Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

Завідувач кафедри електроенергетики

_____І.Л. Лебединський

"___"_____2021 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

На тему: Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання електричних мереж

Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ-71_____Сарикут М. Д.

Керівник: к.т.н., доцент_____Василега П. О.

Суми-2021

Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра Електроенергетики
Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри
к.т.н, доц., Лебединський І Л.
_____
(підпис)
“____”_____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студента
Сарикут Доган Мехмет

1. Тема дипломного проекту. «Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання електричних мереж», затверджена наказом № _____ від _____.

2. Дата здачі роботи «___» _____ 2021 р.

3. Початкові дані проекту. Для розрахунку електричної мережі розроблюються два варіанти виконання самої мережі, на основі категорії споживачів електричної енергії. За вказаними потужностями споживачів, визначаємо номінальну напругу ліній електропередач, визначаємо потокорозподіл і обираємо переріз проводів для кожного варіанту схеми. На основі порівняння за втратами електричної енергії робимо вибір найбільш раціональної схеми. Визначаємо струми короткого замикання для розрахунку електричної частини обраної підстанції. Остаточно для неї виконуємо розрахунок релейного захисту.

4. Зміст пояснювальної записки. Реферат, вступ, чотирьох основних розділів, висновок, список використаних джерел.

5. Перелік графічного матеріалу. Графічний матеріал наведений у додатках.

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Основний	Василега П.О.	24.04.21	24.04.21
Охорона праці	Василега П.О.	24.04.21	24.04.21

7. Дата видачі завдання «24» квітня 2021 р.

Керівник проекту _____
(підпис)

Завдання прийняв до виконання _____
(підпис)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

підготовки дипломного проекту

№ п/п	Найменування етапів дипломного проекту	Терміни представлення матеріалу керівнику
1	Розрахунок електричної мережі	25.04.21-02.05.21
2	Розрахунок електричної частини підстанції	02.05.21-19.05.21
3	Розрахунок релейного захисту	19.05.21-23.05.21
4	Охорона праці	23.05.21 - 26.05.21
5	Оформлення пояснювальної записки	30.05.21
6	Здача роботи на перевірку	30.05.21
7	Захист роботи	04.06.21

Студент-дипломник _____
(підпис)

Керівник диплому _____
(підпис)

Зміст

Реферат 6

Вступ 7

1 Розрахунок електричної мережі 9

1.1 Вихідні дані 9

1.2 Вибір схем електропостачання 10

1.3 Визначення довжин ліній 12

1.4 Наближене визначення потоків потужності 13

1.5 Вибір номінальної напруги 14

1.6 Вибір перерізу проводів 15

1.7 Вибір трансформаторів на підстанціях 16

1.8 Складання схеми заміщення електричної мережі 19

1.9 Нормальний режим роботи електричної мережі 21

1.10 Розрахунок рівня напруги у вузлах мережі та на підстанціях 22

1.11 Регулювання напруги у схемі 23

1.12 Розрахунок річних втрат у електричній мережі 24

1.13 Аварійний режим роботи електричної мережі 26

1.14 Регулювання напруги у післяаварійному режимі 27

1.15 Мінімальний режим роботи електричної мережі 27

2 Розрахунок електричної частини підстанції 29

2.1 Вихідні дані 29

2.2 Вибір силових трансформаторів та перевірка за графіком навантаження 29

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання. Вибір високовольтних апаратів розподільчих пристроїв 31

2.4 Вибір ошиновки РП 37

2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги, трансформаторів власних потреб 40
2.6 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції 47
3 Розрахунок релейного захисту 51
3.1 Теоретичні відомості 51
3.2 Обрання уставок реле ДЗТ 52
3.3 Розрахунку диференційного захисту трансформатора на реле типу ДЗТ-11 54
4 Охорона праці 64
Тема: Правила утримання силових трансформаторів та масляних реакторів щодо убезпечення небезпеки 64
4.1 Теоретичні відомості 64
4.2 Силові трансформатори та масляні реактори 64
Висновки 68
Список використаної літератури 69
Додатки 72

Реферат

Пояснювальна записка с. 75, рис. 16, табл. 41, джерел 17, кресл. 3

Бібліографічний опис: ‘’Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання електричних мереж’’ робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність – ‘’Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка’’; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Сарикут Д. М.; Василега П. О. – Суми: СумДУ, 2021. – 75 с.

Тема роботи: Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання електричних мереж

The estimation of parameters and choosing of electrical installations of the electrical networks.

Об'єкт дослідження – схема проектування електричної мережі.

Мета роботи – необхідно розрахувати параметри системи електропостачання та провести вибір електрообладнання з подальшим розрахунком релейного захисту на основі вихідних даних про споживачів.

Графічні матеріали: варіанти проектування електричної мережі, схема заміщення економічно-обґрунтованого варіанту електричної мережі; схема розрахунку релейного захисту та включення ДЗТ-11.

Основний зміст роботи: розрахунок електричної мережі; розрахунок електричної частини станції та підстанції; розрахунок релейного захисту; охорона праці.

Ключові слова: потоки електроенергії, система та мережа електроенергії, проектування, підстанція, коротке замикання, комплекси, прилади та обладнання, релейний захист та системи автоматичного управління.

power flows, electricity system and network, architecting, substation, short circuit, complexes, devices and equipment, relay protection and automatic control systems.

Вступ

Наведений дипломний проект орієнтований на проектування районних електричних мереж в частині розробки мережі 35-220 кВ, для електропостачання промислового району, який налічує підприємства сільськогосподарської та промислової галузі з зазначеної потужністю споживачів.

Процес проектування електричних мереж в наш час складається з ряду послідовних етапів, першим з яких є складання технічно конкурентноспроможних варіантів схем, а надалі – порівняння цих варіантів за техніко-економічними показниками і вибір з них найкращого. Оцінці техніко-економічних показників варіантів передує визначення їх технічних параметрів, якими є номінальна напруга, кількість ланцюгів та перерізи струмоведучих елементів ліній електропередач, кількість та потужність трансформаторів на знижувальних підстанціях, показники схем їх електричних з'єднань, а також місця встановлення і потужності компенсуючих установок

У проекті розробляються вирішення наступних завдань:

а) вибір найкращого, за конфігурацією, варіанту електричної мережі;

б) вибір номінальних напруг кожної ділянки мережі;

в) вибір типу та потужності трансформаторів на підстанціях; вибір перерізів проводів лінії електропередачі та їх перевірка на довготривалі значення струмів;

г) розрахунок параметрів лінії та трансформаторів і складання схем заміщення електричної мережі;

ґ) виконання розрахунку усталених режимів розімкненої мережі для умов максимальних та мінімальних навантажень та найбільш вірогідного та важкого післяаварійного режиму;

д) техніко-економічне порівняння варіантів електричної мережі та визначення техніко-економічних показників оптимального варіанту мережі;

е) розрахунок електричних навантажень на основі добових графіків, вибір кількості і потужності та перевірка потужності силового трансформатора;

є) вибір головної схеми підстанції;

ж) розрахунок струмів короткого замикання та вибір електричних апаратів та струмопровідних частин;

з) розрахунок релейного захисту силового трансформатору.

1 Розрахунок електричної мережі

1.1 Вихідні дані

У табл. 1.1 подана вихідна інформація про споживачів 1–4: координати X і Y споживачів щодо джерела живлення, їхні максимальні активні потужності $P_м$, коефіцієнти потужності cosφ, час використання максимального навантаження $T_м$ і категорії споживачів. Також подані координати X і Y споживачів 5 і 6 щодо точки їх прив'язки, їхні максимальні активні потужності $P_м$, коефіцієнти потужності cosφ, час використання максимального навантаження $T_м$ і категорії споживачів із надійності.

У табл. 1.2 подана додаткова вихідна інформація про споживачів і їхнє розташування: масштаб для споживачів 1–4, частка кожного з навантажень в мінімальному режимі $P_{мін}$ щодо максимального режиму, точка прив'язки навантажень 5 і 6, масштаб для споживачів 5 і 6 щодо точки прив'язки.

Таблиця 1.1– Вихідні дані про характеристики всіх 6-ти споживачів

Параметр	Споживачі					
	1	2	3	4	5	6
X, мм	32	18	28	-20	22	11
Y, мм	21	16	31	6	12	13
P, МВт	32	60	48	23	654	887
cosφ	0,89	0,78	0,88	0,88	0,95	0,82
$T_м$, год	3670	5220	4870	5540	6580	5240
Категорія	I	II	II	III	I	III

Таблиця 1.2. - Вихідна інформація про споживачів та їх розташування

Характеристика споживачів	Чисельні значення
Масштаб для споживачів 1–4 , км/мм	1
Масштаб для споживачів 5 і 6 щодо точки прив’язки, км/мм	0,5
Споживач, до якого прив'язані споживачі 5 і 6	4
Частка всіх навантажень у мінімальному режимі P_{min} щодо максимального	0,61

А повну потужність представимо у вигляді:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2};$$
$$S_i = P_i + jQ_i \quad (1.1)$$

1.2 Вибір схем електропостачання

Вибір економічно доцільних схем мережі є одним з основних завдань проекту. Схема мережі і знаходяться в тісній техніко-економічній взаємозалежності. Так зміна схеми мережі може призвести до необхідності зміни номінальної напруги мережі в цілому чи її окремих частин. Має місце і обернена залежність схеми мережі і номінальної напруги мережі. Через те вибір схеми і номінальної напруги мережі повинні проводитись одночасно. [3, с. 5] Створення варіантів не повинне мати характер випадкових рішень, а, навпаки, підпорядковуються певним логічним вимогам. Основні з них такі:

- надійність роботи;
- якість енергії;
- економічність;
- можливість подальшого розвитку.

