 6

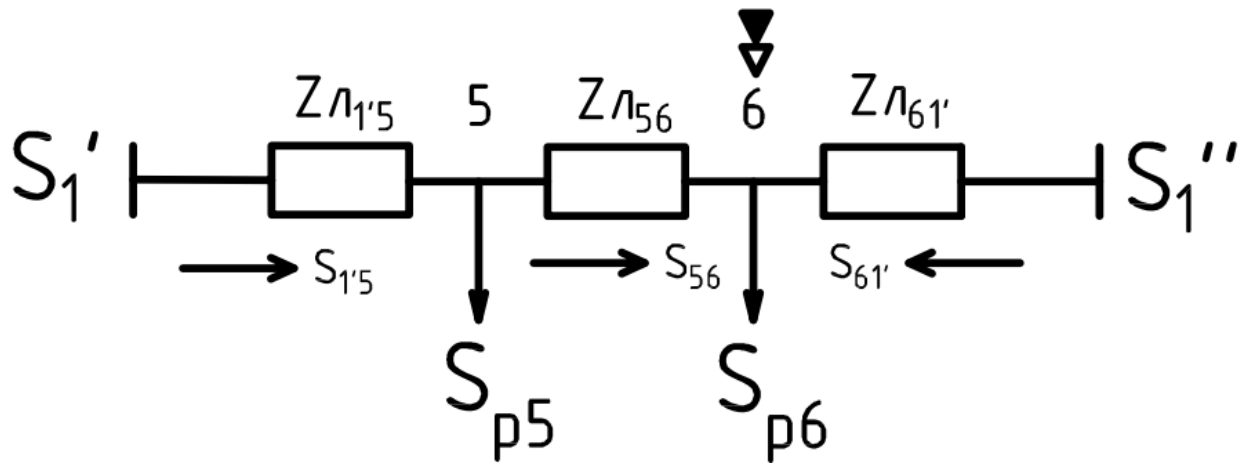


Рисунок 1.9 – Схема заміщення мережі 1' з визначеною точкою потокорозподілу потужності

Розриваємо розімкнуту схему мережі 1' (рис.1.9) в точці потокорозподілу потужності та шукаємо потужності на початку та в кінці ліній.

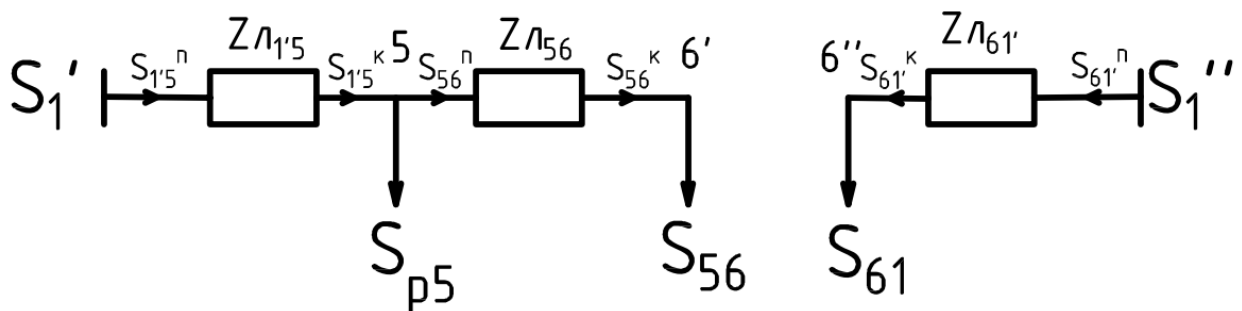


Рисунок 1.10 – Розірвана схема заміщення мережі 1'

Потужність в кінці лінії 5-6

$$S_{56}^K = S_{56} = 0.049 + j0.029 \text{ МВА};$$

Втрата потужності в лінії 5-6

$$\begin{aligned} \Delta S_{56} &= \frac{S_{56}^K{}^2}{U_H^2} \cdot (R_{56} + jX_{56}) = \frac{(0.049^2 + 0.029^2)}{10^2} \cdot (0.238 + j0.151) = \\ &= 7.716 \cdot 10^{-6} + j4.902 \cdot 10^{-6} \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Потужність на початку лінії 5-6

$$\begin{aligned} S_{56}^П &= S_{56}^K + \Delta S_{56} = 0.049 + j0.029 + \frac{(0.049^2 + 0.029^2)}{10^2} \cdot (0.238 + j0.151) \\ &= 0.049 + j0.029 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Потужність в кінці лінії 1'-5

$$S_{1'5}^K = S_{56}^П + Sp5 = 0.049 + j0.029 + 2.636 + j5.933 = 2.685 + j5.962 \text{ МВА};$$

Втрата потужності в лінії 1'-5

$$\begin{aligned} \Delta S_{1'5} &= \frac{S_{1'5}^K{}^2}{U_H^2} \cdot (R_{1'5} + jX_{1'5}) = \frac{(2.685^2 + 5.962^2)}{10^2} \cdot (2.916 + j1.852) = \\ &= 1.247 + j0.792 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Потужність на початку лінії 1'-5

$$\begin{aligned} S_{1'5}^П &= S_{1'5}^K + \Delta S_{1'5} = 2.685 + j5.962 + \frac{(2.685^2 + 5.962^2)}{10^2} \cdot (2.916 + j1.852) \\ &= 3.931 + j6.754 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Потужність в кінці лінії 6-1'

$$S_{61'}^K = S_{61'} = 2.589 + j5.731 \text{ МВА}$$

Втрата потужності в лінії 6-1'

$$\begin{aligned} \Delta S_{61'} &= \frac{S_{61'}^K{}^2}{U_H^2} \cdot (R_{61'} + jX_{61'}) = \frac{(2.589^2 + 5.731^2)}{10^2} \cdot (3.034 + j1.928) \\ &= 1.2 + j0.762 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Потужність на початку лінії 6-1'

$$S_{61'}^{\Pi} = S_{61'}^{\text{K}} + \Delta S_{61'} = 2.589 + j5.731 + \frac{(2.589^2 + 5.731^2)}{10^2} \cdot (3.034 + j1.928) \\ = 3.783 + j6.493 \text{ МВА}$$

Потужність вузла S_{1'}

$$S_{1'} = S_{61'}^{\Pi} + S_{1'5}^{\Pi} = 3.783 + j6.493 + 3.931 + j6.754 = 7.715 + j13.248 \text{ МВА}$$

Розрахунок кільця А-1-2-3-4-А

Проводимо розрахунок втрат потужності на підстанціях ТП1-ТП4.

Знаходимо точку потокорозподілу за уточненими даними. Потім розриваємо колову мережу в точці потокорозподілу та проводимо розрахунок втрат потужності.

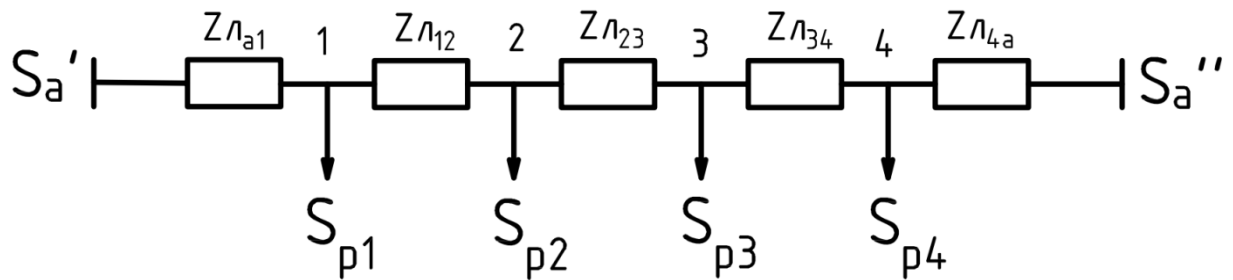


Рисунок 1.11 – Схема заміщення кільця А-1-2-3-4-А

Кінцева потужність трансформатора Т1:

$$S_{T1}^{\text{K}} = S_1 + S_{1'} = 27 + j11.5 + 7.715 + j13.248 = 34.715 + j24.748 \text{ МВА};$$

Втрата потужності в трансформаторі Т1:

$$\Delta S_{T1} = \frac{S_{T1}^{\text{K}^2}}{U_{\text{H}}^2} \cdot (R_{T1} + jX_{T1}) = \frac{(34.715^2 + 24.748^2)}{230^2} \cdot (5.6 + j158.7) \\ = 0.192 + j5.453 \text{ МВА};$$

Початкова потужність трансформатора Т1:

$$S_{T1}^{\Pi} = S_{T1}^{\text{K}} + \Delta S_{T1} = 34.715 + j24.748 + \frac{(34.715^2 + 24.748^2)}{230^2} \cdot (5.6 + j158.7) \\ = 34.907 + j30.201 \text{ МВА};$$

Початкова потужність трансформатора Т3:

$$S_{T3}^{\Pi} = S_{T3}^K + \Delta S_{T3} = 76 + j47.1 + \frac{(76^2 + 47.1^2)}{230^2} \cdot \left(\frac{3.9 + j100.7}{2} \right) \\ = 76.295 + j54.709 \text{ МВА};$$

Розрахункова потужність вузла 3:

$$Sp3 = S_{T3}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta S_{x.x.T3} - j \left(\frac{Q_{23}}{2} + \frac{Q_{34}}{2} \right) \\ = 76.295 + j54.709 + 2 \cdot (0.082 + j0.504) - j \left(\frac{2.265}{2} + \frac{7.173}{2} \right) \\ = 76.459 + j50.998 \text{ МВА}$$

Кінцева потужність трансформатора Т4:

$$S_{T4}^K = S_4 = 23 + j12.45 \text{ МВА};$$

Втрата потужності в трансформаторі Т4:

$$\Delta S_{T4} = \frac{S_{T4}^K{}^2}{U_H^2} \cdot (R_{T4} + jX_{T4}) = \frac{(23^2 + 12.45^2)}{230^2} \cdot (5.6 + j158.7) \\ = 0.072 + j2.03 \text{ МВА};$$

Початкова потужність трансформатора Т4:

$$S_{T4}^{\Pi} = S_{T4}^K + \Delta S_{T4} = 23 + j12.45 + \frac{(23^2 + 12.45^2)}{230^2} \cdot (5.6 + j158.7) \\ = 23.072 + j14.48 \text{ МВА};$$

Розрахункова потужність вузла 4:

$$Sp4 = S_{T4}^{\Pi} + \Delta S_{x.x.T4} - j \left(\frac{Q_{34}}{2} + \frac{Q_{4A}}{2} \right) \\ = 23.072 + j14.48 + (0.05 + j0.36) - j \left(\frac{7.173}{2} + \frac{2.63}{2} \right) \\ = 23.122 + j9.938 \text{ МВА}$$

Потужність на лінії А-1:

$$S_{A1} = \frac{S_{p1}(\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{23} + \bar{Z}_{34} + \bar{Z}_{4A}) + S_{p2}(\bar{Z}_{23} + \bar{Z}_{34} + \bar{Z}_{4A}) + S_{p3}(\bar{Z}_{34} + \bar{Z}_{4A}) + S_{p4}\bar{Z}_{4A}}{\bar{Z}_{A1} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{23} + \bar{Z}_{34} + \bar{Z}_{4A}} \\ = 82.293 + j57.206 \text{ МВА}$$

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

Потужність на лінії 4-А:

$$S_{4A} = \frac{S_{p4}(\bar{Z}_{34} + \bar{Z}_{23} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{A1}) + S_{p3}(\bar{Z}_{23} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{A1}) + S_{p2}(\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{A1}) + S_{p1}\bar{Z}_{A1}}{\bar{Z}_{A1} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{23} + \bar{Z}_{34} + \bar{Z}_{4A}}$$

$$= 78.384 + j48.863 \text{ MVA}$$

Перевірка балансу потужності:

$$S_{A1} + S_{4A} = 160.678 + j106.069 \text{ MVA}$$

$$S_{p1} + S_{p2} + S_{p3} + S_{p4} = 160.678 + j106.069 \text{ MVA}$$

$$S_{p1} + S_{p2} + S_{p3} + S_{p4} = S_{A1} + S_{4A}$$

Потужність на лінії 1-2:

$$S_{12} = S_{A1} - S_{p1} = 82.293 + j57.206 - 34.957 + j26.748$$

$$= 47.336 + j30.458 \text{ MVA}$$

Потужність на лінії 3-4:

$$S_{34} = S_{4A} - S_{p4} = 78.384 + j48.863 - 23.122 + j9.938$$

$$= 55.263 + j38.925 \text{ MVA}$$

Потужність на лінії 2-3:

$$S_{23} = S_{12} - S_{p2} = 47.336 + j30.458 - 26.141 + j18.385$$

$$= 21.196 + j12.073 \text{ MVA}$$

Точка ротокорозподілу знаходиться в точці 3

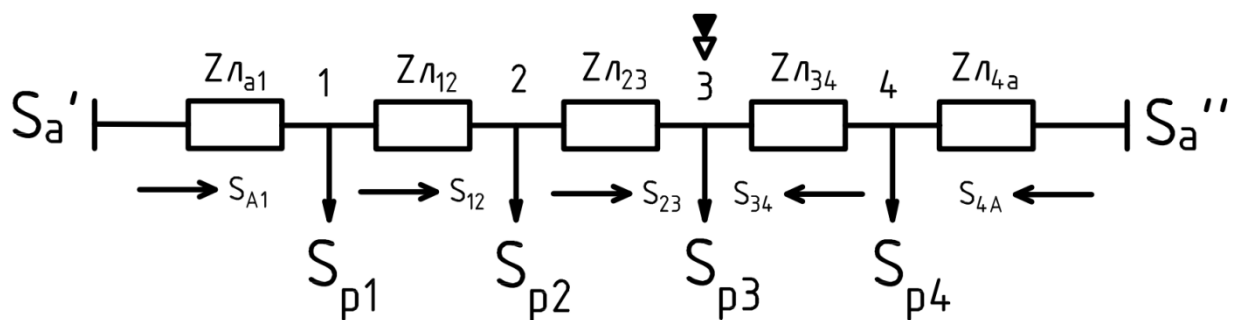


Рисунок 1.12 – Схема заміщення мережі А з визначеною точкою потокорозподілу потужності

Розриваємо розімкнуту схему мережі А (рис.1.12) в точці потокорозподілу потужності та шукаємо потужності на початку та в кінці ліній.

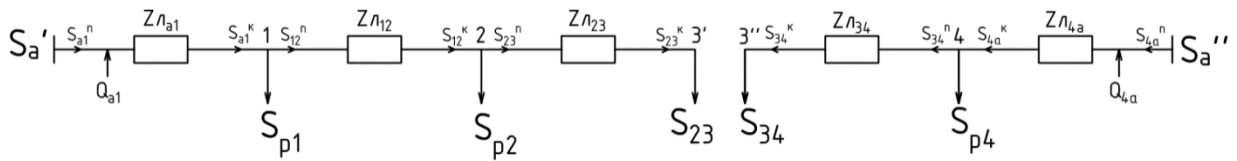


Рисунок 1.13 – Розірвана схема заміщення мережі А

Потужність в кінці лінії 2-3

$$S_{23}^K = S_{23} = 21.196 + j12.073 \text{ МВА};$$

Втрата потужності в лінії 2-3

$$\begin{aligned} \Delta S_{23} &= \frac{S_{23}^K{}^2}{U_H^2} \cdot (R_{23} + jX_{23}) = \frac{(21.196^2 + 12.073^2)}{220^2} \cdot (2.178 + j7.83) = \\ &= 0.027 + j0.096 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Потужність на початку лінії 2-3

$$\begin{aligned} S_{23}^{\Pi} &= S_{23}^K + \Delta S_{23} \\ &= 21.196 + j12.073 + \frac{(21.196^2 + 12.073^2)}{220^2} \cdot (2.178 + j7.83) \\ &= 21.223 + j12.169 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Потужність в кінці лінії 1-2

$$\begin{aligned} S_{12}^K &= S_{23}^{\Pi} + S_{p2} = 21.223 + j12.169 + 26.141 + j18.385 \\ &= 47.363 + j30.554 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Втрата потужності в лінії 1-2

$$\begin{aligned} \Delta S_{12} &= \frac{S_{12}^K{}^2}{U_H^2} \cdot (R_{12} + jX_{12}) = \frac{(47.363^2 + 30.554^2)}{220^2} \cdot (2.009 + j7.221) = \\ &= 0.132 + j0.474 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Потужність на початку лінії 1-2

$$\begin{aligned} S_{12}^{\Pi} &= S_{12}^K + \Delta S_{12} \\ &= 47.362 + j27.285 + \frac{(47.362^2 + 30.554^2)}{220^2} \cdot (2.009 + j7.221) \\ &= 47.495 + j31.028 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Потужність в кінці лінії А-1

$$\begin{aligned} S_{A1}^K &= S_{12}^{\Pi} + Sp1 = 47.495 + j31.028 + 34.957 + j26.748 \\ &= 82.452 + j57.776 \text{ MVA}; \end{aligned}$$

Втрата потужності в лінії А-1

$$\begin{aligned} \Delta S_{A1} &= \frac{S_{A1}^K{}^2}{U_H^2} \cdot (R_{A1} + jX_{A1}) = \frac{(82.452^2 + 57.776^2)}{220^2} \cdot (5.324 + j19.14) = \\ &= 1.115 + j4.008 \text{ MVA}; \end{aligned}$$

Потужність на початку лінії А-1

$$\begin{aligned} S_{A1}^{\Pi} &= S_{A1}^K + \Delta S_{A1} \\ &= 82.443 + j50.665 + \frac{(82.452^2 + 57.776^2)}{220^2} \cdot (5.324 + j19.14) \\ &= 83.567 + j61.784 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Потужність S_{A1}' :

$$S_{A1}' = S_{A1}^{\Pi} - \frac{jQ_{A1}}{2} = 83.567 + j61.784 - \frac{j5.537}{2} = 83.473 + j59.016 \text{ MVA}$$