Конфігурація електричної мережі, що проектується, також у значній мірі визначається умовами надійності електропостачання. У відповідності з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [2] навантаження I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення. Для такого роду споживачів необхідно в більшості

випадків передбачати живлення по двох окремих лініях, так як двоколова ЛЕП при пошкодженні опор через вітер, ожеледь і т.п. не забезпечує необхідної міри надійності. Для споживачів II категорії допускається живлення по двоколовій лінії, а для електроприймачів III категорії досить передбачити споживання від однієї лінії електропередачі.

Слід відзначити, що у багатьох випадках потрібно здійснювати передачу електричної енергії в район її споживання по лініях більш високої напруги, а всередині цього району розподіляти енергію по лініях більш низької номінальної напруги. За можливий післяаварійний режим при такій попередній оцінці варіантів достатньо розглянути тільки випадок відключення або пошкодження однієї із ліній мережі, що призводить до найбільшого зниження напруги на шинах у найбільш віддаленого споживача.

При виборі схем електричної мережі можна користуватися наступними основними принципами:

- з пункту живлення проводиться двоколова лінія в один з найближчих пунктів електроспоживання або у пункта з найбільшим навантаженням;
- розгалуження електричної мережі повинне співпадати з будь-яким із вузлів навантаження і не може проходити довільно по місцевості;
- на основі загальних міркувань (довжини ліній, кількості вимикачів, втрат напруги і т.д.) для подальшого розгляду обирається один варіант це можу бути варіант радіальної мережі або кільцевої, або ін..

Схеми варіантів мережі повинні бути приведені на рисунках у пояснювальній записці.

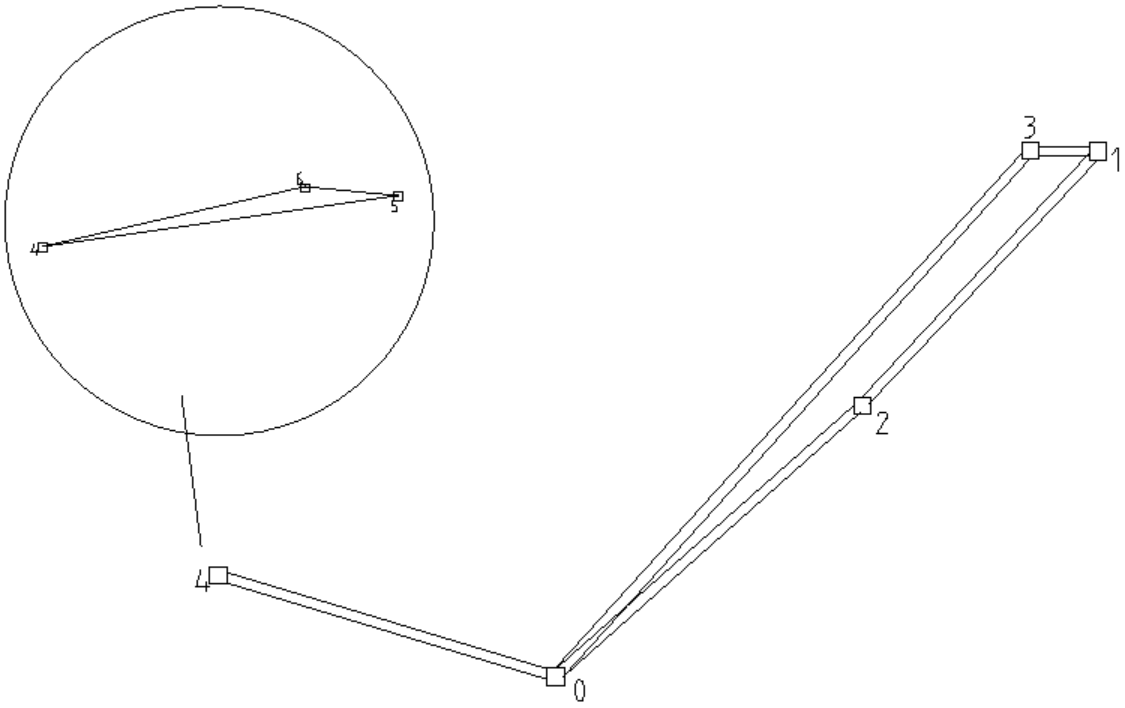

Рис. 1.1 - Вихідна схема «А»

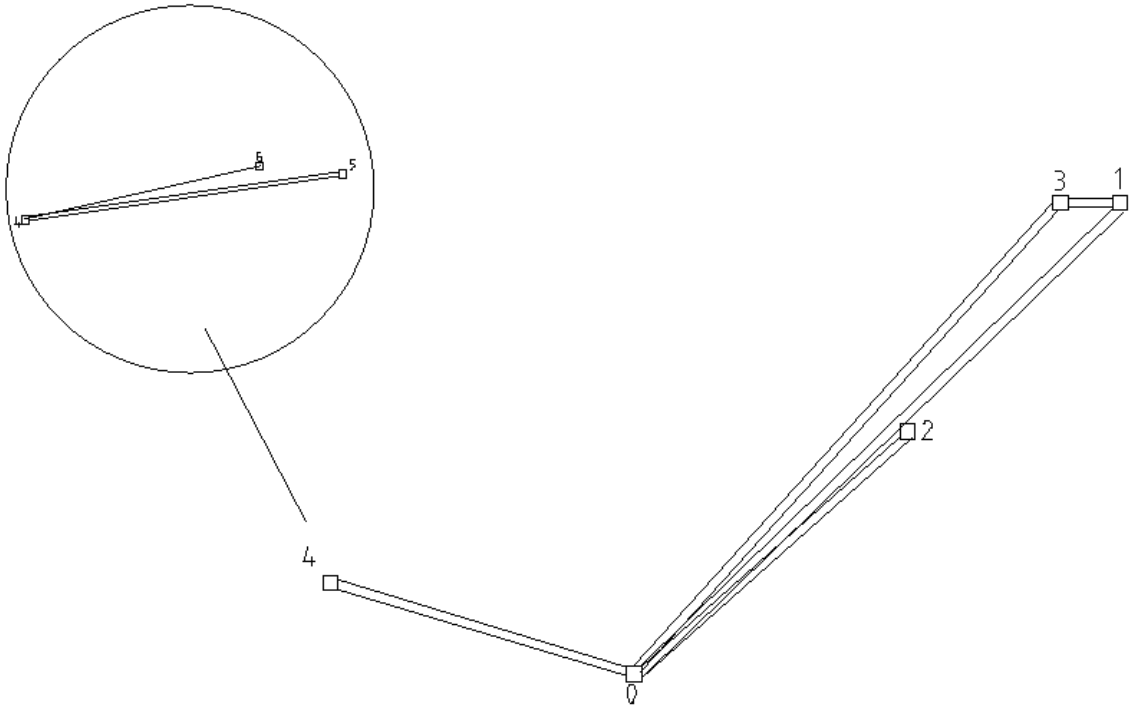

Рис. 1.2 - Вихідна схема «В»

1.3 Визначення довжин ліній

Довжина ділянки мережі визначається за формулою:

$$L_i = 1{,}16 \cdot m_l \cdot l_i \qquad (1.2)$$

- де m_i – масштаб в км/мм; l_i – довжина на карті, мм; 1,16 – коефіцієнт не лінійності траси (приймає значення як для Північного Казахстану).

Результати розрахунку наведені у табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Дійсні довжини ліній

Відрізок лінії	Довжина на карті, мм	Коефіцієнт нелінійності	Дійсна довжина, км
0-2	24,0832	1,16	55,873
0-3	41,773	1,16	96,913
1-2	20,518	1,16	47,602
1-3	4	1,16	9,28
0-4	20,886	1,16	48,456
4-6	31,781	1,16	18,433
5-6	11,0454	1,16	6,406
4-5	42,426	1,16	24,607

1.4 Наближене визначення потоків потужності

Визначення попереднього потокорозподілу потужності в кожному з намічених варіантів виконується при наступних припущеннях [4, с. 9].

1. В розрахунковому навантаженні кожної споживчої підстанції на стороні вищої напруги враховується лише навантаження на вторинній стороні трансформаторної підстанції, тобто приймається, що в трансформаторах відсутні втрати потужності, не враховуються ємнісні потужності ліній.

2. Замкнуті мережі вважаються однорідними, що дає можливість визначати потокорозподіл на ділянках мережі за довжиною ліній (з урахуванням нелінійності траси). Замість опорів беремо значення довжин ліній.

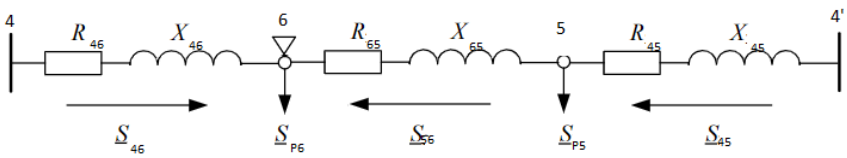

Рис. 1.3 – Розрахунок потужностей у замкненій мережі

Проводимо розрахунок потоків потужностей:

$$\underline{S}_{46} = \frac{\underline{S}_{P6}(L_{65}+L_{45})+\underline{S}_{P5}\cdot L_{45}}{L_{45}+L_{46}+L_{65}};\ \underline{S}_{65} = \underline{S}_{46} - \underline{S}_{P6};\ \underline{S}_{45} = \underline{S}_{P5} + \underline{S}_{56}. \quad (1.3)$$

$$\underline{S}_{46} + \underline{S}_{45} = \underline{S}_{P5} + \underline{S}_{P6}. \quad (1.4)$$

За такої послідовністю визначаємо переток потужності і іншому замкненому контуру 0-3-1-2-0', де лише додається ще одна складова.

Таблиця 1.4 – Результати розрахунку потокорозподілу для електричної мережі

Ділянка	N	L, км	P^H, МВт	Q^H, МВт
0-2	2	55,873	82,405	55,588
0-3	2	96,913	57,595	34,851
1-2	2	47,602	22,405	7,451
1-3	2	9,28	9,595	8,943
0-4	2	48,456	24.541	13,248
4-6	1	18,433	0,882	0,495
5-6	1	6,406	0,005	0,124
4-5	1	24,607	0,659	0,339

1.5 Вибір номінальної напруги

Номінальна напруга $U_{ном}$ електричної мережі вибирається одночасно з вибором схеми мережі, із порівнянням суміжних напруг у межах прийнятої в районі, що розглядається, шкали.

Основними факторами, що визначають вибір оптимального значення номінальної напруги окремих ліній мережі, слугують, як відомо, довжина і її пропускна здатність (потужність, що передається). [2]

Доцільна напруга лінії електропересилання може бути наближено обчислена за емпіричною формулою Іларіонова:

$$U_i = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_i}+\frac{2500}{P_i/n}}} \quad (1.5)$$

де L_i - довжина лінії, км; P_i - активна потужність, МВт, n – кількість ЛЕП у лініъ, шт.

Проводячи розрахунки для всіх ліній (ділянок) кожної запропонованої схеми, запишемо у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 - Результати розрахунку напруг для схеми «А»

Відрізок лінії	0-2	0-3	1-2	1-3	0-4	4-6	5-6	4-5
n, шт	2	2	2	2	2	1	1	1
U, кВ	119,845	104,273	65,419	41,703	68,349	18,692	1,442	16,195
$U_{ном}$, кВ	110	110	110	110	110	10	10	10

1.6 Вибір перерізу проводів

Переріз проводів повітряних ліній вибирається за нормативними узагальненими показниками – за економічними струмовими чи потужнісними інтервалами.

Загалом прийнято визначати перерізи проводів за економічними струмовими інтервалами, а не за $J_{ек}$. Переріз вибирається більшим, чим зменшуються втрати енергії та напруги під час експлуатації мережі.

Розрахункове струмове навантаження лінії визначається:

$$I_P = I_5 \alpha_i \alpha_T \qquad (1.6)$$

де I_5 – струм ліній на п’ятий рік її експлуатації в номінальному експлуатаційному режимі, А; α_i – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження з роками експлуатації лінії, в.о.; α_T – коефіцієнт, який враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії T_{max}, а також потрапляння цього максимуму в максимум енергосистеми, в.о.

Марка проводу обирається відповідно до проектної практики, прийнятої при відсутності достатньої інформації для точного розв’язку.. Тому переріз проводів електричних мереж обираємо за економічною густиною струму ($J_{ек}$=(1÷1,3) А/мм^2). [6, с.22]

Розраховуємо струм лінії в режимі найбільших навантажень на п'ятий рік експлуатації (I_5 або I_{max}) та переріз проводу (F_e)

$$I_5 = \frac{S_{\max}}{n_i \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad F_e = \frac{I_5}{j_e}. \qquad (1.7)$$

де j_e – нормована густина струму для кабелю залежить від району, типу кабелю та часу використання максимального навантаження T_{max} (год), А/мм^2.

Вибраний переріз проводів перевіряється за $I_{доп}$ як у нормальному, та і в післяаварійному режимах

$$I_{доп} \geq I_P;\ I_{доп} \geq I_{п.а} \qquad (1.8)$$

Талбиця 1.6 – Вибір перерізів проводів схеми мережі «А»

Лінія	$U_{ном.}$, кВ	N	I_P, А	$F_{е,\ мм^2}$	Марка проводу	$I_{доп.}$, А
0-2	110	2	260,86	237,146	АС-240/32	605
0-3	110	2	176,665	196,294	АС-240/32	605
1-2	110	2	61,964	68,849	АС-240/32	605
1-3	110	2	34,422	38,247	АС-240/32	605
0-4	110	2	73,189	66,535	АС-70/11	265
4-6	10	1	58,392	53,084	АЖ-50/7,5	210
5-6	10	1	7,156	6,505	АЖ-50/7,5	210
4-5	10	1	42,791	35,659	АЖ-50/7,5	210

Таблиця 1.7 – Параметри схеми заміщення лінії

Лінія	Провод	L, км	N	$R_Л$, Ом	$X_Л$, Ом
0-2	АС-240/32	55,873	2	3,352	11,314
0-3	АС-240/32	96,913	2	5,815	19,625
1-2	АС-240/32	47,602	2	2,856	9,639
1-3	АС-240/32	9,28	2	0,557	1,879
0-4	АС-70/11	48,456	2	10,369	10,757
4-6	АЖ-50/7,5	18,433	1	18,009	7,373
5-6	АЖ-50/7,5	6,406	1	6,259	2,563
4-5	АЖ-50/7,5	55,873	1	24,041	9,843

1.7 Вибір трансформаторів на підстанціях

Вибір кількості трансформаторів (автотрансформаторів) залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів і є, таким чином, техніко-економічною задачею.

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання знижуючих підстанцій у нормальних режимах з урахуванням реального графіка та коефіцієнта початкового

навантаження, а також температури оточуючого середовища не входить до задачі даного проекту. [2]

У відповідності з практикою проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися за умови допустимого перенавантаження у післяаварійних режимах до 40% (на період максимуму загальної добової продовженості не більше 5 годин на протязі не більше 6 діб). [2, с. 16]

$$S_{т.розр} \geq \frac{P_{\max i}}{1.4\left(n_T - 1\right)\cos\varphi} = \frac{S_{\max i}}{1.4\left(n_T - 1\right)}$$
$$S_{т.розр} \geq \frac{S_{СН\max i} + S_{НН\max i}}{1.4\left(n_T - 1\right)} \quad (1.9)$$

де n_T – число однотипних трансформаторів, установлених на підстанції; $S_{СН\max i}$, $S_{НН\max i}$ – максимальні повні потужності навантаження відповідно на стороні середньої (СН) і нижчої (НН) напруги.

Визначаємо коефіцієнт завантаження для кожної підстанціїю враховуємо, те які категорії споживачів задані.

$$K_З = \frac{S_{т.розр}}{n_T \cdot S_{т.ном}} \quad (1.10)$$

Також для одно трансформаторних ТП його значення не повинно перевищувати 0.9, а для двотрансформаторних ТП – 0.5÷0.7.

Результати розрахунків вибору кількості і потужності трансформаторів, необхідних для встановлення на всіх ПС, показані в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 - Результати розрахунку для вибору трансформаторів

№ ПС	Категорія споживачів	$S_{т.розр}$, МВА	$S_{т.ном}$, МВА	$K_з$	Кількість трансформаторів
1	I	25,682	ТД-40000/110	0,642	2
2	II	54,945	ТРДЦН-63000/110	0,872	2
3	II	38,961	ТРДЦНК-63000/110	0,618	2
4	III	26,136	ТД-40000/110	0,653	1
5	I	0,492	ТМ-0,63/10	0,781	2
6	III	1,082	ТМ-1,6/10	0,676	1

Згідно отриманих значень знаходимо у каталожних даних відомості про трансформатори [9].

Таблиця 1.9 – Технічні дані трансформаторів

№ ПС	$S_Н$, МВА	$\Delta P_К$, кВт	$U_К$, %	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %
1	40	160	10,5	50	0,65
2	63	260	10,5	59	0,6
3	63	245	10,5	59	0,6
4	40	160	10,5	50	0,65
5	0,63	8,05	5,5	1,55	2,5
6	1,6	18	5,5	3,05	1,95

Опір трансформаторів $R_Т$ та $X_Т$, втрати холостого ходу:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2}; \quad X_T = \frac{u_k(\%) \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}}$$
$$\Delta S_{xx} = \Delta P_{xx} + j\left(\frac{I_x(\%) \cdot S_{ном}}{100}\right) \qquad (1.11)$$

Таблиця 1.10 – Параметри трансформаторів

№ ПС	$S_Н$, МВА	N	$R_Т$, Ом	$X_Т$, Ом	ΔP_{XX}, МВА	ΔQ_{XX}, МВА
1	40	2	1,46	38,4	0,05	0,26
2	63	2	0,87	22	0,059	0,41
3	63	2	0,8	22	0,059	0,378
4	40	1	1,46	38,4	0,05	0,26
5	0,63	2	2,12	3,5	0,002	0,019
6	1,6	1	0,7	3,27	0,003	0,042

1.8 Складання схеми заміщення електричної мережі

Схема заміщення районної мережі об'єднує заміщення трансформаторів підстанцій, ліній електропередачі, що компенсують, генераторів відповідно до комутаційної схемою системи.

Схема заміщення обраної енергосистеми приведена на рис. 3.6.