Потужність в кінці лінії 3-4

$$S_{34}^K = S_{34} = 55.263 + j38.925 \text{ MVA};$$

Втрата потужності в лінії 3-4

$$\begin{aligned} \Delta S_{34} &= \frac{S_{34}^K{}^2}{U_H^2} \cdot (R_{34} + jX_{34}) = \frac{(55.263^2 + 38.925^2)}{220^2} \cdot (6.897 + j24.795) = \\ &= 0.651 + j2.341 \text{ MVA}; \end{aligned}$$

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

Результати розрахунку потужностей

Таблиця 1.11

| Ділянка | Скінцева, МВА | ΔS , МВА | Спочаткова, МВА |
|--------------------------------|--------------------|--|--------------------|
| A-1 | $82.452 + j57.776$ | $1.115 + j4.008$ | $83.567 + j61.784$ |
| 1-2 | $47.363 + j30.554$ | $0.132 + j0.474$ | $47.495 + j31.028$ |
| 2-3 | $21.196 + j12.073$ | $0.027 + j0.096$ | $21.223 + j12.169$ |
| 3-4 | $55.263 + j38.925$ | $0.651 + j2.341$ | $55.914 + j41.266$ |
| 4-A | $79.036 + j51.204$ | $0.463 + j1.666$ | $79.499 + j52.87$ |
| 1'-5 | $2.685 + j5.962$ | $1.247 + j0.792$ | $3.931 + j6.754$ |
| 5-6 | $0.049 + j0.029$ | $7.716 \cdot 10^{-6} + j4.902 \cdot 10^{-6}$ | $0.049 + j0.029$ |
| 6-1' | $2.589 + j5.731$ | $1.2 + j0.762$ | $3.783 + j6.493$ |
| T1 | $34.715 + j24.748$ | $0.192 + j5.453$ | $34.907 + j30.201$ |
| T2 | $26 + j18.15$ | $0.097 + j2.312$ | $26.097 + j20.462$ |
| T3 | $76 + j47.1$ | $0.295 + j7.609$ | $76.295 + j54.709$ |
| T4 | $23 + j12.45$ | $0.072 + j2.03$ | $23.072 + j14.48$ |
| T5 | $0.63 + j0.505$ | $6.193 \cdot 10^{-3} + j0.028$ | $0.636 + j0.533$ |
| T6 | $0.627 + j0.338$ | $4.82 \cdot 10^{-3} + j0.022$ | $0.632 + j0.36$ |
| $S_A = 163.066 + j110.571$ МВА | | | |

1.3.6 Розрахунок втрат напруги

Напруга розраховується, використовуючи дані формули:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R - активний опір, Ом;

X - реактивний опір, Ом.

$$\delta U = \frac{P \cdot X + Q \cdot R}{U}$$

Модуль напруги: $U = \sqrt{(U - \Delta U)^2 + \delta U^2}$

Напряга на шині 1:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^{\Pi} R_{A1} + Q_{A1}^{\Pi} X_{A1}}{U_A}\right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^{\Pi} X_{A1} - Q_{A1}^{\Pi} R_{A1}}{U_A}\right)^2} =$$
$$= \sqrt{\left(230 - \frac{83.567 \cdot 5.324 + 61.784 \cdot 19.14}{230}\right)^2 + \left(\frac{83.567 \cdot 19.14 - 61.784 \cdot 5.324}{230}\right)^2}$$
$$= 222.993 \text{ кВ};$$

Напряга на стороні НН трансформатора Т1:

$$U_{1'} = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{T1}^{\Pi} R_{T1} + Q_{T1}^{\Pi} X_{T1}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{T1}^{\Pi} X_{T1} - Q_{T1}^{\Pi} R_{T1}}{U_1}\right)^2} =$$
$$= \sqrt{\left(222.993 - \frac{34.907 \cdot 5.6 + 30.201 \cdot 158.7}{222.993}\right)^2 + \left(\frac{34.907 \cdot 158.7 - 30.201 \cdot 5.6}{222.993}\right)^2} =$$
$$= 202.063 \text{ кВ};$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора Т1:

$$k_{T1} = \frac{U_{ВН.Т1}}{U_{НН.Т1}} = \frac{230}{11} = 20.91;$$

Реальна напряга на стороні НН трансформатора Т1:

$$U_{ННТ1} = \frac{U_{1'}}{k_{T1}} = \frac{202.063}{20.91} = 9.663 \text{ кВ};$$

Напряга на шині 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^{\Pi} R_{12} + Q_{12}^{\Pi} X_{12}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{12}^{\Pi} X_{12} - Q_{12}^{\Pi} R_{12}}{U_1}\right)^2} =$$
$$= \sqrt{\left(222.993 - \frac{47.495 \cdot 2.009 + 31.028 \cdot 7.221}{222.993}\right)^2 + \left(\frac{47.495 \cdot 7.221 - 31.028 \cdot 2.009}{222.993}\right)^2} =$$
$$= 221.564 \text{ кВ};$$

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |
| | | | | |

Напряга на стороні НН трансформатора Т2:

$$U_{2'} = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{T2}^n R_{T2} + Q_{T2}^n X_{T2}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{T2}^n X_{T2} - Q_{T2}^n R_{T2}}{U_2}\right)^2} =$$
$$= \sqrt{\left(221.564 - \frac{26.097 \cdot \frac{10.16}{2} + 20.462 \cdot \frac{243.3}{2}}{221.564}\right)^2 + \left(\frac{26.097 \cdot \frac{243.3}{2} - 20.462 \cdot \frac{10.16}{2}}{221.564}\right)^2} =$$
$$= 210.188 \text{ кВ};$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора Т2:

$$k_{T2} = \frac{U_{ВН.Т2}}{U_{НН.Т2}} = \frac{230}{11} = 20.91;$$

Реальна напряга на стороні НН трансформатора Т2:

$$U_{ННТ2} = \frac{U_{2'}}{k_{T2}} = \frac{210.188}{20.91} = 10.052 \text{ кВ};$$

Напряга на шині 4:

$$U_4 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{4a}^n R_{4a} + Q_{4a}^n X_{4a}}{U_A}\right)^2 + \left(\frac{P_{4a}^n X_{4a} - Q_{4a}^n R_{4a}}{U_A}\right)^2} =$$
$$= \sqrt{\left(230 - \frac{79.499 \cdot 2.529 + 52.87 \cdot 9.091}{230}\right)^2 + \left(\frac{79.499 \cdot 9.091 - 52.87 \cdot 2.529}{230}\right)^2} =$$
$$= 227.05 \text{ кВ};$$

Напряга на стороні НН трансформатора Т4:

$$U_{4'} = \sqrt{\left(U_4 - \frac{P_{T4}^n R_{T4} + Q_{T4}^n X_{T4}}{U_4}\right)^2 + \left(\frac{P_{T4}^n X_{T4} - Q_{T4}^n R_{T4}}{U_4}\right)^2} =$$
$$= \sqrt{\left(227.05 - \frac{23.072 \cdot 5.6 + 14.48 \cdot 158.7}{227.05}\right)^2 + \left(\frac{23.072 \cdot 158.7 - 23.072 \cdot 5.6}{227.05}\right)^2} =$$
$$= 216.934 \text{ кВ};$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора Т4:

$$k_{T4} = \frac{U_{ВН.Т4}}{U_{НН.Т4}} = \frac{230}{11} = 20.91;$$

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

Реальна напруга на стороні НН трансформатора Т4:

$$U_{\text{ННТ4}} = \frac{U_{4'}}{k_{\text{Т4}}} = \frac{216.934}{20.91} = 10.375 \text{ кВ};$$

Напруга на шині 3 за відомою напругою на шині 2:

$$U_3' = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}^{\text{П}} R_{23} + Q_{23}^{\text{П}} X_{23}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{23}^{\text{П}} X_{23} - Q_{23}^{\text{П}} R_{23}}{U_2}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(221.564 - \frac{21.223 \cdot 2.178 + 12.169 \cdot 7.83}{221.564}\right)^2 + \left(\frac{21.223 \cdot 7.83 - 12.169 \cdot 2.178}{221.564}\right)^2} =$$

$$= 220.934 \text{ кВ};$$

Напруга на шині 3 за відомою напругою на шині 4:

$$U_3'' = \sqrt{\left(U_4 - \frac{P_{43}^{\text{П}} R_{43} + Q_{43}^{\text{П}} X_{43}}{U_4}\right)^2 + \left(\frac{P_{43}^{\text{П}} X_{43} - Q_{43}^{\text{П}} R_{43}}{U_4}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(227.05 - \frac{55.914 \cdot 6.897 + 41.266 \cdot 24.795}{227.05}\right)^2 + \left(\frac{55.914 \cdot 24.795 - 41.795 \cdot 6.897}{227.05}\right)^2} =$$

$$= 220.899 \text{ кВ};$$

Середнє значення напруги на шині 3:

$$U_3 = \frac{U_3' + U_3''}{2} = \frac{220.934 + 220.899}{2} = 220.916 \text{ кВ};$$

Напруга на стороні НН трансформатора Т3:

$$U_{3'} = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{T3}^{\text{П}} R_{T3} + Q_{T3}^{\text{П}} X_{T3}}{U_3}\right)^2 + \left(\frac{P_{T3}^{\text{П}} X_{T3} - Q_{T3}^{\text{П}} R_{T3}}{U_3}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(220.916 - \frac{76.295 \cdot \frac{3.9}{2} + 54.709 \cdot \frac{100.7}{2}}{220.916}\right)^2 + \left(\frac{76.295 \cdot \frac{100.7}{2} - 54.709 \cdot \frac{3.9}{2}}{220.916}\right)^2} =$$

$$= 208.461 \text{ кВ};$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора Т3:

$$k_{\text{Т3}} = \frac{U_{\text{ВН.Т3}}}{U_{\text{НН.Т3}}} = \frac{230}{11} = 20.91;$$

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

Реальна напруга на стороні НН трансформатора Т3:

$$U_{\text{ННТ3}} = \frac{U_{3'}}{k_{\text{Т3}}} = \frac{208.461}{20.91} = 9.969 \text{ кВ};$$

Напруга на шині 5:

$$\begin{aligned} U_5 &= U_{\text{ННТ1}} - \frac{P_{\text{Л1'5}}^{\text{К}} R_{1'5} + Q_{\text{Л1'5}}^{\text{К}} X_{1'5}}{U_{\text{Н}}} = \\ &= 9.663 - \frac{2.685 \cdot 2.916 + 5.962 \cdot 1.852}{10} = \\ &= 7.776 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Напруга на стороні НН трансформатора Т5:

$$\begin{aligned} U_{5'} &= U_5 - \frac{P_5 \cdot R_{\text{T5}} + Q_5 \cdot X_{\text{T5}}}{U_{\text{Н}}} = \\ &= 7.776 - \frac{0.63 \cdot \left(\frac{1.9}{2}\right) + 0.0505 \cdot \left(\frac{8.7}{2}\right)}{10} = 7.497 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора Т5:

$$k_{\text{Т5}} = \frac{U_{\text{ВН.Т5}}}{U_{\text{НН.Т5}}} = \frac{10}{0.4} = 25;$$

Реальна напруга на стороні НН трансформатора Т5:

$$U_{\text{ННТ5}} = \frac{U_{5'}}{k_{\text{Т5}}} = \frac{7.497}{25} = 0.3 \text{ кВ};$$

Напруга на шині 6 за відомою напругою на шині 5:

$$\begin{aligned} U_{56} &= U_5 - \frac{P_{\text{Л56}}^{\text{К}} R_{56} + Q_{\text{Л56}}^{\text{К}} X_{56}}{U_{\text{Н}}} = \\ &= 7.776 - \frac{0.049 \cdot 0.238 + 0.029 \cdot 0.151}{10} = 7.775 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Напруга на шині 6 за відомою напругою на шині 1':

$$\begin{aligned} U_{61'} &= U_{\text{ННТ1}} - \frac{P_{\text{Л61'}}^{\text{К}} \cdot R_{61'} + Q_{61'}^{\text{К}} \cdot X_{61'}}{U_{\text{Н}}} = \\ &= 9.663 - \frac{2.598 \cdot 3.034 + 5.731 \cdot 1.928}{10} = \\ &= 7.77 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

Середнє значення напруги на шині 6:

$$U_6 = \frac{U_{56} + U_{61'}}{2} = \frac{7.775 + 7.77}{2} = 7.773 \text{ кВ};$$

Напруга на стороні НН трансформатора Т6:

$$U_{6'} = U_6 - \frac{P_6 \cdot R_{T6} + Q_6 \cdot X_{T6}}{U_H} = \\ = 7.773 - \frac{0.632 \cdot \frac{1.9}{2} + 0.36 \cdot \frac{8.7}{2}}{10} = 7.556 \text{ кВ};$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора Т6:

$$k_{T6} = \frac{U_{ВН.Т6}}{U_{НН.Т6}} = \frac{10}{0.4} = 25;$$

Реальна напруга на стороні НН трансформатора Т6:

$$U_{ННТ6} = \frac{U_{6'}}{k_{T6}} = \frac{7.556}{25} = 0.302 \text{ кВ};$$

Напруга на нижчій стороні підстанції 1-4 в режимі максимальних навантажень повинна бути не менше 105% від номінальної. На шинах напругою до 1 кВ споживачів 5 і 6 у всіх режимах відхилення напруги не повинні виходити за межі $\pm 5\%$ від номінальної. Тому застосовуємо РПН для споживачів які потребують регулювання напруги.

Визначимо ступені РПН при яких вторинна напруга буде приблизно 105%:

- для споживача **S1**:

$$U_{\text{відг1}} = U_{\text{ВН}} \pm \frac{i \cdot 1.5 \cdot U_{\text{ВН}}}{100} = \\ = 230 - \frac{5 \cdot 1.5 \cdot 230}{100} = 212.75 \text{ кВ};$$

де $\pm i$ - (0, 1, 2, ... 9) – номер відгалуження;

$U_{\text{відг}}$ – напруга відгалуження, кВ;

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

Напряга НН трансформатора **T1** після регулювання:

$$U_{\text{НН.рег.1}'} = \frac{U_{1'} \cdot U_{\text{НН}}}{U_{\text{відг1}}} = \frac{202.063 \cdot 11}{212.75} = 10.447 \text{ кВ};$$

- для споживача **S3**:

$$\begin{aligned} U_{\text{відг3}} &= U_{\text{ВН}} \pm \frac{i \cdot 1.5 \cdot U_{\text{ВН}}}{100} = \\ &= 230 + \frac{1 \cdot 1.5 \cdot 230}{100} = 233.45 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Напряга НН трансформатора **T3** після регулювання:

$$U_{\text{НН.рег.3}'} = \frac{U_{3'} \cdot U_{\text{НН}}}{U_{\text{відг3}}} = \frac{208.461 \cdot 11}{233.45} = 10.41 \text{ кВ};$$

Для споживачів 5 і 6 встановлюємо статичні конденсатори за схемою зірка

- для споживача **S5**:

$$C = 8.95 \cdot 10^{-2} \text{ Ф}$$

$$\omega = 2 \cdot 3.14 \cdot 50 = 314 \text{ Гц}$$

Реактивна потужність статичних конденсаторів:

$$Q_C = U^2 \cdot \omega \cdot C = 0.4^2 \cdot 314 \cdot 8.95 \cdot 10^{-2} = 4.5 \text{ МВАр}$$

Потужність споживача **S5** після компенсації:

$$S_{5'} = S_5 - jQ_C = 0.63 + j.505 - j4.5 = 0.63 - j3.955 \text{ МВА}$$

Напряга споживача **S5** після компенсації:

Напряга на стороні НН трансформатора **T5**:

$$\begin{aligned} U_{5'} &= U_5 - \frac{P_{5'} \cdot R_{T5} + Q_{5'} \cdot X_{T5}}{U_{\text{Н}}} = \\ &= 7.776 - \frac{0.63 \cdot \left(\frac{1.9}{2}\right) - 3.995 \cdot \left(\frac{8.7}{2}\right)}{10} = 9.454 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора **T5**:

$$k_{T5} = \frac{U_{\text{ВН.T5}}}{U_{\text{НН.T5}}} = \frac{10}{0.4} = 25;$$

Реальна напруга на стороні НН трансформатора Т5:

$$U_{\text{ННТ5}} = \frac{U_{5'}}{k_{\text{Т5}}} = \frac{9.454}{25} = 0.378 \text{ кВ};$$

- для споживача **S6**:

$$C = 8.95 \cdot 10^{-2} \text{ Ф}$$

$$\omega = 2 \cdot 3.14 \cdot 50 = 314 \text{ Гц}$$

Реактивна потужність статичних конденсаторів:

$$Q_C = U^2 \cdot \omega \cdot C = 0.4^2 \cdot 314 \cdot 8.95 \cdot 10^{-2} = 4.5 \text{ МВАр}$$

Потужність споживача **S5** після компенсації:

$$S_{6'} = S_6 - jQ_C = 0.632 + j.36 - j4.5 = 0.63 - j4.14 \text{ МВА}$$

Напруга споживача **S5** після компенсації:

Напруга на стороні НН трансформатора Т5:

$$U_{6'} = U_6 - \frac{P_{6'} \cdot R_{\text{Т5}} + Q_{6'} \cdot X_{\text{Т5}}}{U_{\text{Н}}} =$$

$$= 7.773 - \frac{0.632 \cdot \left(\frac{1.9}{2}\right) - 4.14 \cdot \left(\frac{8.7}{2}\right)}{10} = 9.513 \text{ кВ};$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора Т5:

$$k_{\text{Т6}} = \frac{U_{\text{ВН.Т6}}}{U_{\text{НН.Т6}}} = \frac{10}{0.4} = 25;$$