Всі параметри схеми заміщення обчислюються в іменованих одиницях за питомими параметрами для повітряних ліній і паспортними даними для трансформаторів за формулами:

- для n повітряних ліній:

$$\underline{Z}_{Л} = \frac{r_0 \cdot l + x_0 \cdot l}{n};\ Q_C = \frac{b_{Л} \cdot U_H^2}{2} = \frac{n \cdot b_0 \cdot l \cdot U_H^2}{2} \qquad (1.12)$$

де n – кількість ланцюгів у лінії.

- для 2 паралельно працюючих трансформаторів:

$$\Delta S_{xx} = 2\left(\Delta P_{xx} + j\Delta Q_{xx}\right) \qquad (1.13)$$

Визначенні параметри схеми заміщення зображуємо на рис. 1.4.

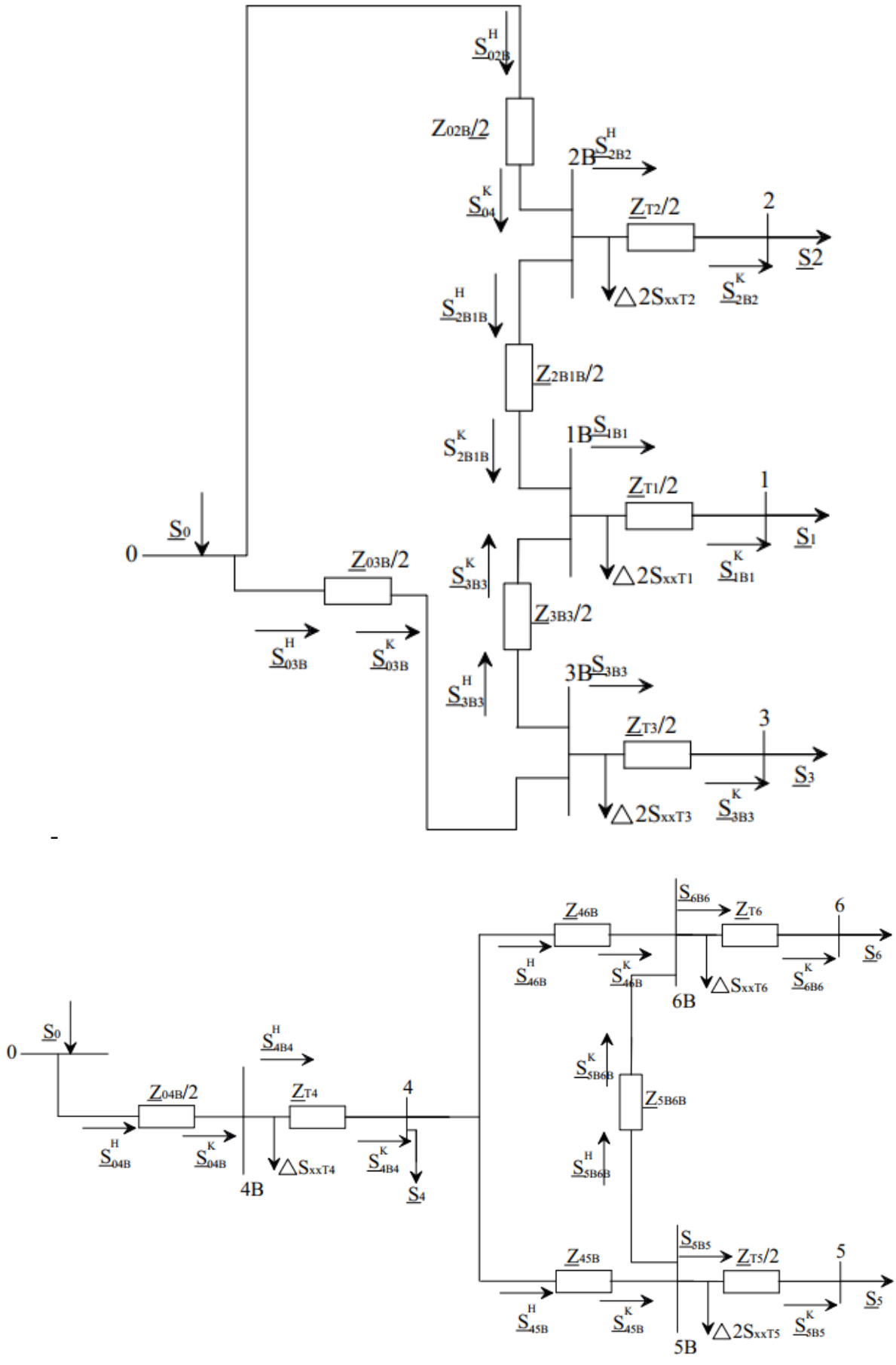

Рис.1.4. Схема заміщення електричної мережі варіант “А”

1.9 Нормальний режим роботи електричної мережі

Потужність у кінці лінії:

$$\underline{S}_{Л}^{K} = \underline{S}_{Л} + \Delta\underline{S}_{T} - jQ_{C} \tag{1.14}$$

Втрати у лінії:

$$\Delta\underline{S}_{Л} = \frac{\left(\underline{S}_{Л}^{K}\right)^{2}}{U_{H}^{2}}\underline{Z}_{Л} \tag{1.15}$$

Втрати у трансформаторі:

$$\Delta\underline{S}_{T} = \frac{\left(\underline{S}_{T}^{K}\right)^{2}}{U_{BH}^{2}}\underline{Z}_{T} \tag{1.16}$$

Потужність на початку лінії:

$$\underline{S}_{Л}^{H} = \underline{S}_{Л}^{K} + \Delta\underline{S}_{Л} \tag{1.17}$$

Потік потужності у лінії:

$$\underline{S}_{Л} = \underline{S}_{Л}^{H} - jQ_{C} \tag{1.18}$$

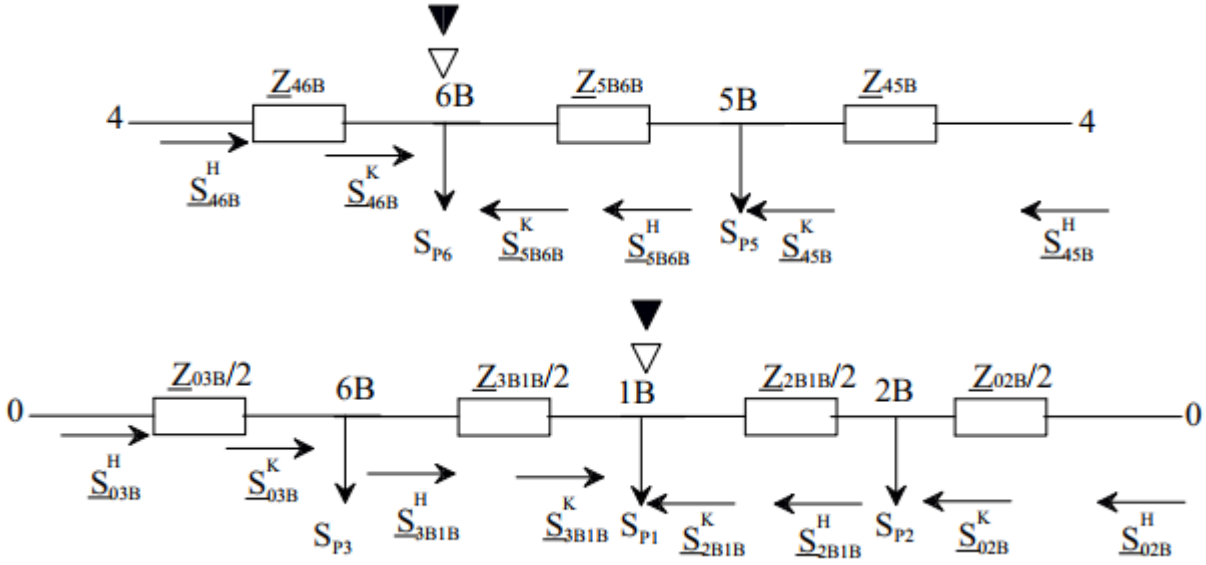

Рис. 1.5 - Схема заміщення замкненої електричної мережі схеми «А»

Використовуємо формули 1.19 для розрахунку даної замкненої мережі, однак замість довжин ліній, використовуємо спряжені опори ділянок. Перевірки виконуємо згідно першого закону Кірхгофа, яка вказано була вище у формулі 1.20. Розрахунок замкненої мережі 0-3B-1B-2B-0 подібний, лише додається складові ще одного опору ділянки.

$$\underline{S}_{46}=\frac{\underline{S}_6(\underline{Z}_{65}^*+\underline{Z}_{45}^*)+\underline{S}_{P5}\cdot\underline{Z}_{45}^*}{\underline{Z}_{46}^*+\underline{Z}_{45}^*+\underline{Z}_{65}^*},\underline{S}_{65}=\underline{S}_{46}-\underline{S}_{P6},\underline{S}_{45}=\underline{S}_{P5}+\underline{S}_{56}. \quad (1.19)$$

Виконуємо перевірку розрахунків:

$$\underline{S}_{46}+\underline{S}_{45}=\underline{S}_{P5}+\underline{S}_{P6},\underline{S}_{65}-\underline{S}_{46}+\underline{S}_{P6}=0,\underline{S}_{45}-\underline{S}_{56}-\underline{S}_{P5}=0. \quad (1.20)$$

Результати розрахунку потужностей та напруги у вузлах наведені у табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку потужностей

Ділянка	S_i^K, МВА	S_i^H, МВА
6В-6	0,887+j0,619	0,898+j0,696
5В-5	0,654+j0,215	0,664+j0,265
4-6	0,894+j0,568	1,084+j0,646
5-6	0,004+j0,128	0,012+j0,0131
4-5	0,676+j0,396	0,865+j0,573
4В-4	24,949+j13,533	25,002+j13,868
0-4В	25,002+j12,22	25,026+j10,598
1В-1	32+j16,394	32,102+j16,961
2В-2	60+j48,137	60,121+j49,021
3В-3	48+j25,908	48,12+j26,709
3В-1В	9,622+j8,74	9,622+j8,394
2В-1В	22,48+j6,088	22,485+j4,321
0-3В	57,742+j31,469	57,774+j27,942
0-2В	82,606+j51,247	82,633+j49,243

1.10 Розрахунок рівня напруги у вузлах мережі та на підстанціях

Вихідною інформацією для визначення рівня напруг є потокорозподіл у мережі і відповідні параметри ділянок мережі. Величину рівня напруги на джерелі обираємо U_H=121 кВ. Гранично U_H не повинна перевищувати номінальну напругу мережі більше, ніж на 10 %.

По відомій напрузі на одному з кінців лінії напругу другого кінця можна визначити по наступних виразах [7, с. 40]:

- напруга U_1 на початку ділянки (гілки) лінії, що не має відгалужень, при передачі активної потужності від початку до кінця

$$U_1=U_2+\Delta U_2+j\delta U_2=U_2+\frac{P_{12}^K R_{12}+Q_{12}^K X_{12}}{U_2}+j\frac{P_{12}^K X_{12}+Q_{12}^K R_{12}}{U_2} \quad (1.21)$$

- напруга U_2 в кінці дільниці за параметрами режиму на початку дільниці

$$U_2 = U_1 - \Delta U_1 + j\delta U_1 = U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} + j\frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1} \quad (1.22)$$

де ΔU і δU - повздовжня і поперечна складові падіння напруги в гілці; P_{12}^H, Q_{12}^H, P_{12}^K, Q_{12}^K - потужності відповідно на початку і кінці ділянки мережі.

Модулі напруги

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 + \Delta U_2\right)^2 + \left(\delta U_2\right)^2}$$
$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \Delta U_1\right)^2 + \left(\delta U_1\right)^2} \quad (1.23)$$

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Показники/ Ділянка мережі	Напруга на початку ділянки, кВ	Напруга в кінці ділянки, кВ	$U_{ном}$, кВ	Відхилення U від $U_{ном}$ δ, %
0-4В	121	117,913	110	+7,194
0-2В	121	114,106	110	+3,733
2В-1В	114,106	113,178	110	+2,889
3В-1В	113,178	113,365	110	+3,059
4-5	10,33	7,867	10	-21,33
5-6	7,867	7,978	10	-20,22
4-6	10,33	7,978	10	-20,22

1.11 Регулювання напруги у схемі

У цьому розділі вирішується завдання забезпечення у споживачів відхилення напруги, що відповідають ГОСТу 13109-97. При цьому, на шинах підстанцій напругою 6–20 кВ, до яких приєднані розподільні мережі, напруга в період максимальних навантажень повинна бути не нижче 105 % від номінальної напруги мережі, а в період найменших навантажень – рівна номінальній. [1, с. 27-28]

У зв'язку з вищевикладеним у проекті напруга на нижчій стороні підстанцій 1–4 в режимі максимальних навантажень повинна бути не менше 105 % від номінальної, в режимі мінімальних навантажень – 100 %, у післяаварійному режимі доцільно 100 %, але не нижче 95 % номінальної. На шинах напругою до 1 кВ споживачів 5 і 6 у всіх режимах відхилення напруги не повинні виходити за межі ± 5 % від номінальної.

Кількість робочих відгалужень понижуючих трансформаторів

$$n_{отл.жел.} = \left(\frac{U'_{НН} U_{НН}}{U_{н.жел} U_{ВН}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}} \quad (1.24)$$

де $U_{НН}$, $U_{ВН}$ – номінальні напруги обмоток НН і ВН, кВ; $U_{н.жел}$ – бажана напруга на шинах НН, кВ; $\Delta U_{отв}$ – ступінь регулювання напруги у %.

Дійсна напруга на шинах НН:

$$U_{Н} = \frac{U'_{НН} U_{НН}}{U_{ВН} \left(1 + n_{отв} \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)} \quad (1.25)$$

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку напруг на ПС і вибору відгалужень для досягнення необхідних напруги

Показники	Номер ПС					
	1	2	3	4	5	6
Напруга на стороні ВН, кВ	113,178	114,106	113,365	117,913	7,867	7,978
Напруга на стороні НН, приведена до ВН U_i^B, кВ	110,094	109,151	110,604	113,087	7,718	7,614
Розрахована напруга на стороні НН $U_{iН}$, кВ	5,732	5,98	6,059	9,813	0,309	0,305
$U_{номНН}$, кВ	6,3	6,3	6,3	10,5	0,4	0,4
Відхилення U від $U_{ном}$ δ, %	-9,016	-5,079	-3,825	-6,543	-22,75	-23,75
Обране відгалуження РПН ±n*δU%	-2×2,5%	-3×1,78%	-2×1,78%	-2×2,5%		
Дійсна напруга на стороні НН. кВ	6,034	6,317	6,283	10,33		

1.12 Розрахунок річних втрат у електричній мережі

Для ПЛ завдовжки до 500 км активні поперечні провідності малі, тому втрати активної потужності в подовжній гілці схеми заміщення ділянки мережі [7, с. 21] визначаються по формулі

$$\Delta P_{л} = \left(\frac{S_{л.\,max}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{л} \quad (1.26)$$

де $S_{л.\,max}$ – найбільша потужність у лінії, МВА; $U_{ном}$ – номінальна напруга лінії, кВ; $R_Л$ – активний опір самої ділянки, Ом.

Річні втрати електроенергії для ПЛ з $U_н \le 220$ кВ

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau;$$
$$\tau = \left(0{,}124 + T_{нб} \cdot 10^{-4} \right)^2 \cdot 8760 \quad (1.27)$$

де τ – час максимальний втрат, год; Тнб – час найбільшого використання максимального навантаження, год/рік.

Якщо від вузла відходить дві або більше ділянок (лінії), то є необхідність у перерахунку значення $T_{нб}$.

$$T_{нбі} = \frac{\prod_{i=1}^{k} P_i \cdot T_{нбі}}{\sum_{i=1}^{k} P_i} \quad (1.28)$$

Втрати активної потужності в трансформаторах кожної підстанції розраховують з використанням каталожних даних по виразах [7, с.22]:

- для двохобмотувальних трансформаторів

$$\Delta P_T = n_T \cdot \Delta P_X + \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{ном.тр.}} \right)^2 \quad (1.29)$$

де S_{max}- модуль потужності навантаження в режимі, що розраховується, МВА; $S_{ном.тр.}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА; n_T - число однакових трансформаторів на підстанції;

- для трьохобмоточних трансформаторів

$$\Delta P_T = \frac{1}{n_T} \cdot \left[\Delta P_{K.ВН} \cdot \left(\frac{S_B}{S_{ВН}} \right)^2 + \Delta P_{K.СН} \cdot \left(\frac{S_C}{S_{СН}} \right)^2 + \Delta P_{K.НН} \cdot \left(\frac{S_H}{S_{НН}} \right)^2 \right] + n_T \cdot \Delta P_X \quad (1.30)$$

де S_B, S_C, S_H- навантаження відповідно обмоток ВН, СН і НН трансформаторів, МВА; $S_{ВН}$, $S_{СН}$, S_{NH}- - номінальні потужності відповідних обмоток, МВА.

Втрати $\Delta P_{X\Sigma}$,$\Delta P_{K\Sigma}$- розраховують окремо, оскільки річні втрати електроенергії в трансформаторах підстанцій споживачів визначають по формулі

$$\Delta W_{T\Sigma} = \Delta P_{X\Sigma} \cdot T + \Delta P_{K\Sigma} \cdot \tau \quad (1.31)$$

Табл. 1.14- Втрати у електричній схемі

Ділянка мережі	$T_{нб}$, год	P, МВт	$\Delta W_Л$, МВт·год
0-2В	5076	2,564	8958,549
0-3В	5076	1,979	69,16,377
3В-1В	3670	0,008	15,846
2В-1В	3670	0,124	261,341
0-4В	5835	0,633	2775,115
4-5	6580	0,234	1251,184
5-6	5240	0,001	3,983
4-6	5240	0,287	1055,78
		$\Delta W_{Л\Sigma}$	21238,176

ПС	ΔW_T, МВт·год
1	1015,194
2	1754,205
3	1339,399
4	796,379
5	54,946
6	60,089
$\Delta W_{T\Sigma}$	5020,213

$$\Delta W_A = \Delta W_{Л_\Sigma} + \Delta W_{T_\Sigma} = 26258{,}389 МВт \cdot год$$

1.13 Аварійний режим роботи електричної мережі

Післяаварійні режими мережі розглядаються для найважчих випадків (відключення одного ланцюга двох ланцюгової лінії, вихід одного з трансформаторів, відключення головної ділянки замкнутого ланцюга і т.д.) при максимальних навантаженнях. Розрахунок параметрів режиму виконується аналогічно розрахунку в нормальному режимі.