Реальна напруга на стороні НН трансформатора Т5:

$$U_{\text{ННТ6}} = \frac{U_{6'}}{k_{\text{Т6}}} = \frac{9.513}{25} = 0.381 \text{ кВ};$$

Таблиця 1.12 – напруга на вузлах

| Вузол | U _{НОМ} , кВ | U, кВ | ступінь РПН | Статичний конденсатор, Ф | Напруга після регулювання, кВ |
|-------|--------------------------|---------|----------------|--------------------------------|-------------------------------------|
| А | 220 | 230 | | | |
| 1 | 220 | 222.993 | -5·1.5% | | 212.75 |
| 1' | 10 | 9.663 | | | 10.447 |
| 2 | 220 | 221.564 | | | |
| 2' | 10 | 10.052 | | | |

| | | | | | | | | | |
|------|------|---------|---------|------|-------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 40 |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | БР 3.6.141.368 ПЗ | | | | |

Найбільша потужність $S_{н66}$, МВА, споживача S6:

$$S_{н66} = S6 = 0.627 + j0.338 = 0.712 \text{ МВА};$$

Час використання найбільшого навантаження $T_{н6}$, год, споживача S4:

$$T_{н66} = 4390 \text{ год};$$

Час найбільших втрат τ_6 , год, для споживача S6 розраховують за емпіричною формулою:

$$\begin{aligned} \tau_6 &= (0,124 + T_{н66} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = \\ &= (0,124 + 4390 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4932 \text{ год}; \end{aligned}$$

Втрата електроенергії в трансформаторі T6 ΔW_{T6} , МВт · год, за час T розраховується за формулою:

$$\begin{aligned} \Delta W_{T6} &= \frac{\Delta P_K}{2} \left(\frac{S_{н66}}{S_H} \right)^2 \cdot \tau_6 + 2 \cdot \Delta P_x \cdot T = \\ &= \frac{0.0076}{2} \cdot \left(\frac{0.712}{0.63} \right)^2 \cdot 4932 + 2 \cdot 0.001 \cdot 8760 = 41.478 \text{ МВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

де T – кількість годин в році, год

Передає електроенергія W_{T6} , МВт · год, через трансформатор T4 споживачу S6 за час $T_{н66}$ розраховується за формулою:

$$W_{T6} = P_{н66} \cdot T_{н66} = 0.627 \cdot 4390 = 2753 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

Найбільша потужність споживача S5:

$$S_{н65} = S5 = 0.63 + j0.505 = 0.807 \text{ МВА};$$

Час використання найбільшого навантаження споживача S5:

$$T_{н65} = 6250 \text{ год};$$

Час найбільших втрат для споживача S5:

$$\begin{aligned} \tau_5 &= (0,124 + T_{н65} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = \\ &= (0,124 + 6250 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 6561 \text{ год}; \end{aligned}$$

Втрата електроенергії в трансформаторі T5:

$$\Delta W_{T5} = \frac{\Delta P_K}{2} \left(\frac{S_{н65}}{S_H} \right)^2 \cdot \tau_5 + 2 \cdot \Delta P_x \cdot T =$$

$$= \frac{0.0076}{2} \cdot \left(\frac{0.807}{0.63} \right)^2 \cdot 6561 + 2 \cdot 0.001 \cdot 8760 = 58.473 \text{ MВт} \cdot \text{год}$$

Передана електроенергія через трансформатор Т5 споживачу S5 за час:

$$W_{T5} = P_{н65} \cdot T_{н65} = 0.63 \cdot 6250 = 3938 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

Найбільша потужність в кінці лінії 5-6:

$$S_{н656} = S_{л56}^к = 0.048 + j0.029 = 0.056 \text{ МВА};$$

Втрата електроенергії в лінії 6-5:

$$\Delta W_{л56} = \frac{S_{н656}^2}{U_H^2} \cdot R_{л65} \cdot \tau_6 = \frac{0.056^2}{10^2} \cdot 0.238 \cdot 4932 = \\ = 0.658 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

Передана електроенергія через лінію за час $T_{н66}$:

$$W_{л56} = P_{н656} \cdot T_{н66} = 0.048 \cdot 4390 = 210.72 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

Для визначення спільного часу використання найбільшого навантаження $T_{н656}$, беремо початкову активну потужність трансформатора Т5 $P_{Т5}^п$ та потужність на початку лінії 5-6 та підставляємо в формулу:

$$S_{н6 ПТ5} = S_{Т5}^п = 0.636 + j0.533 \text{ МВА};$$

$$S_{н6 П56} = S_{л56}^п = 0.049 + j0.029 \text{ МВА};$$

Загальний час використання найбільшого навантаження $T_{н656}$:

$$T_{н656} = \frac{P_{н6 П56} \cdot T_{н66} + P_{н6 ПТ5} \cdot T_{н65}}{P_{н6 П56} + P_{н6 ПТ5}} = \\ = \frac{0.049 \cdot 4390 + 0.636 \cdot 6250}{0.049 + 0.636} = 6117 \text{ год};$$

Час найбільших втрат:

$$\tau_{56} = (0,124 + T_{н656} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = \\ = (0,124 + 6117 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 6445 \text{ год};$$

Найбільша потужність в кінці лінії 1'-5:

$$S_{н61'5} = S_{л1'5}^к = 2.685 + j5.962 = 6.539 \text{ МВА};$$

Втрата електроенергії в лінії 1'-5:

$$\Delta W_{л1'5} = \frac{S_{н6 1'5}^2}{U_H^2} \cdot R_{л1'5} \cdot \tau_{56} = \frac{6.539^2}{10^2} \cdot 2.916 \cdot 6445 = \\ = 1229 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |
| | | | | |

Передана електроенергія через лінію 1'-5 за час $T_{н656}$:

$$W_{1'5} = P_{н61'5} \cdot T_{н656} = 2.685 \cdot 6117 = 16420 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

Найбільша потужність в кінці лінії 6-1':

$$S_{н661'} = S_{л61'}^K = 2.589 + j5.731 = 6.289 \text{ МВА};$$

Втрата електроенергії в лінії 6-1':

$$\begin{aligned} \Delta W_{л61'} &= \frac{S_{н661'}^2}{U_H^2} \cdot R_{л61'} \cdot \tau_6 = \frac{6.289^2}{10^2} \cdot 3.034 \cdot 4932 = \\ &= 941.148 \text{ MВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

Передана електроенергія через лінію за час $T_{н66}$:

$$W_{л61'} = P_{н661'} \cdot T_{н66} = 2.589 \cdot 4390 = 210.72 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

Для визначення спільного часу використання найбільшого навантаження $T_{н61'56}$, беремо початкову активну потужність лінії $P_{61'}^П$, та початкову потужність споживача $P_{1'5}^П$:

$$S_{н6 П61'} = S_{л61'}^П = 3.783 + j6.493 \text{ МВА};$$

$$S_{н6 П1'5} = S_{л1'5}^П = 3.931 + j6.754 \text{ МВА};$$

Загальний час використання найбільшого навантаження $T_{н61'56}$:

$$\begin{aligned} T_{н61'56} &= \frac{P_{н6 П1'5} \cdot T_{н656} + P_{н6 П61'} \cdot T_{н66}}{P_{н6 П1'5} + P_{н6 П61'}} = \\ &= \frac{3.931 \cdot 6117 + 3.783 \cdot 4390}{3.931 + 3.783} = 5270 \text{ год}; \end{aligned}$$

Найбільша потужність на стороні НН трансформатора **T1**:

$$S_{н611'56} = S_{T1}^K = 34.715 + j24.748 = 42.633 \text{ МВА};$$

Час використання найбільшого навантаження споживача **S1**:

$$T_{н61} = 4790 \text{ год};$$

Загальний час використання найбільшого навантаження $T_{н611'56}$:

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

$$T_{\text{H611'56}} = \frac{P_{\text{H611'56}} \cdot T_{\text{H61}} + P_{\text{H61'56}} \cdot T_{\text{H61'56}}}{P_{\text{H61'5}} + P_{\text{H6 П61'}}} =$$

$$= \frac{34.715 \cdot 4790 + 7.714 \cdot 5270}{3.931 + 3.783} = 5753 \text{ год};$$

Час найбільших втрат:

$$\tau_{11'56} = (0,124 + T_{\text{H611'56}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 =$$

$$= (0,124 + 5753 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 6126 \text{ год};$$

Втрата електроенергії в трансформаторі **T1** :

$$\Delta W_{T1} = \Delta P_K \left(\frac{S_{\text{H611'56}}}{S_H} \right)^2 \cdot \tau_{11'56} + \Delta P_x \cdot T =$$

$$= 0.17 \cdot \left(\frac{52,835}{40} \right)^2 \cdot 6126 + 0.05 \cdot 8760 =$$

$$= 1621 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

Передає електроенергія через трансформатор T1 за час $T_{\text{H611'56}}$:

$$W_{T1} = P_{\text{H611'56}} \cdot T_{\text{H611'56}} = 34.715 \cdot 5753$$

$$= 199700 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

Найбільша потужність споживача S2:

$$S_{\text{H62}} = S2 = 26 + j18.15 = 31.708 \text{ MВА};$$

Час використання найбільшого навантаження споживача **S2**:

$$T_{\text{H62}} = 3520 \text{ год};$$

Час найбільших втрат:

$$\tau_2 = (0,124 + T_{\text{H62}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 =$$

$$= (0,124 + 3520 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4170 \text{ год};$$

Втрата електроенергії в трансформаторі **T2** :

$$\Delta W_{T2} = \frac{\Delta P_K}{2} \left(\frac{S_{\text{H62}}}{S_H} \right)^2 \cdot \tau_2 + 2 \cdot \Delta P_x \cdot T =$$

$$= \frac{0.12}{2} \cdot \left(\frac{31.708}{40} \right)^2 \cdot 4170 + 2 \cdot 0.022 \cdot 8760$$

$$= 787.908 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

Передає електроенергія через трансформатор T2 за час T_{H62} :

| | | | | | | |
|------|------|---------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.141.368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | | 45 |

$$W_{T2} = P_{H62} \cdot T_{H62} = 26 \cdot 3520 = 91520 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

Найбільша потужність споживача S3:

$$S_{H63} = S3 = 76 + j47.1 = 89.441 \text{ МВА};$$

Час використання найбільшого навантаження споживача S3:

$$T_{H63} = 3730 \text{ год};$$

Час найбільших втрат:

$$\begin{aligned} \tau_3 &= (0,124 + T_{H63} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = \\ &= (0,124 + 3730 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4354 \text{ год}; \end{aligned}$$

Втрата електроенергії в трансформаторі T3:

$$\begin{aligned} \Delta W_{T3} &= \frac{\Delta P_K}{2} \left(\frac{S_{H63}}{S_H} \right)^2 \cdot \tau_3 + 2 \cdot \Delta P_x \cdot T = \\ &= \frac{0.3}{2} \cdot \left(\frac{89.411}{63} \right)^2 \cdot 4354 + 2 \cdot 0.082 \cdot 8760 = 2752 \text{ MВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

Передана електроенергія через трансформатор T3 за час T_{H63} :

$$W_{T3} = P_{H63} \cdot T_{H63} = 76 \cdot 3730 = 283500 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

Найбільша потужність споживача S4:

$$S_{H64} = S4 = 23 + j12.45 = 26.153 \text{ МВА};$$

Час використання найбільшого навантаження споживача S4:

$$T_{H64} = 5540 \text{ год};$$

Час найбільших втрат:

$$\begin{aligned} \tau_4 &= (0,124 + T_{H64} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = \\ &= (0,124 + 5540 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 5939 \text{ год}; \end{aligned}$$

Втрата електроенергії в трансформаторі T4:

$$\begin{aligned} \Delta W_{T4} &= \Delta P_K \left(\frac{S_{H64}}{S_H} \right)^2 \cdot \tau_4 + \Delta P_x \cdot T = \\ &= 0.17 \cdot \left(\frac{26.153}{40} \right)^2 \cdot 5939 + 0.05 \cdot 8760 = 869.639 \text{ MВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

Передана електроенергія через трансформатор T4 за час T_{H64} :

$$W_{T4} = P_{H64} \cdot T_{H64} = 23 \cdot 5540 = 127400 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

Найбільша потужність в кінці лінії 2-3:

$$S_{H623'} = S_{Л23}^K = 21.196 + j12.073 = 24.393 \text{ МВА};$$

Час використання найбільшого навантаження споживача S23':

$$T_{H63} = 3730 \text{ год};$$

Час найбільших втрат:

$$\begin{aligned} \tau_{23'} &= (0,124 + T_{H62} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = \\ &= (0,124 + 3730 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4354 \text{ год}; \end{aligned}$$

Втрата електроенергії в лінії 2-3:

$$\begin{aligned} \Delta W_{Л23'} &= \frac{S_{H623'}^2}{U_H^2} \cdot R_{Л23} \cdot \tau_{23'} = \frac{24.393^2}{220^2} \cdot 2.178 \cdot 4354 = \\ &= 116.576 \text{ MВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

Передана електроенергія через лінію 2-3 за час T_{H63} :

$$W_{Л23'} = P_{H623K} \cdot T_{H63} = 21.196 \cdot 3730 = 79060 \text{ MВт} \cdot \text{год};$$

Для визначення спільного часу використання найбільшого навантаження T_{H612} , беремо початкову активну потужність лінії $P_{23}^П$ та розрахункову потужність $Sp2$ та підставляємо в формулу:

$$S_{Л23}^П = 21.223 + j12.169 \text{ МВА};$$

$$Sp2 = 26.141 + j18.385 \text{ МВА};$$

Загальний час використання найбільшого навантаження T_{H612} :

$$\begin{aligned} T_{H612} &= \frac{P_{Л23}^П \cdot T_{H623'} + P_{H6p2} \cdot T_{H62}}{P_{H623П} + P_{H6p2}} = \\ &= \frac{21.223 \cdot 3730 + 26.141 \cdot 3520}{21.223 + 26.141} = 3614 \text{ год}; \end{aligned}$$

Час найбільших втрат:

$$\begin{aligned} \tau_{12} &= (0,124 + T_{H612} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = \\ &= (0,124 + 3614 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4252 \text{ год}; \end{aligned}$$

Найбільша потужність в кінці лінії 1-2:

$$S_{нб12} = S_{Л12}^к = 47.363 + j30.554 = 56.363 \text{ МВА};$$

Втрата електроенергії в лінії 1-2:

$$\begin{aligned} \Delta W_{Л12} &= \frac{S_{нб12}^2}{U_H^2} \cdot R_{Л12} \cdot \tau_{12} = \frac{56.363^2}{220^2} \cdot 2.009 \cdot 4252 = \\ &= 560.89 \text{ МВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

Передає електроенергія через лінію 1-2 за час $T_{нб12}$:

$$W_{Л12} = P_{нб12к} \cdot T_{нб12} = 47.363 \cdot 3614 = 171200 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

Для визначення спільного часу використання найбільшого навантаження $T_{нба1}$, беремо початкову активну потужність лінії $P_{12}^п$ та розрахункову потужність $Sp1$ та підставляємо в формулу:

$$S_{Л12}^п = 47.495 + j31.028 \text{ МВА};$$

$$Sp1 = 34.957 + j26.748 \text{ МВА};$$

Загальний час використання найбільшого навантаження

$T_{нба1}$:

$$\begin{aligned} T_{нба1} &= \frac{P_{Л12}^п \cdot T_{нб12} + P_{нбp1} \cdot T_{нб11'56}}{P_{нб12п} + P_{нбp1}} = \\ &= \frac{47.495 \cdot 3614 + 34.957 \cdot 5753}{47.495 + 34.957} = 4521 \text{ год}; \end{aligned}$$

Час найбільших втрат:

$$\begin{aligned} \tau_{a1} &= (0,124 + T_{нба1} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = \\ &= (0,124 + 4113 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 5046 \text{ год}; \end{aligned}$$

Найбільша потужність в кінці лінії a-1:

$$S_{нба1} = S_{Ла1}^к = 82.452 + j57.776 = 100.68 \text{ МВА};$$

Втрата електроенергії в лінії a-1:

$$\begin{aligned} \Delta W_{Ла1} &= \frac{S_{нба1}^2}{U_H^2} \cdot R_{Ла1} \cdot \tau_{a1} = \frac{100.68^2}{220^2} \cdot 5.324 \cdot 4689 \\ &= \end{aligned}$$

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

Найбільша потужність в кінці лінії 4-а:

$$S_{\text{нб4а}} = S_{\text{л4а}}^{\text{к}} = 79.036 + j51.204 \\ = 94.173 \text{ МВА};$$

Втрата електроенергії в лінії 4-а:

$$\Delta W_{\text{л4а}} = \frac{S_{\text{нб4а}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot R_{\text{л4а}} \cdot \tau_{4а} = \frac{94.173^2}{220^2} \cdot 2.529 \cdot 4818 = \\ = 2232 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

Передана електроенергія через лінію 4-а за час $T_{\text{нб4а}}$:

$$W_{\text{л4а}} = P_{\text{нб4а}} \cdot T_{\text{нб4а}} = 79.036 \cdot 4260 = \\ 336700 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

Щоб оцінити величину втрат електроенергії у відсотках відносно енергії яка передана споживачу за рік використовуємо співвідношення:

$$\frac{\Delta W}{W} \cdot 100\%;$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 1.13.