Приймаємо, що обривається один із проводів на ділянці 0-2В (стає однолінійною лінією). Та перевіримо, чи витримує залишений провід аварійне навантаження. На схемі рис. 1.4 опір ділянки 0-2В позначемо замість $Z_{02В}/2$ – $Z_{02В}$, опір ділянки зросте, а зарядне потужність навпаки зменшиться.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунків потужностей під час аварійного режиму

Ділянка	S_i^K, МВА	S_i^H, МВА
0-2	82,606+j52,295	82,66+j51,43

Перевірямо ділянку 0-2В, на виконання умови $I_{доп} \geq I_{розр}$. Знаходимо розрахунковий струм для неї $I_{розр} = 510{,}974\ A$. Порівнюємо значення з допустимим, яке прийняли згідно перерізу і має, що умова виконується $605\ A \geq 511\ A$. Дана мережа із відповідними параметрами допустима для аварійного режиму.

Таблиця 1.16 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі при аварійному режимі

Показники/ Ділянка мережі	Напруга на початку ділянки, кВ	Напруга в кінці ділянки, кВ	$U_{ном}$, кВ	Відхилення U від $U_{ном}$ δ, %
0-4В	121	117,913	110	+7,194
0-2В	121	113,901	110	+3,546
2В-1В	114,106	113,178	110	+2,889
3В-1В	113,178	113,365	110	+3,059
4-5	10,33	7,867	10	-21,33
5-6	7,867	7,978	10	-20,22
4-6	10,33	7,978	10	-20,22

1.14 Регулювання напруги у післяаварійному режимі

Таблиця 1.17 – Результати розрахунку напруг на ПС при аварійному режимі

Показники	Номер ПС
	4
Напруга на стороні ВН, кВ	113,901
Напруга на стороні НН, приведена до ВН U_i^B, кВ	108,937
Розрахована напруга на стороні НН U_{iH}, кВ	5,968
$U_{ном}$, кВ	6,3
Відхилення U від $U_{ном}$ δ, %	-5,27
Обране відгалуження РПН ±n*δU%	-3×1,78%
Дійсна напруга на стороні НН. кВ	6,305

1.15 Мінімальний режим роботи електричної мережі

Послідовність розрахунків нормального режиму при мінімальних навантаженнях така ж, як і режиму при максимальних навантаженнях. Але потужності, надходять до споживачів беремо із нової таблиці навантажень, з урахуванням частки всіх навантажень у мінімальному режимі P_{min} щодо максимального, за формулою:

$$\underline{S}_{\min} = \underline{S}_{\max} \cdot k_{\min} \quad (1.32)$$

Таблиця 1.18 - Значення мінімальних навантажень в мережі

№	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
$\underline{S}_{\max}$	32+j16,394	60+j48,137	48+j25,908	23+j12,414	0,654+j0,215	0,887+j0,619
k_{min}	0,58					
$\underline{S}_{\min}$	19,52+j10	36,6+j29,364	29,28+j15,804	14,03+j7,573	0,399+j0,131	0,541+j0,378

Для забезпечення економічного режиму роботи мережі рівень напруги в режимі мінімальних навантажень повинен бути нижчим, ніж у режимі максимальних навантажень.

Схема, заміщення залишається тією ж самою як і для нормального режиму – рис. 1.4.

Таблиця 1.19 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі при мінімальному навантаженні

Показники/ Ділянка мережі	Напруга на початку ділянки, кВ	Напруга в кінці ділянки, кВ	$U_{ном}$, кВ	Відхилення U від $U_{ном}$ δ, %
0-4В	110	108,039	110	-1,783
0-2В	110	105,635	110	-3,968
2В-1В	105,635	105,135	110	-4,423
3В-1В	105,135	105,26	110	-4,309
4-5	9,571	7,927	10	-20,73
5-6	7,927	8,002	10	-19,98
4-6	9,571	8,002	10	-19,98

Таблиця 1.20 – Результати розрахунку напруг на ПС при мінімальному навантаженні

Показники	Номер ПС					
	1	2	3	4	5	6
Напруга на стороні ВН, кВ	105,135	105,635	105,26	108,039	7,927	8,002
Напруга на стороні НН, приведена до ВН U_i^B, кВ	103,073	102,336	103,415	104,778	7,834	7,774
Розрахована напруга на стороні НН U_{iH}, кВ	5,367	5,606	5,665	9,092	0,313	0,311
$U_{ном}$, кВ	6,3	6,3	6,3	10,5	0,4	0,4
Відхилення U від $U_{ном}$ δ, %	-14,81	-11,016	-10,079	-13,41	-21,75	-22,25
Обране відгалуження РПН ±n*δU%	-2×2,5%	-6×1,78%	-6×1,78%	-2×2,5%	-	-
Дійсна напруга на стороні НН. кВ	5,649	6,277	6,343	9,571	-	-

2 Розрахунок електричної частини підстанції

2.1 Вихідні дані

1. Номінальне навантаження споживачів, приєднаних на боці низької напруги (НН) підстанції.
2. Потужність КЗ системи.
3. Реактивні опори ліній зв'язку із енергосистемою.
4. Добовий графік навантаження споживачів підстанції.

Живильні лінії (L_1 та L_2) представлені проводом марки АС-120/19.

Таблиця 2.1 - Вихідні дані ПС згідно якої виконуємо розрахунок

№ ПС	Категорія споживачів	$S_{т.розр}$, МВА	$S_{т.ном}$, МВА	$K_з$	Кількість трансформаторів
1	I	25,682	ТД-40000/110	0,642	2

Таблиця 2.2 - Вихідні дані опір ліній, системи та трансформатора

X_T, Ом	X_{L1}, Ом	X_{L2}, Ом	S_C, МВА	t, °C
0,88	45	12	4800	+30

Таблиця 2.3 - Вихідні дані для графіку навантаження

Кількість годин, t	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Навантаження у % від номінальної потужності	40	60	50	85	100	100	75	100	100	130	135	105

2.2 Вибір силових трансформаторів та перевірка за графіком навантаження

Повна потужність навантаження підстанції це те значеня яке відповідає потужності приймача в нашому випадку це 25,682 МВА.

Якщо поділити це значення на 1,4% отримуємо вихідне значення розрахункової потужності трансформатори 35,955 МВА.

Отже виконуємо перевірку чи витримує ТД-40000/110 данне навантаження:

Знаходимо значення навантажень для кожного періоду часу.

$$S_i = \frac{S_{max} \cdot S_i(\%)}{100} \quad (2.1)$$

Рис. 2.1. Графік навантаження підстанції №1

Коефіцієнт початкового навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном.тр}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^{k} S_n^2 \cdot t_n}{\sum_{n=1}^{k} t_n}} =$$

$$= \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{14,382^2 \cdot 2 + 21,573^2 \cdot 2 + 17,977^2 \cdot 2 + 30,562^2 \cdot 2 + 35,955^2 \cdot 8 + 26,966^2 \cdot 2}{2 \cdot 6 + 8}} \quad (2.2)$$

$$= 0.737$$

де S_1, S_2, … S_n – потужність навантаження відповідного ступеня графіку (S_1, S_2, … $S_n \leq S_{ном.тр.}$); t_1, t_2 ... t_n – тривалість відповідного ступеня, год.

Попереднє значення коефіцієнта перевантаження визначається за формулою:

$$K_2^{'} = \frac{1}{S_{ном.тр}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^{k} S_n^{'2} \cdot h_n}{\sum_{n=1}^{k} h_n}} = \frac{1}{40}\sqrt{\frac{46,741^2 \cdot 2 + 48,539^2 \cdot 2 + 37,753^2 \cdot 2}{2 \cdot 3}} = 1.115 \qquad (2.3)$$

де S'_1, S'_2, … S'_n – потужність навантаження відповідного ступеня графіка (S'_1, S'_2, …S'_n, $S_{ном.тр.}$); h_1, h_2, … h_n – тривалість відповідних ступенів перевантаження, год.

Визначене попереднє значення K_2' порівнюється зі значенням $K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном.\,тр.}} = \frac{48,539}{40} = 1,21$ вихідного графіка. $K_2 = 0.9 \cdot K_{max} = 1,092$. Оскільки $K_2' < K_2$, то приймаємо $K_{2реал} = K_2 = 1,115$.

Згідно значень К1=0.737 та часу перевантаження h=6 знаходимо у ГОСТ 14209-85 при температурі охолодження tохол=+30°С, значення К2гост=1,3. Значення К2гост>К2реал, тобто ТД-40000/110 витримує наведене електричне навантаження.

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання. Вибір високовольтних апаратів розподільчих пристроїв

Шляхом поступового перетворення схему привести до більш простого вигляду – так, щоб кожне джерело живлення з еквівалентною ЕРС були зв’язані з точкою короткого замикання одним опором (рис. 2.2).

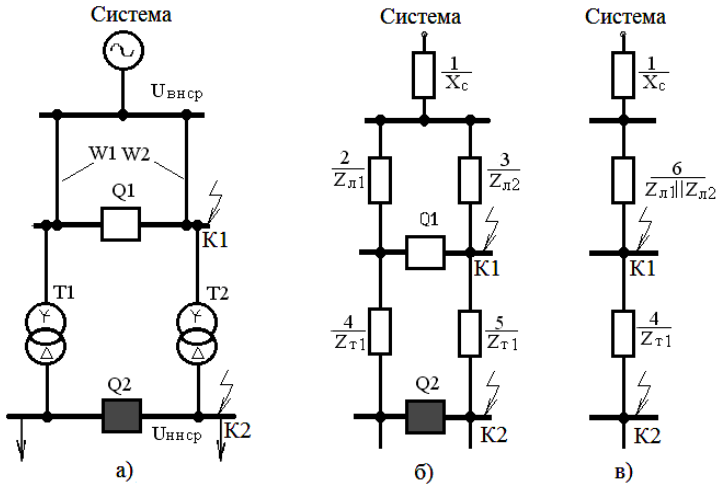

Рис. 2.2 – Розрахункова схема (а) і схеми заміщення (б) і (в) для тупикової чи відгалуджувальної (відпаєчної) підстанції (зафарбовані вимикачі означають їх вимкнутий стан)

Для спрощення, бо опір трансформатора приведений до сторони ВН - 110 кВ, тобто це вже спростить розрахунок.