Таблиця 1.13 - Результати розрахунку втрат електроенергії мережі А

| Ділянка | $T_{\text{нб}}$, ГОД | τ , ГОД | ΔW , МВт·ГОД | W , МВт·ГОД | $(\Delta W/W) \cdot 100\%$ |
|---------|-----------------------|--------------|----------------------|---------------|----------------------------|
| T1 | 5753 | 6126 | 1621 | 199700 | 0.812 |
| T2 | 3520 | 4170 | 787.908 | 91520 | 0.861 |
| T3 | 3730 | 4354 | 2752 | 283500 | 0.971 |
| T4 | 5540 | 5939 | 869.639 | 127400 | 0.682 |
| T5 | 6250 | 6561 | 58.473 | 3938 | 1.485 |
| T6 | 4390 | 4932 | 41.478 | 2753 | 1.507 |
| 5-6 | 4390 | 4932 | 0.658 | 210.72 | 0.312 |
| 1'-5 | 6117 | 6445 | 1229 | 16420 | 2.78 |
| 6-1' | 4390 | 4932 | 941.148 | 11370 | 2.93 |
| 2-3' | 3730 | 4354 | 116.576 | 79060 | 0.147 |
| 1-2 | 3614 | 4252 | 560.589 | 171200 | 0.328 |
| а-1 | 4521 | 5046 | 5627 | 372700 | 1.51 |
| 3'-4 | 3730 | 4354 | 2835 | 206100 | 1.375 |

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

| | | | | | |
|-----|------|------|------|--------|-------|
| 4-а | 4260 | 4818 | 2232 | 336700 | 0.663 |
|-----|------|------|------|--------|-------|

1.4 Аварійний режим роботи мережі А

В аварійному режимі роботи мережі А робимо обрив найбільш завантаженої ділянки А-1. Цю ділянку прибираємо зі схеми (рис.1.7) та проводимо розрахунок за схемою рисунка 5.1.

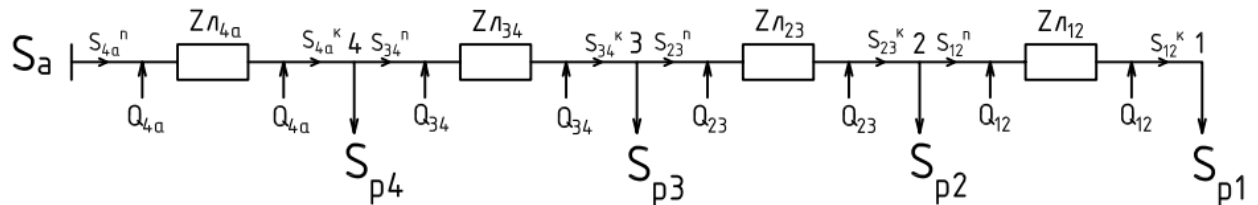


Рисунок 1.14 – Спрощена схема заміщення мережі при відсутності лінії А-1.

Визначимо розрахункові потужності відгалужені:

$$\begin{aligned}
 S_{p4} &= S_{T4}^{\Pi} + \Delta S_{x.x.T4} = \\
 &= (23.072 + j14.48) + (0.05 + j0.36) - \\
 &= 23.077 + j14.84 \text{ МВА}; \\
 S_{p3} &= S_{T3}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta S_{x.x.T3} = \\
 &= (76.295 + j54.709) + 2 \cdot (0.082 + j0.504) - \\
 &= 76.459 + j55.717 \text{ МВА}; \\
 S_{p2} &= S_{T2}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta S_{x.x.T2} = \\
 &= (26.097 + 20.462) + 2 \cdot (0.022 + j0.05) \\
 &= 26.141 + j20.562 \text{ МВА}; \\
 S_{p1} &= S_{T1}^{\Pi} + \Delta S_{x.x.T1} = \\
 &= (34.907 + j30.201) + (0.05 + j0.36) \\
 &= 34.912 + j30.237 \text{ МВА};
 \end{aligned}$$

Потужність в кінці лінії 1-2:

$$\begin{aligned}
 S_{12}^K &= S_{p1} - \frac{jQ_{C12}}{2} = (34.912 + j30.237) - j \frac{2.089}{2} = \\
 &= 34.912 + j29.193 \text{ МВА};
 \end{aligned}$$

Втрата потужності в лінії 1-2:

Розрахуємо струми які будуть протікати в лінії за формулами:

$$I_{4a} = \frac{S_{4a}^{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|167.311 + j132.689| \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 560.397 \text{ A};$$

$$I_{34} = \frac{S_{34}^{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|141.998 + j114.713| \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 479.055 \text{ A}$$

$$I_{23} = \frac{S_{23}^{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|61.409 + j48.863| \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 205.949 \text{ A}$$

$$I_{12} = \frac{S_{12}^{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|34.998 + j29.502| \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 120.125 \text{ A}$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 1.14.

Таблиця 1.14 – Результати розрахунків втрат потужності та струмів в аварійному режимі роботи мережі А

| Ділянка | S кінцева, МВА | ΔS , МВА | S початкова, МВА | I _{роз} , А |
|---------|--------------------|------------------|--------------------|----------------------|
| 1-2 | 34.912 + j29.193 | 0.086 + j0.309 | 34.998 + j29.502 | 120.125 |
| 2-3 | 61.138 + j47.887 | 0.271 + j0.976 | 61.409 + j48.863 | 205.949 |
| 3-4 | 137.868 + j99.866 | 4.13 + j14.847 | 141.998 + j114.713 | 479.055 |
| 4-а | 165.075 + j124.652 | 2.236 + j8.037 | 167.311 + j132.689 | 560.397 |

Після того як ми прибрали зі схеми мережі А найбільш завантажену ділянку А-1, у нас стала найбільш завантажена ділянка 4-А. З розрахунків завантажених ділянок робимо висновок, що струм який проходить через ці ділянки не перевищує тривало допустимий струм проводів цих ділянок. Робимо інший висновок, що мережа витримує аварійний режим при максимальних навантаженнях.

1.4.1 Розрахунок втрат напруги в аварійному режимі

У аварійному режимі у відповідності з правилами дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$.

Розрахунок падіння напруги починаємо виконувати із джерела живлення.

РПН до даного режиму не використовуємо так як напруга знаходиться в межах допустимого $\pm 10\%$ від номінальної. Результати розрахунків занесені в таблицю 1.15.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунків напруг в аварійному режимі мережі А

| Вузол | U _{ном} , кВ | U, кВ | ступінь РПН | Статичний конденсатор, Ф | Напруга після регулювання, кВ |
|-------|-----------------------|---------|-------------|--------------------------|-------------------------------|
| А | 220 | 230 | | | |
| 4 | 220 | 222.975 | | | |
| 4' | 10 | 10.172 | | | |
| 3 | 220 | 206.19 | | | |
| 3' | 10 | 9.228 | | | |
| 2 | 220 | 203.694 | | | |
| 2' | 10 | 9.154 | | | |
| 1 | 220 | 202.305 | -5· 1.5% | | 212.75 |
| 1' | 10 | 8.59 | | | 9.287 |
| 5 | 10 | 6.703 | | $8.95 \cdot 10^{-2}$ | 9.454 |
| 5' | 0,4 | 0.257 | | | 0.378 |
| 6 | 10 | 6.483 | | $8.95 \cdot 10^{-2}$ | 9.513 |
| 6' | 0,4 | 0.259 | | | 0.381 |

1.5 режим мінімальних навантажень мережі А

У відповідності із завданням потужність споживачів у режимі мінімальних навантажень складає 50 % від потужності режиму максимальних навантажень. Розрахунок виконуємо аналогічно як і для нормального режиму роботи, використовуючи ті ж основні формули.

Результати розрахунків зведені в таблицю 1.16.

| Ділянка | Скінцева, МВА | ΔS , МВА | Спочаткова, МВА |
|---------|--------------------|--------------------------------|--------------------|
| А-1 | $41.226 + j28.888$ | $0.279 + j1.002$ | $41.505 + j29.89$ |
| 1-2 | $23.682 + j15.277$ | $0.033 + j0.118$ | $23.715 + j15.395$ |
| 2-3 | $10.598 + j6.037$ | $6.994 \cdot 10^{-3} + j0.024$ | $10.605 + j6.061$ |

| | | | |
|------------------------------|--------------------|--|--------------------|
| 3-4 | $27.632 + j19.463$ | $0.163 + j0.585$ | $27.795 + j20.048$ |
| 4-A | $39.518 + j25.602$ | $0.116 + j0.416$ | $39.634 + j26.018$ |
| 1'-5 | $1.343 + j2.981$ | $6.439 \cdot 10^{-4} + j4.091 \cdot 10^{-4}$ | $1.344 + j2.981$ |
| 5-6 | $0.025 + j0.015$ | $4.18 \cdot 10^{-9} + j2.655 \cdot 9$ | $0.025 + j0.015$ |
| 6-1' | $1.295 + j2.866$ | $6.201 \cdot 10^{-4} + j3.94 \cdot 10^{-4}$ | $1.296 + j2.866$ |
| T1 | $17.358 + j12.374$ | $0.048 + j1.363$ | $17.406 + j13.737$ |
| T2 | $13 + j9.075$ | $0.024 + j0.578$ | $13.024 + j9.653$ |
| T3 | $38 + j23.55$ | $0.074 + j1.902$ | $38.074 + j25.452$ |
| T4 | $11.5 + j6.225$ | $0.018 + j0.513$ | $11.518 + j6.738$ |
| T5 | $0.315 + j0.253$ | $1.551 \cdot 10^{-3} + j7.101 \cdot 10^{-3}$ | $0.317 + j0.26$ |
| T6 | $0.314 + j0.169$ | $1.302 \cdot 10^{-3} + j5.96 \cdot 10^{-3}$ | $0.315 + j0.202$ |
| $S_A = 81.139 + j55.909$ МВА | | | |

Таблиця 1.16 – Результати розрахунків потужності та її втрати в режимі мінімальних навантажень

1.5.1 Розрахунок втрат напруги в режимі мінімальних навантажень

Напруга на нижчій стороні підстанцій 1-4 в режимі мінімальних навантажень повинна бути 100%. На шинах напругою до 1 кВ споживачів 5 і 6 у всіх режимах відхилення напруга не повинна виходити за межі $\pm 5\%$ від номінальної.

Таблиця 1.17 - Результати розрахунків напруг

| Вузол | Uном, кВ | U, кВ | ступінь РПН | Напруга після регулювання, кВ |
|-------|----------|---------|-------------|-------------------------------|
| A | 220 | 230 | | |
| 1 | 220 | 226.569 | | |
| 1' | 10 | 10.37 | | |
| 2 | 220 | 225.869 | 1· 1% | 232.3 |
| 2' | 10 | 10.544 | | 10.44 |
| 3 | 220 | 225.548 | | |
| 3' | 10 | 10.507 | | |
| 4 | 220 | 228.539 | 2· 1.5% | 236.9 |
| 4' | 10 | 10.699 | | 10.388 |
| 5 | 10 | 9.426 | -1· 2.5% | 9.75 |
| 5' | 0,4 | 0.371 | | 0.381 |
| 6 | 10 | 9.425 | -1· 2.5% | 9.75 |

| | | | | |
|----|-----|-------|--|-------|
| 6' | 0,4 | 0.388 | | 0.378 |
|----|-----|-------|--|-------|

| | | | | | | |
|------|------|---------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.141.368 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | | 57 |

2 Вибір обладнання високовольтної підстанції

З електричної мережі 220 кВ на рисунку 1.1, беремо для розрахунків трансформаторну підстанцію під номером 3.

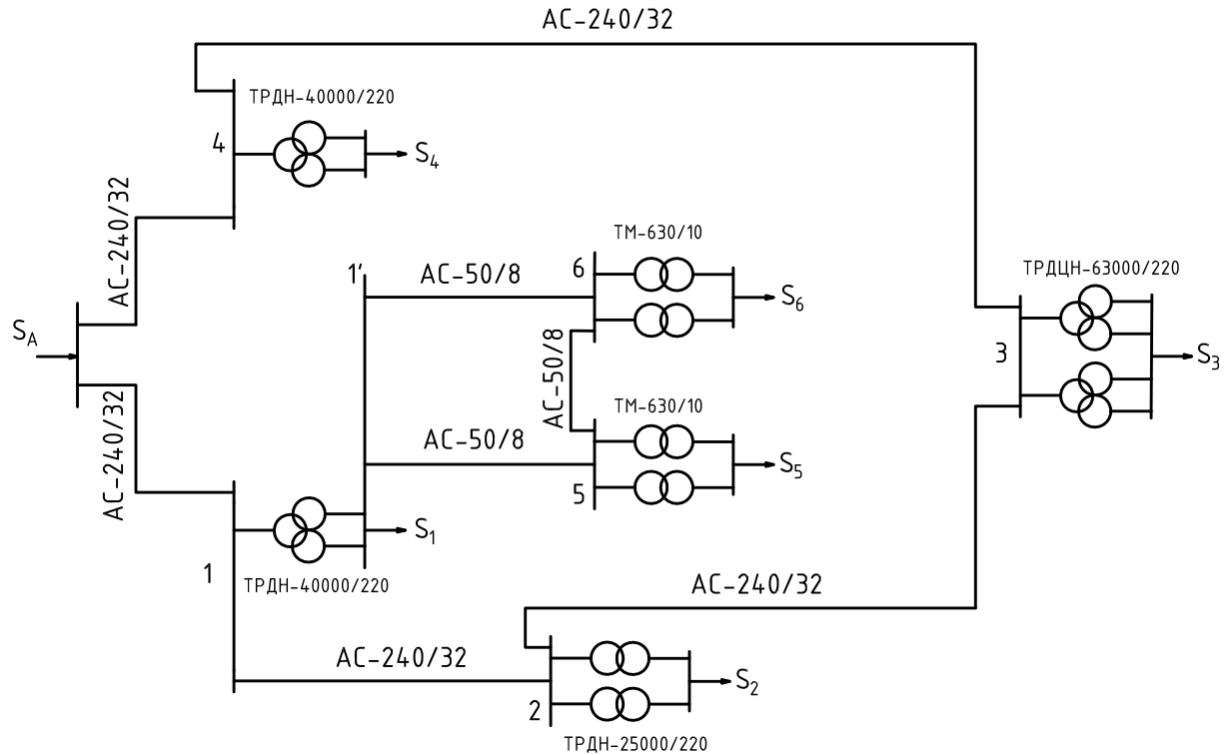


Рисунок 1.6 – Електрична мережа 220 кВ з попереднього проекту

Дані добового графіка навантаження споживачів ПС наведені в таблиці

Добовий графік навантаження споживачів

| Номер варіанта | Навантаження в % від номінальної потужності | | | | | | | | | | | |
|-------------------|---|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|
| | 0 | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 | 14 | 16 | 18 | 20 | 22 |
| / годин | | | | | | | | | | | | |
| 8 | 50 | 55 | 60 | 90 | 90 | 80 | 80 | 95 | 95 | 125 | 150 | 105 |

| | | | | | | | | |
|-----------|--------------|---------|---------|------|---|-------------|------|--------|
| | | | | | <i>БР 3.6.141.368 ПЗ</i> | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | Проектування електричної мережі та вибір обладнання підстанції | Литера | Лист | Листов |
| Разраб | Усіков Д.І. | | | | | у | | |
| Пров | Лебедкс С.М. | | | | | СумДУ ЕТ-81 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Утв | Лебединський | | | | | | | |
| | | | | | Пояснювальна записка | | | |

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

На ТП 3 стоїть два трансформатори **ТРДЦН-63000/220**.

Характеристика навантаження ПС: $S = 76 + j47,1$ МВА; $\cos\varphi=0,85$;

I категорія електроприймачів.

Повна потужність навантаження S_2 , МВА, розраховується за формулою:

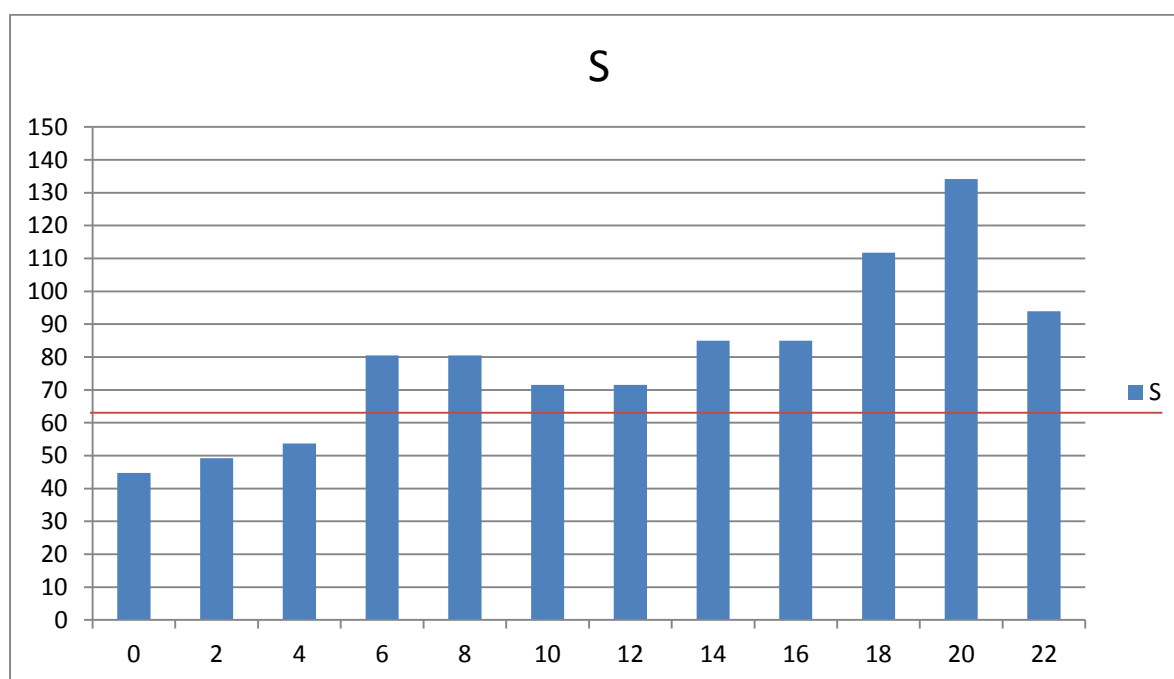
$$S_3 = \frac{P_3}{\cos\varphi} = \frac{76}{0,85} = 89,411 \text{ МВА};$$

В таблицю 2.1 занесені дані добового графіка навантаження в іменованих одиницях.

Таблиця 2.1 – Дані добового графіка навантаження споживачів в іменованих одиницях

| t, год | 0 | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 | 14 | 16 | 18 | 20 | 22 |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|-------|
| S, МВА | 44,71 | 49,18 | 53,65 | 80,47 | 80,47 | 71,53 | 71,53 | 84,94 | 84,94 | 111,76 | 134,12 | 93,88 |

Графік навантаження підстанції на рисунку 2.1.



Червоною лінією на графіку (рис.2.1) позначено потужність одного трансформатора.

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження (рис.2.1) перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}};$$

де S_1, S_2, \dots, S_n - власне навантаження першого; другого; n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора (або на ній);

t_1, t_2, \dots, t_n - тривалість ступеня, година.

$$K_1 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{44,71^2 \cdot 2 + 49,18^2 \cdot 2 + 53,65^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 0,783$$

Аналогічно визначається другий ступінь еквівалентного графіка (рис.2.1), але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}};$$

де S_1, S_2, \dots, S_n - навантаження вище лінії номінальної потужності трансформатора;

$$K_2 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{80,47^2 \cdot 4 + 71,53^2 \cdot 4 + 84,94^2 \cdot 4 + 111,76^2 \cdot 2 + 134,12^2 \cdot 2 + 93,88^2 \cdot 2}{4 + 4 + 4 + 2 + 2 + 2}} = 1,467$$

Максимальне перевантаження трансформатора k_{max} , розраховується за формулою:

$$k_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном}} = \frac{134,12}{63} = 2,13$$

де S_{max} - максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

Попереднє значення K_2 необхідно порівняти із значенням $K'_2=0,9 \cdot k_{max}=1,92$, і якщо значення K'_2 більше за значення K_2 , остаточно беремо $K_2=K'_2$.

Остаточно беремо $K'_2=1,92$, після порівняння K_2 і K'_2

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури і часу перевантаження $t_{час}$, знаходимо значення перевантаження допустиме K_2 .

- 1) Температура оточуючого середовища 10°C;
- 2) $h=18$ год;
- 3) ДЦ;
- 4) $K_1 = 0,783$

Таблиця 2.2 – Уривок таблиці з ГОСТу 14209-85

| h | K ₁ | |
|--------|----------------|------|
| | 0,7 | 0,8 |
| 12 год | 1,13 | 1,13 |
| 24 год | 1,07 | 1,07 |

K_2 при $h=18$ год розраховується за формулою лінійної інтерполяції:

$$K_2 = 1,13 - \left(\frac{1,13 - 1,07}{24 - 12} \cdot (18 - 12) \right) = 1,1$$

Остаточне значення $K_{2ГОСТ}$, розраховуємо за формулою лінійної інтерполяції:

$$K_{2ГОСТ} = 1,1 - \left(\frac{1,1 - 1,1}{0,8 - 0,7} \cdot (0,783 - 0,7) \right) = 1,1$$

$K_{2ГОСТ}=1,1$

Порівнюємо значення K_2 за ГОСТом і реальне. Значення K_2 за ГОСТом менше, ніж реальне, значить трансформатор обраний неправильно і вибираємо трансформатор більш потужний, а саме ТРДЦН-100000/220.

На графіку (рис.2.2) проводимо нову червону лінію і відносно неї розраховуємо попередні параметри.

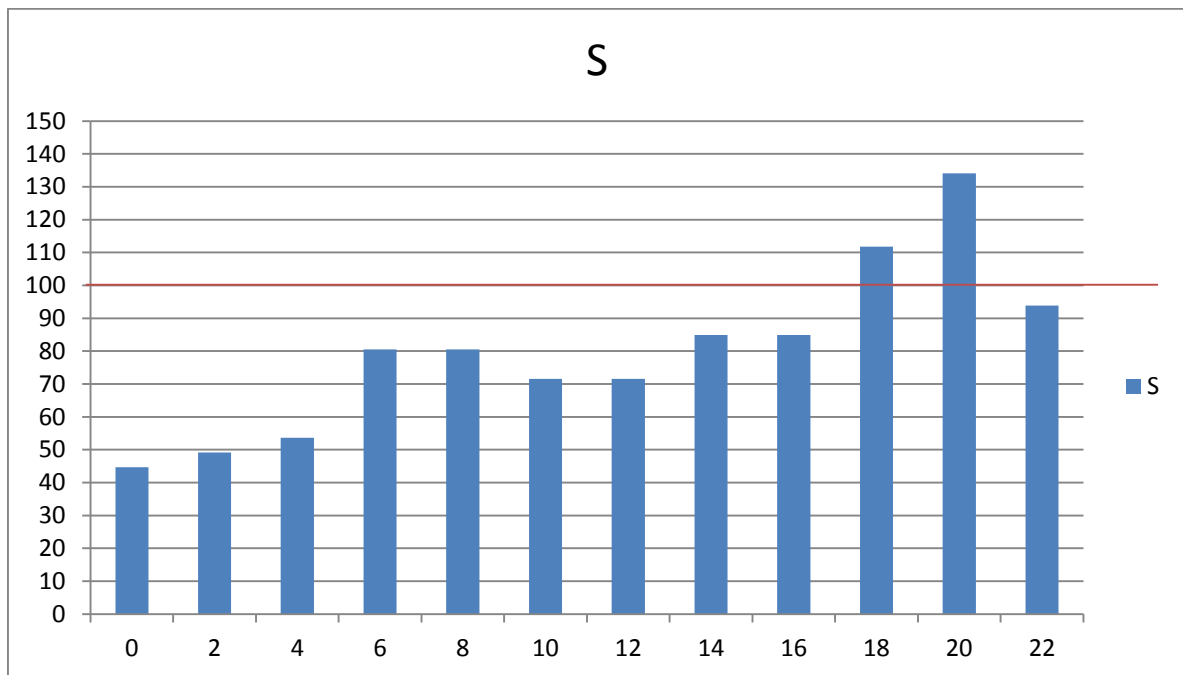


Рисунок 2.2 - Графік навантаження підстанції

$$K_1 = \frac{1}{100} \cdot \sqrt{\frac{44,71^2 \cdot 2 + 49,18^2 \cdot 2 + 53,65^2 \cdot 2 + 80,47^2 \cdot 4 + 71,53^2 \cdot 4 + 84,94^2 \cdot 4}{2 + 2 + 2 + 4 + 4 + 4}}$$

$$= 0,706$$

$$K_2 = \frac{1}{100} \cdot \sqrt{\frac{111,76^2 \cdot 2 + 134,12^2 \cdot 2 + 93,88^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 1,144$$

$$k_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном}} = \frac{134,12}{100} = 1,34$$

$$K'_2 = 0,9 \cdot k_{max} = 1,98$$

Остаточно беремо $K'_2 = 1,99$, після порівняння K_2 і K'_2

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури і часу перевантаження $t_{час}$, знаходимо значення перевантаження допустиме K_2 .

- 1) Температура оточуючого середовища 10°C;
- 2) $h=6$ год;
- 3) ДЦ;
- 4) $K_1 = 0,706$

Таблиця 2.3 – Уривок таблиці з ГОСТу 14209-85

| h | K ₁ | |
|------|----------------|------|
| | год | 0,7 |
| бгод | 1,2 | 1,19 |

$$K_{2\text{ГОСТ}} = 1,2 - \left(\frac{1,2 - 1,19}{0,8 - 0,7} \cdot (0,706 - 0,7) \right) = 1,2$$

$$K_{2\text{ГОСТ}}=1,2$$

Порівнюємо значення K_2 за ГОСТом і реальне. Значення K_2 за ГОСТом більше, ніж реальне, значить трансформатор обраний правильно.

2.2 Розрахунок струмів коротко замикання

Складаємо схему заміщення (рис.2.3) відносно схеми на рисунку 1.6.



Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Опір системи X_c , дорівнює:

$$X_c = \frac{U_L^2}{S_{\text{КЗ.С}}} = \frac{220^2}{3000} = 16,13 \text{ Ом}$$

де $S_{\text{КЗ.С}}$ – потужність струму КЗ системи, МВА (1900 МВА для першого варіанту);

U_L – напруга лінії, кВ

Опір ліній, X:

$$X_{A1} = 19,14 \text{ Ом}; X_{12} = 7,221 \text{ Ом}; X_{23} = 7,83 \text{ Ом}; X_{34} = 24,795 \text{ Ом}; X_{4A} = 9,091 \text{ Ом}$$

$$X_L = \frac{(X_{A1} + X_{12} + X_{23}) \cdot (X_{4A} + X_{34})}{(X_{A1} + X_{12} + X_{23}) + (X_{4A} + X_{34})} = \frac{(19,14 + 7,221 + 7,833) \cdot (24,795 + 9,091)}{(19,14 + 7,221 + 7,833) + (24,795 + 9,091)} = 17,02 \text{ Ом}$$

Опір трансформатора, X_T:

$$X_T = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} = \frac{63,5 \cdot 63,5}{63,5 + 63,5} = 31,75 \text{ Ом}$$

$$\text{де } X_{T1} = X_{T2} = 63,5 \text{ Ом}$$

Періодична складова струму КЗ в точці К1:

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (16,13 + 17,02)} = 3,83 \text{ кА}$$

Періодична складова струму КЗ в точці К2:

$$I_{K2} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} \cdot \frac{U_B}{U_H} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (16,13 + 17,02 + 31,75)} \cdot \frac{220}{10} = 43,06 \text{ кА}$$

Ударний струм:

$$\text{- в точці К1: } i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,83 = 8,72 \text{ кА};$$

$$\text{- в точці К2: } i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 43,06 = 98,04 \text{ кА}$$

Вважаємо, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму КЗ незмінні в часі, тому, через час, рівний часу відключення:

$$I_{n\tau 1} = I_{K1} = 3,83 \text{ кА для точки К1};$$

$$I_{n\tau 2} = I_{K2} = 43,06 \text{ кА для точки К2.}$$

Аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n\tau} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}$$

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 3,83 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,03}} = 0,731 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = 1,41 \cdot 43,06 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,06}} = 11,468 \text{ кА}$$

$$T_{a1} = 0,03 \text{ с}; T_{a2} = 0,06 \text{ с}; t_1 = 0,06 \text{ с}; t_2 = 0,1 \text{ с}.$$

Інтеграл Джоуля (термічна стійкість):

- для К₁: $B_{R1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 3,83^2 \cdot (0,06 + 0,03) = 1,32 \text{ кА}^2\text{с}$
- для К₂: $B_{R2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 43,06^2 \cdot (0,1 + 0,06) = 296,66 \text{ кА}^2\text{с}$

Таблиця 2.4 – Результати розрахунків струмів КЗ

| Точка КЗ | Період. склад. струму КЗ в поч. момент часу, кА | Ударний струм КЗ, кА | Період. склад. струму КЗ в момент спрац. вимикача, кА | Аперіод. склад. струму КЗ, кА | Інтеграл Джоуля, кА ² ·с |
|-------------------------------|---|----------------------|---|-------------------------------|-------------------------------------|
| Шини 220 кВ (К ₁) | 3,83 | 8,72 | 3,83 | 0,731 | 1,32 |
| Шини 10 кВ (К ₂) | 43,06 | 98,04 | 43,06 | 11,468 | 296,66 |

2.3 Вибір високовольтних електричних апаратів

Вихідні дані:

- трансформатор – ТРДЦН-100000/220;
- таблиця 2.4 - значення струмів КЗ.

Максимальний струм на високій напрузі:

$$I_{max}^{ВН} = \frac{1,4S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 367,405 \text{ А}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі:

$$I_{max}^{HH} = \frac{1,4S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8083 \text{ A}$$

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{max}^{CB} = \frac{0,7S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4041 \text{ A}$$

Струм у колі лінії, що відходить від підстанції (якщо від підстанції відходить 16 ліній):

$$I_{max}^{LB} = \frac{1,4S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 16} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 16} = 505,181 \text{ A}$$

Таблиця 2.5 – Вибір вимикача на напрузі 220 кВ

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|--------------------------|------------------------|--|
| $U_c \leq U_H$ | 220 кВ | 220 кВ |
| $I_{расч} \leq I_{НОМ}$ | 367,405 А | 1000 А |
| $I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ | 3,83 кА | 25 кА |
| $I_{уд} \leq I_{СКВ}$ | 8,72 кА | 64 кА |
| $I_{нт} \leq I_{откНОМ}$ | 3,83 кА | 25 кА |
| $I_{ат} \leq I_{аНОМ}$ | 0,731 кА | 25%·25/100%=6,25 кА |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$ | 1,32 кА ² с | 25 ² · 3 = 1875 кА ² · с |

Обраний вимикач типу **У-220Б-1000-25У1** повністю задовольняє умови вибору.

Так як струм КЗ на стороні низької напруги дуже великий і може ускладнити вибір електрообладнання, то необхідно встановити струмообмежувальний реактор одразу після трансформатора на стороні 10 кВ. Розрахуємо, виберемо реактор та перевіримо його.

Розрахуємо результуючий опір $x_{рез}$, Ом, схеми КЗ до установки реактора за формулою:

$$x_{рез} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{п.0}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 43,06} = 0,134 \text{ Ом};$$

Необхідний результуючий опір схеми КЗ із умови забезпечення номінальної вимикаючої здібності вимикача та необхідний опір реактора не розраховуємо тому що, із-за значного робочого струму на низькій стороні підстанції доводиться обирати вимикачі на 20 кВ для яких виконується умова $I_{нт} \leq I_{откНом}$. Так як на низькій стороні ми маємо великий робочий струм який не повинен перевищувати номінальний струм самого реактора то ми реактор будемо обирати за ним.

Обираємо реактор **РТСТСУ-10-4-4000-0,25**, з параметрами $I_{ном}=4 \cdot 4000 \text{ А}$; $x_p=0,25 \text{ Ом}$; $I_{дин}=49,7 \text{ кА}$; $I_{терм}=19,5 \text{ кА}$.

Результуючий опір схеми КЗ з урахуванням ректора $x'_{рез}$, Ом, розраховується за формулою:

$$x'_{рез} = x_{рез} + x_p = 0,134 + 0,25 = 0,384 \text{ Ом};$$

Фактичне значення періодичної складової струму КЗ, $I_{п.0}$, кА, за реактором розраховується за формулою:

$$I_{п.0} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot x'_{рез}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,384} = 15,06 \text{ кА};$$

Перевіримо реактор за електродинамічною стійкістю:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 15,06 \cdot 1,85 = 39,4 \text{ кА};$$

Перевіримо умову:

$$i_{дин} = 49,7 \text{ кА} > i_y^{(3)} = 39,4 \text{ кА} - \text{умова виконується};$$

Перевіримо реактор на термічну стійкість за умовою:

$$\begin{aligned} V_k^{зав} &= 19,5^2 \cdot 2 = 760 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > V_{к.роз.} = I_{п.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = \\ &= 15,06^2 \cdot (0,1 + 0,06) = 24,041 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{умова виконується} \end{aligned}$$

Втрата напруги при протіканні максимального струму в нормальному режимі роботи визначається за формулою:

$$\Delta U_p = x_p \frac{\sqrt{3} \cdot I_{max}^{HH} \cdot \sin\varphi}{U_{ном}} \cdot 100\% = 0,25 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 8,083 \cdot 0,53}{10} \cdot 100\% = 18,55 \%$$

Вибраний реактор не задовольняє нас так як він має значну втрату напруги. Допустима втрата напруги в реакторі зазвичай не перевищує 1,5-2%. Отже струмообмежувальний реактор не встановлюємо.

Обираємо вимикач у колі трансформатора на 20 кВ так як вимикачі на 10 кВ не задовольняють умови вибору.

Таблиця 2.6 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на напрузі 10 кВ

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|--------------------------|--------------------------|---|
| $U_c \leq U_n$ | 10 кВ | 20 кВ |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 8083 А | 9500 А |
| $I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ | 43,06 кА | 75 кА |
| $I_{уд} \leq I_{СКВ}$ | 98,04 кА | 105 кА |
| $I_{нт} \leq I_{откНом}$ | 43,06 кА | 90 кА |
| $I_{ат} \leq I_{а ном}$ | 11,468 кА | 20%·90/100%=18 кА |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$ | 296,66 кА ² с | 90 ² · 4 = 32400 кА ² · с |

Обраний вимикач типу **МГУ-20-90/9500УЗ** повністю задовольняє умови вибору.

Обираємо секційний вимикач на 20 кВ так як вимикачі на 10 кВ не задовольняють умови вибору.

Таблиця 2.7 – Вибір секційного вимикача на напрузі 10 кВ

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|--------------------------|---------------------------|---|
| $U_c \leq U_n$ | 10 кВ | 20 кВ |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 4041 А | 6300 А |
| $I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ | 43,06 кА | 75 кА |
| $I_{уд} \leq I_{СКВ}$ | 98,04 кА | 105 кА |
| $I_{нт} \leq I_{откНом}$ | 43,06 кА | 90 кА |
| $I_{ат} \leq I_{а ном}$ | 11,468 кА | 20%·90/100%=18 кА |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$ | 296,66 кА ² ·с | 90 ² · 4 = 32400 кА ² · с |

Обраний вимикач типу **МГУ-20-90/6300УЗ** повністю задовольняє умови вибору.

Обираємо лінійний вимикач на 20 кВ так як вимикачі на 10 кВ не задовольняють умови вибору.

Таблиця 2.8 – Вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|--------------------------|---------------------------|---|
| $U_c \leq U_n$ | 10 кВ | 20 кВ |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 505,181 А | 6300 А |
| $I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ | 43,06 кА | 75 кА |
| $I_{уд} \leq I_{СКВ}$ | 98,04 кА | 105 кА |
| $I_{нт} \leq I_{откНом}$ | 43,06 кА | 90 кА |
| $I_{ат} \leq I_{а ном}$ | 11,468 кА | 20%·90/100%=18 кА |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$ | 296,66 кА ² ·с | 90 ² · 4 = 32400 кА ² · с |

Обраний вимикач типу **МГУ-20-90/6300УЗ** повністю задовольняє умови вибору.