Опір системи:

$$X_C = \frac{U_{BH}^2}{S_C} = \frac{110^2}{4800} = 2{,}521 Ом \quad (2.4)$$

Опір трансформатора, приведений до сторони НН

$$X_{T.нн} = \frac{u_k \cdot U_{HH}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10.5 \cdot 10.5^2}{100 \cdot 40} = 0.289\ Ом \quad (2.5)$$

Опір до точки короткого замикання $К_1$:

$$X_{екв}^{K1} = X_C + \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = 2{,}521 + \frac{48 \cdot 12}{48 + 12} = 12{,}121\ Ом \quad (2.6)$$

Визначаємо параметри СКЗ в точці $К_1$. Значення періодичної складової СКЗ

$$I_{ПО}^{K1} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot X_{екв}^{K1}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 12{,}121} = 5{,}24\ кА \quad (2.7)$$

Ударний струм $i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{ПО}^{K1} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 5{,}24 = 11{,}931\ кА$

Аперіодична складова СКЗ в момент розбіжності контактів

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{K1} \cdot e^{-\tau / T_a} = \sqrt{2} \cdot 5{,}24 \cdot e^{-0.06 / 0.025} = 0{,}672\ кА \quad (2.8)$$

Повний інтеграл Джоуля СКЗ

$$B_k = \left(I_{ПО}^{K1}\right)^2 \cdot \left(\tau + T_a\right) = 5{,}24^2 \cdot \left(0.06 + 0.025\right) = 2{,}334\ кА^2 \cdot c \quad (2.9)$$

Для визначення СКЗ в точці $К_2$ необхідно привести опори елементів до сторони низької напруги. Еквівалентний опір системи, ліній і трансформатора, приведений до сторони 10 кВ становить

$$X_{екв}^{K2} = \left(X_C + \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} \right) \cdot \frac{U_{HH}^2}{U_{BH}^2} + \frac{X_{T.нн}}{2} = 12{,}121 \cdot \frac{10^2}{110^2} + \frac{0.88}{2} = 0{,}54\ Ом \quad (2.10)$$

Значення періодичної складової СКЗ в точці $К_2$

$$I_{ПО}^{K2} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{екв}^{K2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0.54} = 10{,}692\ кА \quad (2.11)$$

Ударний струм в точці $К_2$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{ПО}^{K2} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 10,692 = 24,344 \ кА \qquad (2.12)$$

Аперіодичний СКЗ

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{K2} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 10,692 \cdot e^{-0.1/0.05} = 2,0464 \ кА \qquad (2.13)$$

- Інтеграл Джоуля для цього струму

$$B_k = \left(I_{ПО}^{K2}\right)^2 \cdot \left(\tau + T_a\right) = 10.692^2 \cdot \left(0.1 + 0.05\right) = 17.148 \ кА^2 \cdot c \qquad (2.14)$$

Вважаємо, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму КЗ незмінні у часі, тому через час, рівний часу відключення $I_{\pi\tau} = I_{К1} = 5,24 \ кА$; $I_{\pi\tau} = I_{К2} = 18,26 \ кА$.

Таблиця. 2.4. Струми КЗ на шинах підстанції

Точка КЗ	Періодична складова струму КЗ в початковий момент часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Періодична складова струму КЗ в момент спрацювання вимикача, кА	Аперіодична складова струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, $кА^2 \cdot с$
Шини 110 кВ ($К_1$)	5,24	11,931	5,24	0,672	2,334
Шини 10 кВ ($К_2$)	10,692	24,344	10,692	2,0464	17,148

Вимикачі – це комутаційні апарати, призначені для вмикання та вимикання електричних кіл напругою вище 1 кВ в нормальному режимі та вимикання кіл в аварійних режимах.

Вимикачі класифікуються:

- за кількістю фаз (одно-, дво- та трифазні);
- за місцем розташування (зовнішньої та внутрішньої установки);
- за часом вимикання (до 0,08 с – швидкодіючі; до 0,12 с – прискореної дії; до 0,25 с – не швидкодіючі).

До вимикачів пред'являються такі вимоги: 1) надійність в роботі і безпека для оточуючих; 2) можливо малий час відключення; 3) по можливості малі габарити і маса; 4) простота монтажу; 5) безшумність роботи; 6) порівняно невисока вартість.

Найбільш характерною ознакою вимикачів є спосіб гасіння електричної дуги, тому найчастіше їх класифікують за цією ознакою, (рис. 2.3).

Рис. 2.3 – Класифікація вимикачів за способом гасінання дуги

Вибір вимикачів здійснюють за такими параметрами:

1. Номінальною напругою.
2. Розрахунковим тривалим струмом(вибирають з найбільш несприятливого експлуатаційного режиму).

Перевірка вимикачів здійснюється за:

1. Динамічною стійкістю струмам КЗ.
2. Ударним струмом КЗ.
3. Здатністю вимикати.
   - симетричною (періодичною) складовою струму КЗ;
   - номінальною аперіодичною складовою струму вимикання.
4. Здатністю вмикати.
5. Термічною стійкістю.

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{110\max} = \frac{1.4S_{ном.}}{\sqrt{3}\cdot 110} = \frac{1.4\cdot 40}{\sqrt{3}\cdot 110} = 294\ A \qquad (2.15)$$

Струм у колі ввідних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{10}^{B} = \frac{1.4S_{ном.}}{\sqrt{3}\cdot 10} = \frac{1.4\cdot 40}{\sqrt{3}\cdot 10} = 3233A \quad (2.16)$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{10}^{C.B} = \frac{0.7S_{тном.}}{\sqrt{3}\cdot 10} = \frac{0.7\cdot 40}{\sqrt{3}\cdot 10} = 1617\ A \quad (2.17)$$

Струм у колі лінії, що відходять (приймаємо що відходять 10 лінії)

$$I_{10}^{отх} = \frac{1.4S_{ном.}}{\sqrt{3}\cdot 10\cdot 10} = \frac{1.4\cdot 40}{\sqrt{3}\cdot 10\cdot 10} = 323\ A \quad (2.18)$$

Таблиця 2.5 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \le U_{ном.}$	110 *кВ*	110 *кВ*
$I_{розр} \le I_{ном}$	294 *А*	2000 *А*
$I_{\pi 0} \le I_{пр.СКВ}$	9,796 *кА*	40 *кА*
$i_{уд.} \le i_{СКВ}$	22,304 *кА*	102 *кА*
$I_{\pi\tau} \le I_{відк.ном.}$	9,796 *кА*	40 *кА*
$I_{a\tau} \le I_{а.ном}$	1,257 *кА*	$\sqrt{2}\cdot\frac{20\cdot 40}{100} = 11{,}314$ *кА*
$B_K \le I^2_{\tau ном.}\cdot t_T$	8,157 $кА^2\cdot с$	$40^2\cdot 3$ $кА^2\cdot с$

Вимикач серії У-10А-2000-40У1 задовольняє умовам вибору.

Роз'єднувач – це контактний комутаційний апарат, призначений для вимикання і вмикання електричних кіл без струмів або з незначними струмами, який для забезпечення безпеки має між контактами у відключеному положенні ізоляційний проміжок.

Роз'єднувачі за числом полюсів можуть бути одно- і триполюсними, за родом установки – для внутрішніх і зовнішніх установок, за конструкцією – рубаючого, поворотного, пантографічного і підвісного типу. За способом установки розрізняють роз'єднувачі з вертикальним і горизонтальним розташуванням ножів.

Вибір роз'єднувачів здійснюють аналогічно вибору вимикачів за:

1. Номінальною напругою.
2. Розрахунковим тривалим струмом.

Перевірка роз'єднувачів здійснюють за:

1. Ударним струмом К3.
2. Термічною стійкістю.

Таблиця 2.6 - Вибір роз'єднувачів на напрузі 110 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \le U_{ном.}$	110 *кВ*	220 *кВ*
$I_{розр} \le I_{ном}$	294 *А*	1000 *А*
$i_{уд.} \le i_{СКВ}$	22,304 *кА*	80 *кА*
$B_K \le I^2_{\tau ном.} \cdot t_T$	8,157 $кА^2 \cdot с$	$31{,}5^2 \cdot 3$ $кА^2 \cdot с$

Роз'єднувачі РНДЗ.1-110Б/1000 У1 і РНДЗ.2-110Б/1000 У1 із приводом ПДН-1У1 з.н ПРН-110У1 задовольняють умовам вибору.