Таблиця 2.9 – Вибір роз'єднувачів на напрузі 220 кВ

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|-------------------------|-------------------------|--|
| $U_c \leq U_n$ | 220 кВ | 220 кВ |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 367,405 А | 1000 А |
| $I_{уд} \leq I_{прСКВ}$ | 8,72 кА | 100 кА |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$ | 1,32 кА ² ·с | 40 ² · 3 = 4800 кА ² · с |

Обраний роз'єднувач типу **РНДЗ.1-220/1000У1** повністю задовольняє умови вибору.

2.4 Вибір трансформаторів власних потреб

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведений у табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

| Найменування споживача | Кі-сть од. | Потужність одиниць, кВт | cosφ | tgφ | Споживана потужність | |
|---|------------|-------------------------|------|------|----------------------|---------|
| | | | | | P, кВт | Q, кВАр |
| Охолодження трансформаторів ТРДЦН-100000/220 | 2 | 29,6·2 | 0,85 | 0,62 | 59,2 | 36,7 |
| Підігрів високовольтних вимикачів: У-220Б-1000-25У1 | 3 | 54,8·3 | 1 | 0 | 164,4 | - |
| Підігрів КРУ | 20 | 1·20 | 1 | 0 | 20 | - |
| ОПУ | 1 | 110·1 | 1 | 0 | 110 | - |
| Освітлення, вентиляція ЗРУ | 1 | 5·1 | 1 | 0 | 5 | - |
| Освітлення ОРУ 220 кВ | 1 | 5·1 | 1 | 0 | 5 | - |
| Сумарне навантаження власних потреб кВА | | | | | 363,6+j36,7= 365,45 | |

Знайдемо розрахункову потужність з урахуванням коефіцієнта попиту за формулою:

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P_{спож}^2 + Q_{спож}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{363,6^2 + 36,7^2} = 292,358 \text{ кВА};$$

де k_c – коефіцієнт попиту, приймаємо 0,8

Встановлюємо два трансформатори власних потреб марки **ТМ-250/10**. При відключенні одного трансформатора другий буде матиме коефіцієнт завантаження $\frac{292,358}{250} = 1,169$, що є допустимим.

2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів. У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазових напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ амперметр, лічильники активної і реактивної енергій.

Таблиця 2.11 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

| Місце встановлення приладів | Прилад | Тип | Клас | Навантаження по фазах, В·А | | |
|--|------------------------------|----------|------|----------------------------|-----|-----|
| | | | | А | В | С |
| В колі силового тр-ра на боці ВН | Амперметр | Э-335 | 1,0 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН | | | | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| В колі силового тр-ра з боку НН | Амперметр | Э-335 | 1,0 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | Ватметр | Д-335 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | Варметр | Д-335 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | Лічильник активної енергії | СА3-И681 | 1,0 | 2,5 | 2,5 | 2,5 |
| | Лічильник реактивної енергії | СР4-И676 | 1,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 |
| Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН | | | | 6,5 | 6,5 | 6,5 |
| В колі секційного вимикача на НН | Амперметр | Э-335 | 1,0 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |

| | | | | | | |
|--|------------------------------|----------|-----|-----|-----|-----|
| Сумарне навантаження струму в колі секційного вимикача на НН | | | | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| В колі відхідної лінії 10 кВ | Амперметр | Э-335 | 1,0 | 0,5 | - | 0,5 |
| | Лічильник активної енергії | СА3-И681 | 1,0 | 2,5 | - | 2,5 |
| | Лічильник реактивної енергії | СР4-И676 | 1,5 | 2,5 | - | 2,5 |
| Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії 10 кВ | | | | 5,5 | - | 5,5 |

Проводи з мідними жилами приймаються у вторинних колах основного і допоміжного обладнання потужних електростанцій з агрегатами 100 МВт і більше, а також на підстанціях з вищою напругою 220 кВ і вище. В інших випадках у вторинних колах приймаються проводи з алюмінієвими жилами. Довжину з'єднувальних проводів від трансформаторів струму до приборів можна приймати приблизно рівною для різних приєднань, але ми прийнемо таку: лінії 10 кВ до споживачів – 6 м, всі кола РУ 220 (10) кВ – 80 м. Перетин більше 6 мм² зазвичай не приймається. Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4мм² для алюмінієвих жил і 2,5 мм² для мідних.

2.5.1 Вибір трансформаторів струму

- 1) Проведемо вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці високої напруги 220 кВ.

Максимальний розрахунковий струм в колі трансформатора розраховується за формулою:

$$I_{max} = \frac{1,4S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 367,405 \text{ А}$$

Обираємо трансформатор струму марки **ТФЗМ220-У1**;
0,5/10р/10р/10р; $k_T=400/5$; $i_{дин}=25$ кА; $i_{тер}=9,8$ кА; $t_{тер}=3$ с; $S_{2ном}=30$ В·А.

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_{R1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 3,83^2 \cdot (0,06 + 0,03) = 1,32 \text{ кА}^2\text{с} < 9,8^2 \cdot 3 = \\ = 288,12 \text{кА}^2\text{с}$$

Перевіряємо вторинну обмотку трансформатора струму по вторинному навантаженню.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

Тоді опір сполучних проводів може бути:

$$Z_{пр} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2} - Z_{прил} - Z_k = \frac{30}{5^2} - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом};$$

де $Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_k - опір контактів, Ом

Перетин жил при довжині кабелю $l = 100$ м.

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F}$$

де ρ - питомий опір міді, $0,0175$ Ом·мм²/м;

F - перетин жил, мм²

$$F = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,08} = 1,62 \text{ мм}^2;$$

Перетин мідних жил обираємо $2,5$ мм².

$$Z_{пр} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом};$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_H = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,7 = 0,82 \text{ Ом};$$

$$Z_H = 0,82 \text{ Ом} < Z_{H.\text{ном}} = \frac{S_{2.\text{ном}}}{I_{2.\text{ном}}^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Таблиця 2.12 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|---------------------------------------|------------------------|-------------------------|
| $U_c \leq U_H$ | 220 кВ | 220 кВ |
| $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$ | 367,405 А | 400 А |
| $I_{\text{уд}} \leq I_{\text{прСКВ}}$ | 8,72 кА | 25 кА |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$ | 1,32 кА ² с | 288,12кА ² с |
| $Z_H \leq Z_{H.\text{ном}}$ | 0,82 Ом | 1,2 Ом |

Трансформатор струму **ТФЗМ220-У1, 400/5**, відповідає умовам вибору.

2) Проведемо вибір трансформатора струму **в колі силового трансформатора** на боці низької напруги 10 кВ.

Максимальний розрахунковий струм в колі трансформатора розраховується за формулою:

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8083 \text{ А}$$

Обираємо трансформатор струму марки **ТВГ24-У3; 0,5/10р/10р**; $k_T=10000/5$, $k_{\text{тер}}=12$; $t_{\text{тер}}=4\text{с}$; $S_{2.\text{ном}}=40 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_{R2} = 296,66 \text{ кА}^2\text{с} < (I_{1.\text{ном}} \cdot k_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = (10 \cdot 12)^2 \cdot 4 = 57600 \text{ кА}^2\text{с};$$

Перевіряємо вторинну обмотку трансформатора струму по вторинному навантаженню.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

Тоді опір сполучних проводів може бути:

$$Z_{\text{пр}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}} = \frac{40}{5^2} - 0,26 - 0,1 = 1,24 \text{ Ом};$$

Перетин жил при довжині кабелю $l = 100 \text{ м}$.

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де ρ - питомий опір міді, $0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$;

F - перетин жил, мм^2

$$F = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,24} = 1,411 \text{ мм}^2;$$

Перетин мідних жил обираємо $2,5 \text{ мм}^2$.

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом};$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,26 + 0,1 + 0,7 = 1,06 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{н}} = 1,06 \text{ Ом} < Z_{\text{н.ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{40}{5^2} = 1,6 \text{ Ом}$$

Таблиця 2.13 - Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці низької напруги

| | | | | | Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення | | |
|------|------|---------|---------|------|-------------------|-----------------------|--------------------|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 75 |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | БР 3.6.141.368 ПЗ | | | | |

| | | |
|-------------------------|--------------------------|-------------------------|
| $U_c \leq U_H$ | 10 кВ | 24 кВ |
| $I_{расч} \leq I_{НОМ}$ | 8083 А | 10000 А |
| $I_{уд} \leq I_{прСКВ}$ | 98,04 кА | - |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$ | 296,66 кА ² с | 57600 кА ² с |
| $Z_H \leq Z_{H,НОМ}$ | 1,06 Ом | 1,6 Ом |

Трансформатор струму **ТВГ24-У3, 10000/5**, відповідає умовам вибору.

3) Проведемо вибір трансформатора струму **в колі секційного вимикача** на боці низької напруги 10 кВ.

Максимальний розрахунковий струм в колі секційного вимикача розраховується за формулою:

$$I_{max} = \frac{0,7 S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{0,7 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4041 \text{ А}$$

Обираємо трансформатор струму марки **ТВГ24-У3; 0,5/10р/10р;**
 $k_T=6000/5; k_{тер}=12; t_{тер}=4с; S_{2НОМ}=40 \text{ В}\cdot\text{А}.$

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_{R2} = 296,66 \text{ кА}^2\text{с} < (I_{1НОМ} \cdot k_{тер})^2 \cdot t_{тер} = (6 \cdot 12)^2 \cdot 4 = 20740 \text{ кА}^2\text{с};$$

Перевіряємо вторинну обмотку трансформатора струму по вторинному навантаженню.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2НОМ}^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

Тоді опір сполучних проводів може бути:

$$Z_{пр} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2} - Z_{прил} - Z_k = \frac{40}{5^2} - 0,02 - 0,1 = 1,48 \text{ Ом};$$

Перетин жил при довжині кабелю $l = 100 \text{ м}.$

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F}$$

де ρ - питомий опір міді, $0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м};$

F - перетин жил, мм^2

$$F = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,48} = 1,182 \text{ мм}^2;$$

Перетин мідних жил обираємо 2,5 мм².

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом};$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,7 = 0,82 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{н}} = 0,82 \text{ Ом} < Z_{\text{н.ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{40}{5^2} = 1,6 \text{ Ом}$$

Таблиця 2.14 - Вибір трансформатора струму у колі секційного вимикача на боці низької напруги

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|---------------------------------------|--------------------------|-------------------------|
| $U_c \leq U_{\text{н}}$ | 10 кВ | 24 кВ |
| $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$ | 4041 А | 6000 А |
| $I_{\text{уд}} \leq I_{\text{прСКВ}}$ | 98,04 кА | - |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$ | 296,66 кА ² с | 20740 кА ² с |
| $Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{н.ном}}$ | 0,82 Ом | 1,6 Ом |

Трансформатор струму **ТВГ24-У3, 6000/5**, відповідає умовам вибору.

4) Проведемо вибір трансформатора струму **в колі відхідної лінії** на боці низької напруги 10 кВ.

Максимальний розрахунковий струм в колі відхідної лінії розраховується за формулою:

$$I_{\text{max}}^{\text{ЛВ}} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}} \cdot 16} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 16} = 505,181 \text{ А}$$

Обираємо трансформатор струму марки **ТЛМ10-У3**; 0,5/10р; $k_T=600/5$;
 $i_{дин}=100$ кА; $i_{тер}=23$ кА; $t_{тер}=3$ с; $S_{2ном}=10$ В·А.

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_{R2} = 296,66 \text{ кА}^2\text{с} < i_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 23^2 \cdot 3 = 1587 \text{ кА}^2\text{с}$$

Перевіряємо вторинну обмотку трансформатора струму по вторинному навантаженню.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом};$$

Тоді опір сполучних проводів може бути:

$$Z_{пр} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2} - Z_{прил} - Z_k = \frac{10}{5^2} - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом};$$

Перетин жил при довжині кабелю $l = 6$ м.

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F}$$

де ρ - питомий опір міді, 0,0175 Ом·мм²/м;

F - перетин жил, мм²

$$F = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,08} = 2,273 \text{ мм}^2;$$

Перетин мідних жил обираємо 2,5 мм².

$$Z_{пр} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{2,5} = 0,073 \text{ Ом};$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_H = Z_{прил} + Z_k + Z_{пр} = 0,22 + 0,1 + 0,073 = 0,393 \text{ Ом};$$

$$Z_H = 0,393 \text{ Ом} < Z_{H.ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

Таблиця 2.15 - Вибір трансформатора струму у колі відхідної лінії на боці низької напруги

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|-------------------------|--------------------------|------------------------|
| $U_c \leq U_H$ | 10 кВ | 10 кВ |
| $I_{расч} \leq I_{НОМ}$ | 505,181 А | 600 А |
| $I_{уд} \leq I_{прСКВ}$ | 98,04 кА | 100 |
| $B_K \leq I_{Tr}^2 t_r$ | 296,66 кА ² с | 1587 кА ² с |
| $Z_H \leq Z_{H.НОМ}$ | 0,393 Ом | 0,4 Ом |

Трансформатор струму ТЛМ10-УЗ, 600/5, відповідає умовам вибору.

2.5.2 Вибір трансформаторів напруги

Складаємо таблицю 2.16 з навантаженням трансформаторів напруги.

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження трансформаторів напруги

| Місце встановлення приладів | Прилад | Тип | S однієї обмотки, В·А | cosφ | sinφ | Число обмоток | Число приборів | Загальна споживаема потужність | |
|-------------------------------|------------------------------|----------|-----------------------|------|-------|---------------|----------------|--------------------------------|--------|
| | | | | | | | | P, Вт | Q, ВАр |
| Ввід 220 кВ від транс-ра | Вольтметр | Э-335 | 2 | 1 | 0 | 1 | 1 | 2 | - |
| Всього: | | | | | | | | 2 | - |
| Збірні шини 10 кВ | Вольтметр | Э-335 | 2 | 1 | 0 | 1 | 1 | 2 | - |
| Ввід 10 кВ від трансформатора | Ватметр | Д-335 | 1,5 | 1 | 0 | 2 | 1 | 3 | - |
| | Варметр | Д-335 | 1,5 | 1 | 0 | 2 | 1 | 3 | - |
| | Лічильник активної енергії | СА3-И681 | 2 | 0,38 | 0,925 | 2 | 1 | 4 | 10,53 |
| | Лічильник реактивної енергії | СР4-И676 | 3 | 0,38 | 0,925 | 2 | 1 | 6 | 15,79 |
| | Лічильник активної енергії | СА3-И681 | 2 | 0,38 | 0,925 | 2 | 8 | 32 | 84,21 |

| | | | | | | | | | |
|----------------|------------------------------|----------|---|------|-------|---|---|----|--------|
| Лінії 10 кВ | Лічильник реактивної енергії | СР4-И676 | 3 | 0,38 | 0,925 | 2 | 8 | 48 | 126,32 |
| Всього: | | | | | | | | 98 | 236,85 |

За таблицею 2.16 розраховуємо вторинне навантаження трансформатора напруги на одному вводі 220 кВ від трансформатора за формулою:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = 2 \text{ ВА};$$

Обираємо трансформатор напруги **НКФ-220-58У1**, $U_{\text{ном}}=220\sqrt{3}$ кВ, $S_{\text{ном}}= 400$ ВА в класі точності 0,5. Три трансформатори з'єднуємо в зірку і отримуємо потужність $3 \cdot 400=1200$ ВА, що набагато більше $S_{2\Sigma}$. Для з'єднання трансформаторів напруги з приборами приймаємо алюмінієвий контрольний кабель **АКРВГ** з перетином жил $2,5 \text{ мм}^2$.

Згідно таблиці 2.16 розраховуємо вторинне навантаження трансформатора напруги однієї секції 10 кВ за формулою:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{98^2 + 236,85^2} = 256,324 \text{ ВА};$$

Обираємо трансформатор напруги **ЗНОЛ.09-10У2**, $U_{\text{ном}}=10\sqrt{3}$ кВ, $S_{\text{ном}}= 75$ ВА в класі точності 0,5. Три трансформатори з'єднуємо в зірку і отримуємо потужність $3 \cdot 75=225$ ВА, що менше $S_{2\Sigma}$. Тому робимо установку двох однофазних трансформаторів **НОЛ.08-10У2**, з'єднаних по схемі відкритого трикутника загальною потужністю $2 \cdot 75=150$ ВА. Загальна потужність всіх встановлених трансформаторів напруги на першій секції $225+150=375$ ВА, що більше $S_{2\Sigma} = 256,324$ ВА. Трансформатори напруги будуть працювати в класі точності 0,5. Для другої секції вибір трансформаторів напруги проводиться аналогічно. Для з'єднання трансформаторів напруги з приборами приймаємо алюмінієвий контрольний кабель **АКРВГ** з перетином жил $2,5 \text{ мм}^2$.

2.6 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 80 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

На стороні напруги 220 кВ підстанції застосовуємо схему «містка» з ремонтною перемичкою рис.2.4.

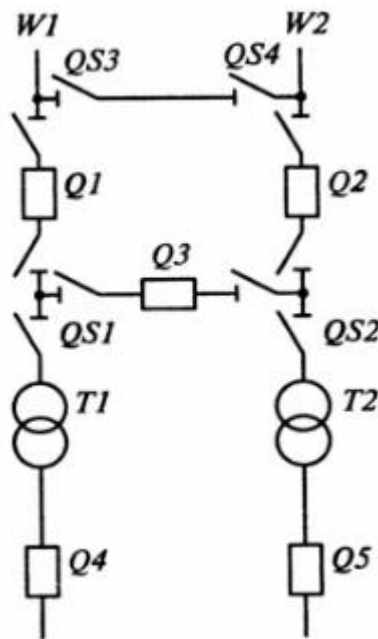


Рисунок 2.4 – Схема «містка» з ремонтною перемичкою

У цій схемі для чотирьох приєднань ВН встановлюються три вимикача Q1, Q2, Q3. В нормальному режимі роботи вимикач Q3 на перемичці між двома трансформаторами (в містку) включений. При пошкодженні на лінії W1(W2) відключається вимикач Q1(Q2), трансформатори T1 і T2 залишаються в роботі, зв'язок з енергосистемою здійснюється по лінії W2(W1). Для збереження в роботі обох ліній при ревізії будь-якого вимикача(Q1, Q2, Q3) передбачається додаткова перемичка з двох роз'єднувачів QS3, QS4. В нормальному режимі роботи один роз'єднувач QS3 перемички відключений. Якщо цього не зробити, то при КЗ в будь-якій лінії (W1 або W2) відключаються обидві лінії. Для ревізії вимикача Q1(Q2) попередньо включають QS3(QS4), потім відключають Q1(Q2) і роз'єднувачі по обидва боки вимикача. У результаті обидва трансформатора і обидві лінії залишилися в роботі. Якщо в цьому режимі відбудеться КЗ на одній лінії, то відключиться Q2, тобто обидві лінії залишаться без напруги. Для ревізії вимикача Q3 також попередньо включають перемичку, а потім відключають Q3. Цей режим має

той же недолік: при КЗ на одній лінії відключаються обидві лінії. Переваги схеми «містка» з ремонтною перемичкою: проста, не погана надійність, економічна, широке застосування, наявність ремонтної перемички.

На стороні напруги 10 кВ підстанції застосовуємо схему з однією системою збірних шин секціоновану вимикачем рис.2.5.

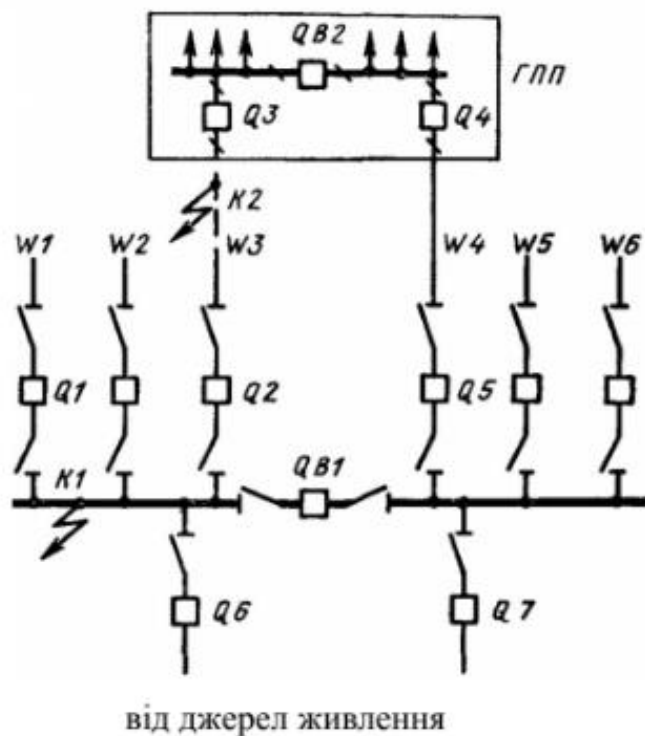


Рисунок 2.5 - Схема з однією системою шин секціонованою вимикачем

Аварія на збірних шинах призводить до відключення тільки одного джерела і половини споживачів; друга секція і всі приєднання до неї залишаються в роботі. При пошкодженні однієї лінії (КЗ в т. К2) відключаються вимикачі Q2, Q3 і автоматично включається QB2, відновлюючи живлення першої секції ГПП по лінії W4. При КЗ на шинах в т. К1 відключаються вимикачі QB1, Q6, Q3 і автоматично включається QB2. При відключенні одного джерела навантаження приймає інше джерело живлення, що залишилося в роботі. Таким чином, живлення ГПП в розглянутих аварійних режимах не порушується завдяки наявності двох ліній живлення, приєднаних до різних секцій шин, кожна з яких повинна бути розрахована на

повне навантаження (100%-ий резерв по мережі). При наявності такого резерву по мережі схема з однією секціонованою системою шин може бути рекомендована для відповідальних споживачів. Між секціями шин краще встановити 2 вимикача так як один може відмовити в режимі КЗ і в разі чого відключаться два джерела живлення від споживачів.

Перевагами схеми є простота, наочність, економічність, широке застосування, досить висока надійність, що можна підтвердити на прикладі приєднання головної понижувальної підстанції (ГПП) до шин електроустановки двома лініями W3, W4.

2.7 Вибір жорстких шин 10 кВ

– розрахункова температура навколишнього середовища: 10°C;

– струми тривалих режимів: $I_{\text{ТРИВ}} = 8083 \text{ А}$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}MU_{\text{НН}}} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8083 \text{ А}$$

– відстань між фазами $a = 0,8 \text{ м}$;

– довжина прольоту $l = 2,0 \text{ м}$;

– струми КЗ на шинах: $I_{\text{П.0}} = 39,586 \text{ кА}$; $i_y = 98,04 \text{ кА}$;

– відносні інтеграли: $W_{R2} = 296,66 \text{ кА}^2\text{с}$

Переріз обираємо за тривало допустимим струмом. Беремо шини коробчастого перерізу, алюмінієві $2 \times 200 \times 90 \times 12 \text{ мм}$, переріз $2 \times 4040 \text{ мм}^2$; $W_{y0-y0} = 490 \text{ см}^3$; $W_{y-y} = 46,5 \text{ см}^3$; $I_{\text{доп}} = 8830 \text{ А}$.

Припустимий струм з урахуванням поправки на температуру навколишнього середовища:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{v_{\text{доп}} - v_{\text{о.ф}}}{v_{\text{доп}} - v_{\text{о.н}}}} = 8830 \cdot \sqrt{\frac{70 - 10}{70 - 25}} = 10196 \text{ А};$$

Припустимий струм з поправкою на температуру виявився більшим, отже обираємо мідні шини коробчастого перерізу $2 \times 225 \times 105 \times 12,5$ мм, переріз 2×4880 мм²; $W_{y0-y0} = 645$ см³; $W_{y-y} = 66,5$ см³; $I_{\text{доп}} = 12500$ А.

Перевіряємо шини на термічну стійкість за формулою:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{R2}}}{C} = \frac{\sqrt{296,66}}{167} \cdot 10^3 = 103,14 \text{ мм}^2;$$

де $C = 167$

Так як мінімальний термічно стійкий переріз менший за вибраний переріз шин, то термічна стійкість шин забезпечується.

Частота власних коливань шинної конструкції розраховується за формулою:

$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{125,2}{2^2} \sqrt{\frac{7250}{2 \cdot 48,8}} = 269,767 \text{ Гц};$$

Оскільки $f_0 > 200$ Гц, то резонанс відсутній.

Напруження в матеріалі шин від взаємодії між фазами розраховується за формулою:

$$\sigma_{\phi \max} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 l^2}{a W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8} = \sqrt{3} \cdot \frac{98004^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-8}}{0,8 \cdot 645} = 1,29 \text{ МПа};$$

Сила взаємодії між швелерами розраховується за формулою:

$$f_{\Pi} = 0,5 \frac{i_y^2}{h} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{98004^2}{0,225} \cdot 10^{-7} = 2134,39 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

Максимальна відстань між місцями зварювання швелерів розраховується за формулою:

$$l_{n \max} = \sqrt{\frac{12(\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\phi \max})W_{\Pi}}{f_{\Pi}}} = \sqrt{\frac{12 \cdot (171,5 - 1,29) \cdot 66,5}{2134,39}} = 7,977 \text{ м}$$

де $W_{\Pi} = W_{y-y} = 66,5$ см³;

$\sigma_{\text{доп}} = 171,5$ МПа

2.8 Вибір гнучких шин 220 кВ

У РП 35 кВ і вище поряд із жорсткими шинами застосовують гнучкі багатодротяні сталелюмінієві проводи. Переріз проводів і їх кількість у фазі

| | | | | | | | | | | |
|------|------|---------|---------|------|-------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | БР 3.6.141.368 ПЗ | | | | | 84 |

вибирають відповідно до робочого струму приєднання, а також номінальною напругою для виключення коронування.

Проводи ЛЕП напругою вище 35 кВ, проводи зв'язків блочних трансформаторів з ВРП, гнучкі струмопроводи вибираємо за економічною щільністю струму:

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{j_e} = \frac{183,702}{1,0} = 183,702 \text{ мм}^2;$$

де j_e – нормована економічна щільність струму, А/мм²;

$I_{\text{норм}}$ – струм нормального режиму (без перевантажень), А

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{0,7 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 183,702 \text{ А};$$

Для виключення корони в РП 220 кВ обираємо рекомендовану марку і переріз проводів - 1×АС600/72. З діаметром 33,2мм та допустимим струмом $I_{\text{доп}}=1050 \text{ А}$.

Виконаємо перевірку проводів за тривало допустимим струмом за умовою:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}} \text{ – умова виконується};$$

де $I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А}$;

$$I_{\text{max}} = I_{\text{max}}^{\text{ВН}} = 367,405 \text{ А}$$

Перевірку гнучких шин РП 220 кВ на електродинамічну дію струму КЗ не виконуємо так як струм короткого замикання $I_k < 20 \text{ кА}$.

3 Розрахунок релейного захисту

Виконуємо розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатозаземлених замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю.

Опір системи: $X_{с.макс} = 10 \text{ Ом}$, $X_{с.мін} = 22 \text{ Ом}$

Тип трансформатора: ТРДЦН-100000/220

Паспортні дані трансформатора

| Тип | S _{ном} , МВА | Межі регул юванн я | Каталожні дані | | | | | | Розрахункові дані | | | Схема і група з'єднан ня обмото к |
|----------------------|---------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|---------------------------|--|
| | | | U _{ном} обмоток, кВ | | U _к , % | ΔP _к , кВт | ΔP _х , кВт | I _х , % | R _г , Ом | X _г , Ом | ΔQ _х , кВАр | |
| | | | ВН | НН | | | | | | | | |
| ТРДЦН- 100000/220 | 10 0 | ±8×1, 5 | 230 | 11/11; 38,5 | 12 | 36 0 | 115 | 0,7 | 1,9 | 63,5 | 700 | УН/Д- Д-11-11 |

БР 3.6.141.368 ПЗ

| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | | | |
|-----------|------|--------------|---------|------|-------------|------|--------|
| Разраб | | Усіков Д.І. | | | Литера | Лист | Листов |
| Пров | | Лебеда | | | | | |
| Н. Контр. | | | | | СумДУ ЕТ-81 | | |
| Утв | | Лебединський | | | | | |

Проектування електричної мережі
та вибір обладнання підстанції

Пояснювальна записка

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розраховуємо струми КЗ в максимальному і мінімальному режимах системи.

Струм КЗ приведений до напруги 220 кВ.

Для створення схеми заміщення розраховують опір трансформатора

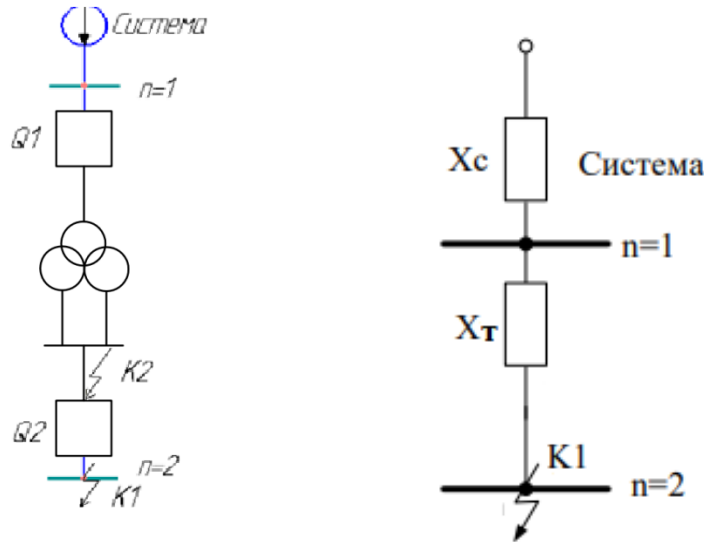


Рисунок 3.1 - Схема підключення захищеного трансформатора

$$X_T^{BH} = \frac{U_{KB\%} \cdot U_B^{2 \text{ ср.ном}}}{100 \cdot S_H} = \frac{12 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 63.48 \text{ Ом}$$

$$X_B^{BH} = 0.125 \cdot X_T^{BH} = 0.125 \cdot 63.48 = 7.935 \text{ Ом}$$

$$X_{H1}^{BH} = X_{H2}^{BH} = 1.75 \cdot X_T^{BH} = 1.75 \cdot 63.48 = 111.09$$

При розрахунку струмів КЗ для захистів трансформаторів с РПН слід урахувати зміни опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ приблизно можна прийняти:

$$x_{m.\text{мін}} = x_{m.\text{ном}}(1 - \Delta U)^2; \quad x_{m.\text{макс}} = x_{m.\text{ном}}(1 + \Delta U)^2$$

звідси

$$x_{B.\text{макс}} = 7.935 (1 + 0.8)^2 = 25.709 \text{ Ом}$$

$$x_{B.\text{мін}} = 7.935 (1 - 0.8)^2 = 0.317 \text{ Ом}$$

$$x_{H.\text{макс}} = 111.09 (1 + 0.8)^2 = 359.932 \text{ Ом}$$

$$x_{H.\text{мін}} = 111.09 (1 - 0.8)^2 = 4.444 \text{ Ом}$$

Струм КЗ на шинах НН

$$I_{K1.\text{макс}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}(x_{c.\text{макс}} + x_{B.\text{мін}} + x_{H.\text{мін}})} = \frac{230}{\sqrt{3}(10 + 0.317 + 4.444)} = 8.996 \text{ кА}$$

$$I_{к2.мін}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мін} + x_{в.мах} + x_{н.мах})} = \frac{230}{2 \cdot (22 + 25.709 + 359.932)} = 0.289 \text{ кА}$$

3.2 Розрахунок поперечної диференційного струмового захисту

3.2.1 Попередній розрахунок диференційного захисту і вибір типу реле

1. Визначимо середнє значення первинних і вторинних номінальних струмів для всіх плеч диференційного захисту (по номінальній потужності найбільш потужної обмотки трансформатора). Розрахунки зводяться в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків

| Найменування величини | Розрахунковий вираз | Чисельне значення для сторони | | |
|---|--|---|--|--|
| | | 230 кВ | 11 кВ | 11 кВ |
| Первинний номінальний струм трансформатора, А | $I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$ | $\frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 251.021$ | $\frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 5248.638$ | $\frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 5248.638$ |
| Схема з'єднання обмоток трансформатора струму | | Y | Δ | Δ |
| Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму | $k_{ТА}$ | 300/5 | 6000/5 | 6000/5 |
| Коефіцієнт схеми | $k_{сх}^{(3)}$ | 1 | $\sqrt{3}$ | $\sqrt{3}$ |
| Вторинний струм в плечі захисту, А | $I_{2\text{ ном}} = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{сх}^{(3)}}{k_{ТА}}$ | $\frac{251.021 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 4.184$ | $\frac{5248.638 \cdot \sqrt{3}}{\frac{6000}{5}} = 7.576$ | $\frac{5248.638 \cdot \sqrt{3}}{\frac{6000}{5}} = 7.576$ |

Струм спрацювання захисту вибирається по більшому з двох розрахованих умов $I_{C.3.} = k_{отс.} \cdot I_{НОМ}$, $I_{C.3.} \geq k_z \cdot I_{нб.расч.}$

а) відбудова від кидка струму намагнічування:

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.НОМ}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0.251 \text{ кА}$$

$$I_{C.3.} = k_{отс.} \cdot I_{НОМ} = 1.3 \cdot 0.251 = 325 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу:

$$I_{C.3.} = k_3(k_{одн}\varepsilon + \Delta U) \cdot I_{K1.макс}^{(3)} = \\ = 1.3 \cdot (1 \cdot 0.1 + 0.08) \cdot 8.996 \cdot 1000 = 2105 \text{ A}$$

Приймаємо $I_{C.3.} = 2105 \text{ A}$

2. Попередня перевірка чутливості:

$$Kч = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{289}{2105} = 0.14 < 2 - \text{ не задовільняє}$$

3. Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахованою є відбудова от струму небалансу, то слід використати реле типу ДЗТ-11, якого струм спрацювання захисту вибирається за умовами:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{C.3.} = 1.5 \cdot 0.251 = 375 \text{ A}$$

б) відбудова від струму небалансу при КЗ на НН

$$I_{C.3.} = 1.5(1 \cdot 0.1 + 0.08) \cdot 8.996 \cdot 1000 = 2428 \text{ A}$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкой гальмівної обмотки зі сторони НН. Тоді струм спрацювання захисту приймаємо $I_{C.3.} = 375 \text{ A}$

4. Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:

$$Kч = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{289}{375} = 0.77 < 2 - \text{ не задовільняє}$$

Це значення $Kч$ менше нормованого, однак, вже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ буде:

$$I_{K.мін}^{(2)} = \frac{230}{2(22 + 7.935 + 111.09)} = 815 \text{ A}$$

$$Kч = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{815}{375} = 2.17 > 2 - \text{ задовільняє}$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути обрана.

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні НН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки випрямлення знаходиться за формулою:

$$I_{\text{Нб.роз}} = k_3 (k_{\text{пер}} \varepsilon + \Delta U + \Delta w_{\text{осн}}) \cdot I_{\text{к1.макс}}^{(3)}$$

$$= 1.5(1 \cdot 0.1 + 0.08 + 0.019) \cdot 8.996 \cdot 10 = 2685 \text{ А}$$

де $\Delta w_{\text{осн}} = \frac{15.3-15}{15.3} = 0.019$

Кількість витків гальмівної обмотки знаходять за формулою:

$$w_{\text{гальм}} = \frac{k_3 \cdot I_{\text{Нб.роз}} \cdot w_{\text{осн}}}{I_{\text{к1.макс}}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha} = \frac{1.5 \cdot 2685 \cdot 15}{8996 \cdot 0.75} = 8.95$$

Таким чином, к улаштуванню на реле приймаються наступні витки:

$$w_1 = 12; w_p = 15; w_{\text{гальм}} = 9$$

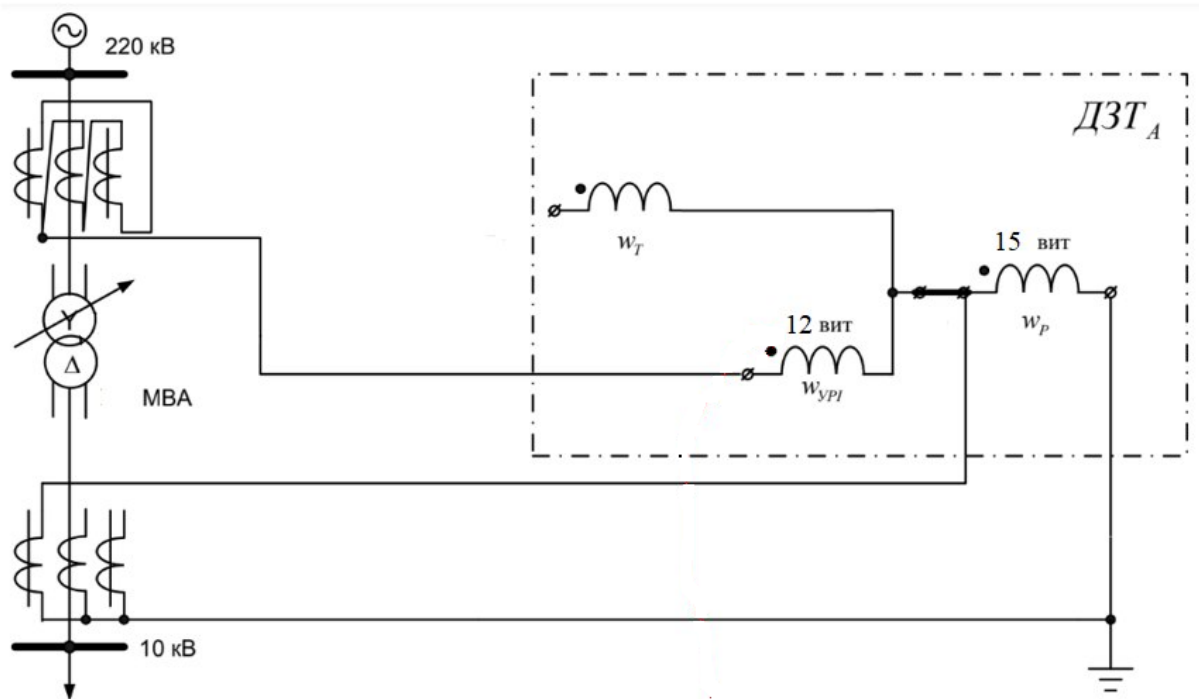


Рисунок 3.2 – Включення обмоток реле в диференційному захисті трьохобмоткового трансформатора

3.3 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі

Спочатку визначається струм спрацювання МСЗ без пуску по напрузі:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_B} k_c I_{\text{нагр.макс}} = \frac{1.2}{0.8} \cdot 2.5 \cdot 251.021 = 941.329 \text{ А};$$

Чутливість захисту перевіримо при КЗ на шинах НН в мінімальному розрахунковому режимі:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін(К1)}}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{289}{941.329} = 0.307$$

Так як чутливість МСЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторони НН трансформатора. В цьому випадку струм спрацювання захисту, визначений по рівнянню дорівнює:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_B} I_{\text{нагр.макс}} = \frac{1.2}{0.8} \cdot 251.021 = 376.532 \text{ А};$$

а чутливість захисту в той же розрахунковій точці складає:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін(К1)}}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{289}{376.532} = 0.767$$

Напруга спрацювання органу блокування при симетричних КЗ визначимо приблизно по виразу:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{с.мін}}{k_B} = \frac{0.7 \cdot 230}{1.2} = 134.16 \text{ кВ};$$

Напруга спрацювання органу блокування при несиметричних КЗ визначається по:

$$U_{2с.з} = 0.06 \cdot U_{\text{ном}} = 0.06 \cdot 230 = 13.8 \text{ кВ};$$

Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на приймальних сторонах трансформатора, куди і підключені блокуючі реле, т.е. $U_{\text{к.зах}}^{(3)} = 0$, а

$$U_{2\text{к.зах}} = \frac{U_{\phi}}{2 \cdot \sqrt{3}} = \frac{230}{2 \cdot \sqrt{3}} = 66.395 \text{ кВ};$$

Тоді

| | | | | | | | | | | |
|------|------|---------|---------|------|-------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 92 |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | БР 3.6.141.368 ПЗ | | | | | |

$$k_{\text{ч}U} = \frac{U_{\text{с.з}}}{U_{\text{к.макс}}} = \frac{134.16}{0} > 1.5$$

$$k_{\text{ч}U} = \frac{U_{2\text{к.зах}}}{U_{2\text{с.з}}} = \frac{66.395}{13.8} = 4,811 > 1.5$$

Так як при КЗ на прийомній стороні трансформатора $k_{\text{ч}} > 1,5$, то диференційний захист шин на цих сторонах можна не встановлювати.

Струм спрацювання захисту від симетричного перевантаження, діючий на сигнал, визначається по умові відбудови від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, по виразу:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3}{k_B} I_{\text{т.ном}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 251.021 = 329.465 \text{ А};$$

Витримки часу МСЗ узгоджуються з витримками часу захистів ліній на стороні НН.

4 БлискOVOKO захист та заземлення підстанції

4.1 БлискOVOKO захист

Розраховуємо висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-220 кВ, встановлених на двох порталах, рис 4.1 (поз. 1 і 2), і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених на рис. 4.1 (поз. 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП. Надійність зони захисту від уражень блискавки $P_s = 0,999$

Накреслити горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів на висоті h_x та вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів, розташованих по діагоналі ВРП. Параметри розміщення блискавковідводів по площині ВРП наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1.

| A, м | B, м | L ₁ , м | L ₂ , м | L ₃ , м | L ₄ , м | L ₅ , м | h _x , м |
|------|------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 60 | 40 | 30 | 10 | 28 | 10 | 10 | 6 |

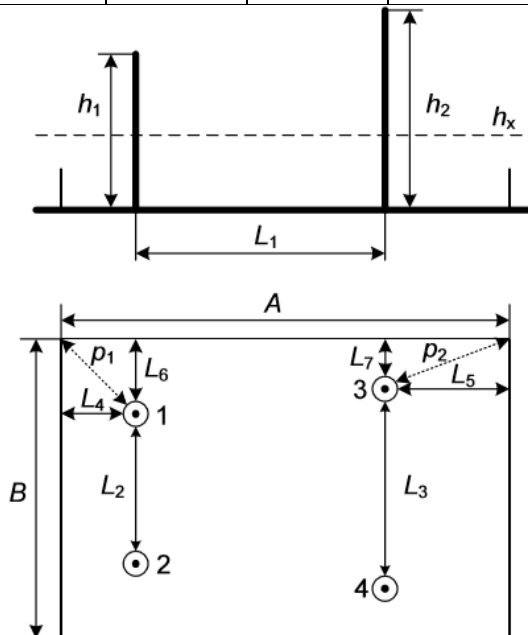


Рисунок 4.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-220 кВ

| | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--------------|---------|---------|------|---|--------|------|--------|---|----|-----|
| <i>БР 3.6.141.368 ПЗ</i> | | | | | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | Проектування електричної мережі та вибір обладнання підстанції Пояснювальна записка | | | | | | |
| Разраб | Усіков Д.І. | | | | | | | | | | |
| Пров | Лебедка | | | | | | | | | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | | | | |
| Утв | Лебединський | | | | | | | | | | |
| | | | | | <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%; text-align: center;">Литера</td> <td style="width: 20%; text-align: center;">Лист</td> <td style="width: 20%; text-align: center;">Листов</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">у</td> <td style="text-align: center;">93</td> <td style="text-align: center;">102</td> </tr> </table> | Литера | Лист | Листов | у | 93 | 102 |
| Литера | Лист | Листов | | | | | | | | | |
| у | 93 | 102 | | | | | | | | | |
| | | | | | СумДУ ЕТ-81 | | | | | | |

4.1.3 Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи з умови, що $r_{x1} = p_1$

$r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

$$r_{x1} = p_1 = 18,028 \text{ м,}$$

$$r_{x3} = p_2 = 11,662 \text{ м}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}$$

$$\frac{0,6h_1(0,7h_1 - h_x)}{0,7h_1} = 18,028 \Rightarrow h_1 = h_2 = 38,62 \text{ м}$$

$$\frac{0,6h_1(0,7h_1 - h_x)}{0,7h_1} = 11,662 \Rightarrow h_3 = h_4 = 28,01 \text{ м}$$

4.1.4 Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 10 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 0,7 \cdot 38,62 = 27,034 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 0,6 \cdot 38,62 = 23,172 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{23,172(27,034 - 6)}{27,034} = 18,028 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25h_1 = 2,25 \cdot 38,62 = 86,895 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25h_1 = 164,135 \text{ м}$$

$h_{c12} = h_{01} = 27,034 \text{ м}$ (при умові $L_{12} \leq L_{c12}$)

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = 18,028 \text{ м}$$

4.1.5 Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 3 та 4

$$L_{34} = L_3 = 28 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 19,607 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 16,806 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 11,663 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25h_3 = 63,023 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = 4,25h_3 = 119,043 \text{ м}$$

$h_{c34} = h_{03} = 19,607 \text{ м}$ (при умові $L_{34} \leq L_{c34}$)

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 11,663 \text{ м}$$

$$h_{cmin14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = 23,32 \text{ м}$$

$$r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{04}}{2} = 19,989 \text{ м}$$

$$r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{cmin14} - h_x)}{h_{cmin14}} = 14,846 \text{ м}$$

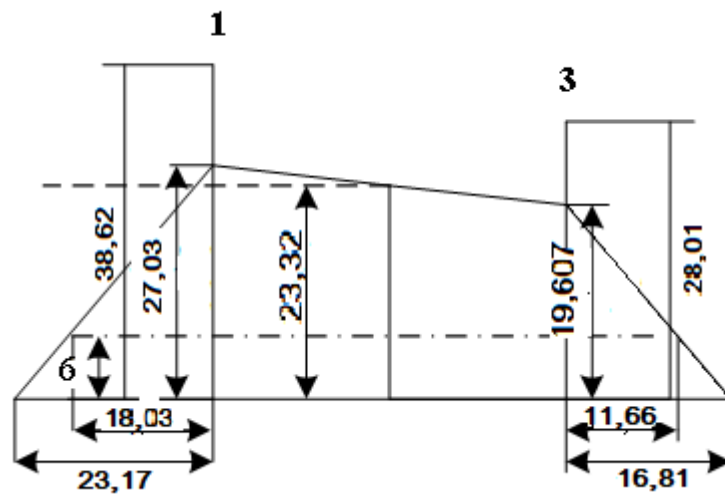


Рис. 4.2 – Блискавковідводи 1 та 3

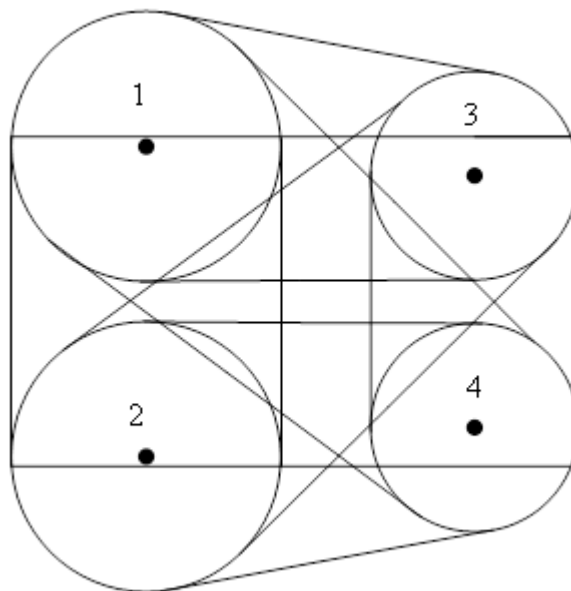


Рис. 4.3 – Зона захисту підстанції

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

4.2 Заземлення підстанції

Розраховуємо опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП.

Таблиця 4.2 – Вихідні дані

| $a, \text{ м}$ | $b, \text{ м}$ | $\rho_{\text{вим}}, \text{ Ом} \cdot \text{ м}$ | $n_{\text{тр}}, \text{ шт}$ | $l_{\text{пр}}, \text{ м}$ | Тип тросу |
|----------------|----------------|---|-----------------------------|----------------------------|-----------|
| 60 | 40 | 50 | 2 | 150 | С-50 |

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованих у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки беремо 10 м, довжину вертикальних електродів 10 м.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{\text{розр}} = K \rho_{\text{вим}} = 1,4 \cdot 50 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{ м}$$

K – сезонний коефіцієнт. Для середньої вологості ґрунту при проведенні вимірів припускаємо, що $K=1,4$.

Опір заземлення системи трос-опора:

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}} R_{\text{оп}}}$$

$R_{\text{тр}}$ – опір троса між опорами;

$R_{\text{оп}}$ – опір заземлення опори.

Опір троса:

$$R_{\text{тр}} = \frac{0,0037 l_{\text{пр}}}{n_{\text{тр}}} = \frac{0,0037 \cdot 150}{2} = 0,278 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

При $\rho_{\text{розр}} \leq 100$: $R_{\text{оп}} \leq 10$

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}} R_{\text{оп}}} = \sqrt{0,278 \cdot 10} = 1,666 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{\text{пр}} = R_{\text{тр-оп}} = 1,666 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_3 = \frac{R_{\text{доп}} R_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}} - R_{\text{доп}}} = \frac{0,5 \cdot 1,666}{1,666 - 0,5} = 0,714 \text{ Ом}$$

$R_{\text{доп}}$ – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю
 $R_{\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом}$

Знаходимо опір заземлювального контуру ВРП, що складається із сітки вертикальних електродів об'єднаних горизонтальними смугами:

$$R_{\text{з.р}} = \rho_{\text{розр}} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + nl} \right)$$

L – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів.

l – довжина вертикальних електродів $l = 2 \text{ м}$

n – кількість вертикальних електродів

$$\sqrt{S} = \sqrt{a \cdot b} = \sqrt{60 \cdot 40} = 48,99$$

A – коефіцієнт, що залежить від $\frac{l}{\sqrt{S}} = \frac{2}{48,99} = 0,041$.

$$\frac{0,43 - 0,4}{0,05 - 0,02} \cdot 0,041 - 0,02 = 0,021$$

Приймаю $A = 0,43 - 0,021 = 0,409$

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = 6 \cdot 2 + 4 \cdot 2 = 82 \text{ шт}$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів

$$L = a \cdot 7 + b \cdot 5 = 620 \text{ м}$$

$$R_{\text{з.р}} = 70 \left(\frac{0,409}{48,99} + \frac{1}{620 + 20 \cdot 2} \right) = 0,691 \text{ Ом}$$

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

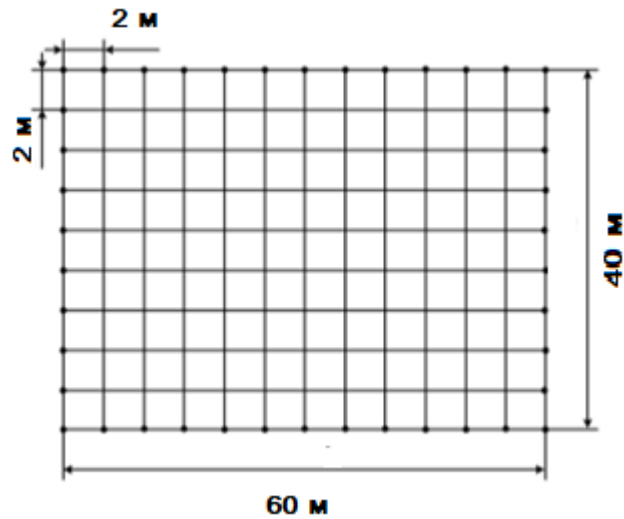


Рис 4.4 – Схема заземлювального контуру

Так як розрахункове значення $R_{з.р.}$ менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення $R_{з.р.} < R_{з.}$, то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

| | | | | |
|------|------|---------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата |

ВИСНОВОК

В роботі бакалавра за завданням розробив конфігурацію мережі. За допомогою плану мережі і знаючи навантаження споживачів, було визначено напрямки потужності, визначені напруги і підібрані проводи до неї, також були визначені необхідні трансформатори для споживачів з урахуванням їх категорій. Визначили втрати мережі, розрахували аварійний режим мережі і режим мінімальних навантажень.

На другому етапі було обрано одну з підстанцій. Згідно добових графіків навантаження було зроблено заміну трансформатора на більш потужний. За всіма розрахунками було вибрано вимикачі і роз'єднувачі, обрані трансформатори власних потреб, взяли трансформатори струму та напруги для різних ділянок, визначились зі схемами електричних з'єднань підстанції, зробили перевірку жорстких і гнучких шин, розроблено однолінійну електричну схему підстанції згідно всіх правил і норм.

В третьому етапі було виконано розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатофазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізолюваною нейтраллю і вибрано реле типу ДЗТ-11.

В четвертому етапі було розраховано блискавкозахист і заземлення підстанції.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|---------|---------|------|-------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 102 |
| Изм. | Лист | № докум | Подпись | Дата | БР 3.6.141.368 ПЗ | | | | | |