Таблиця 2.7 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \le U_{ном.}$	10 *кВ*	10 *кВ*
$I_{розр} \le I_{ном}$	3233 *А*	5600 *А*
$I_{\pi 0} \le I_{пр.СКВ}$	10,692 *кА*	45 *кА*
$i_{уд.} \le i_{СКВ}$	24,344 *кА*	120 *кА*
$I_{\pi\tau} \le I_{відк.ном.}$	10,692 *кА*	45 *кА*
$I_{a\tau} \le I_{а.ном}$	2,0464 *кА*	$\sqrt{2} \cdot \frac{45 \cdot 20}{100} = 12{,}728$ *кА*
$B_K \le I^2_{\tau ном.} \cdot t_T$	17,148 $кА^2 \cdot с$	$45^2 \cdot 4$ $кА^2 \cdot с$

Вимикачі типу МГГ-10-5000-45У3 відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.8 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \le U_{ном.}$	10 *кВ*	10 *кВ*
$I_{розр} \le I_{ном}$	1617 *А*	3150 *А*
$I_{\pi 0} \le I_{пр.СКВ}$	10,692 *кА*	40 *кА*
$i_{уд.} \le i_{СКВ}$	24,344 *кА*	100 *кА*
$I_{\pi\tau} \le I_{відк.ном.}$	10,692 *кА*	40 *кА*
$I_{a\tau} \le I_{а.ном}$	2,0464 *кА*	$\sqrt{2} \cdot \frac{40 \cdot 20}{100} = 11{,}314$ *кА*
$B_K \le I^2_{\tau ном.} \cdot t_T$	17,148 $кА^2 \cdot с$	$40^2 \cdot 3$ $кА^2 \cdot с$

Секційний вимикач типу ВЭ-10-40/3150У3 задовільняє умовам.

Таблиця 2.9 – Вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \le U_{ном.}$	10 *кВ*	10 *кВ*
$I_{розр} \le I_{ном}$	323 *А*	1600 *А*
$I_{\pi 0} \le I_{пр.СКВ}$	10,692 *кА*	40 *кА*
$i_{уд.} \le i_{СКВ}$	24,344 *кА*	128 *кА*
$I_{\pi\tau} \le I_{відк.ном.}$	10,692 *кА*	40 *кА*
$I_{a\tau} \le I_{а.ном}$	2,0464 *кА*	$\sqrt{2} \cdot \frac{40 \cdot 20}{100} = 11{,}314$ *кА*
$B_K \le I^2_{\tau ном.} \cdot t_T$	17,148 $кА^2 \cdot с$	$40^2 \cdot 4$ $кА^2 \cdot с$

Вимикач типу ВЭ-10-40/1600У3(Т3) відповідає умовам.

Каталожні дані вимикачів та роз'єднувачів використанні із таблиць [7].

2.4 Вибір ошиновки РП

Так як збірні шини по економічній щільності струму не вибираються, приймаємо перетин по припустимому струмі при максимальному навантаженні на шинах, рівній току найбільш потужного приєднання, в даному випадку трансформатора.

$$I_{норм.роб} = \frac{1.4 S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \ A$$
$$\mathrm{I}_{\max} = 1.4 I_{норм.роб} = 1.4 \cdot 294 = 411{,}6 \ A \qquad (2.19)$$

З табл. 7.35, стор. 430 [2] приймаємо провід АС-185/29, q = 185 мм^2 , d =18,8 мм, $I_{ДОП}$ = 510 А.

Визначаємо початкову критичну напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}}\right), \qquad (2.20)$$

де m – коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні проводу (приймаємо m=0.82 для багато провідникових проводів); r_0 – радіус проводу, см.

Визначаємо напруженість електричного поля навколо проводу

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{сер}}{r_0}\right)}, \qquad (2.21)$$

де U – лінійна напруга, кВ (121 кВ, бо на шинах ЕС підтримується напруга $1.1U_{ном}$); $D_{сер}$ – середня геометрична відстань між проводами фаз, см (для $U_{ном}$=110 кВ маємо $D_{сер}$=5 м). Та виконуємо перевірку $1.07E \le 0.9E_0$. Після проведення розрахунків отримуємо:

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.88/2}}\right) = 32,508 \ {кВ}/{см}$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 121}{1.88/2 \cdot \lg\left(\frac{500}{1,88/2}\right)} = 16,15 \ {кВ}/{см} \qquad (2.22)$$

$$1.07 \cdot 16,15 \le 0.9 \cdot 32,508;\ 17,281 \le 29,257$$

Для з'ясування необхідності перевірки проводів на термічна дія струмів КЗ знаходимо потужність короткого замикання:

$$S = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{\pi 0} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 9,796 = 1866,389\,MBA < S_{доп} = 8000\,MBA \qquad (2.23)$$

Перевіряємо токопровод за умовами схлестиванія. сила взаємодії між фазами:

$$f = \frac{1.5 \cdot I_{\pi 0}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1,5 \cdot \left(9,796 \cdot 10^3\right)^2}{5} \cdot 10^{-7} = 2,879\,H/м \qquad (2.24)$$

Сила тяжіння 1 м струмопроводу (з урахуванням маси 1 м проводу 0,728 кг):

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 7,848\,H/м \qquad (2.25)$$

Беручи час дії релейного захисту $t_З$ = 0,1 с, знаходимо

$$t_{эк} = 0.1 + 0.05 = 0.15\ c;$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{эк}} = \frac{\sqrt{3}}{0.15} = 11.547. \qquad (2.26)$$

де h – довільна висота траверси, м

За діаграмою (рис. 4.9, стор. 235 [1]) для значення f / g = 2,879/7,848 = 0,357, Знаходимо b / h = 0,2, звідки b = 0,2·3 = 0,6 м.

Допустиме відхилення фази:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2} = \frac{5 - 0{,}188 - 0{,}2}{2} = 2{,}306 \ м \tag{2.27}$$

Схлестиванія не відбудеться, тому що b <$b_{ДОП}$.

Таблиця. 2.10 – Умова вибору збірних шин, виконаних гнучким проводом АС-185/29

Параметри	Умова вибору	Розрахункові параметри	Допустимі значення
Тривалий струм, А	$I_{max} \le I_{доп}$	411,6	510
Термічна стійкість, мм^2	$q_{min} \le q_{ст}$	не виконується	
Умова коронування, кВ/см	$1.07E \le 0.9E_0$	17,281	29,257
Електродинамічна дія струмів КЗ, м	b <$b_{ДОП}$	0,6	2,306

Далі обираємо тверді шини. Розрахункові струми:

$$I_{норм} = \frac{S_{ном.\,тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{403}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309 \ A$$
$$I_{max} = \frac{S_{ном.\,тр}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot U_{ном}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 10 \cdot 10^3} = 2431A \tag{2.28}$$

За економічною щільністю:

$$q_e = \frac{I_{норм}}{j_e} = \frac{2431}{1{,}2} = 2026 \, мм^2 \tag{2.29}$$

Обираємо алюмінієві шини коробчатого типу поперечного перерізку 2(100х45х6) мм^2 із $I_{доп}$=3500 А. Виконуємо перевірку на термічну стійкість. Тепловий імпульс струму КЗ:

$$q_{min} = \sqrt{B_K} \Big/ C = \sqrt{239{,}508} \Big/ 91 \cdot 10^{-3} = 45 \ мм^2$$
$$45 \le 2(100x45x6) \tag{2.30}$$

Умова виконується. Шини коробчатого перетину володіють великим моментом інерції, тому розрахунок проводиться без урахування коливального процесу в механічної конструкції. Приймаємо, що швелери шин з'єднані жорстко по всій довжині звареним швом, тоді момент опору =

$W_{y0\text{-}y0}$=58 см^3. При розташуванні шин в вершинах прямокутного трикутника розрахункову формулу приймаємо МПа:

$$\sigma_{\Phi\max} = 2,2 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y{}^2 \cdot l^2}{W_{y0-y0} \cdot a} = 2,2 \cdot \frac{\left(24,344 \cdot 10^3\right)^2 \cdot 1,5^2}{58 \cdot 0,8} = 63,2 \ МПа \quad (2.31)$$

Де прийнято $\sigma_{розр} = \sigma_{\Phi\max} \le \sigma_{доп}$; $12,181 \le 75$, тому шини механічно міцні.

Таблиця. 2.11 – Умови вибору шинопроводів на стороні 10 кВ

Параметри	Умова вибору	Розрахункові параметри	Допустимі значення
Тривалий струм, А	$I_{\max} \le I_{доп}$	2431	3500
Економічний переріз, мм^2	$q_{розр} \le q_{табл}$	2026	2х1010
Термічна стійкість, кА	$q_{\min} \le q_{табл}$	45	2(100х45х6)
Динамічна стійкість, МПа	$\sigma_{розр} \le \sigma_{доп}$	63,2	75

2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги, трансформаторів власних потреб

Вимірювальним трансформатором струму (ТС) називають трансформатор, призначений для перетворення струму до значення, зручного для вимірювання, і виконаний так, що вторинний струм, збільшений в Кном раз, відповідає з необхідною точністю первинному струму як по модулю, так і по фазі. Множник $K_{ном}$ є номінальним коефіцієнтом трансформації трансформатора струму.

Застосування трансформаторів струму забезпечує безпеку при роботі з вимірювальними приладами і реле, оскільки кола вищої і нижчої напруг розділені; дозволяє уніфікувати конструкції вимірювальних приладів для номінального вторинного струму 5 А (рідше 1 або 2,5 А), що спрощує їх виробництво і знижує вартість.

Здійснюємо вибір трансформаторів струму для РП всіх напруг. ТС призначені для зменшення первинного струму до значень, що підходять для

приладів і реле, і для відокремлення кіл вимірювання і захисту від первинних кіл ВН [5, с. 28].

Вибір ТС здійснюємо по наступних параметрах:

1) по напрузі:

$$U_{роб} \le U_{ном} \tag{2.31}$$

2) по струму:

$$I_{роб} \le I_{ном} \tag{2.32}$$

3) по конструкції і класу точності;

4) по динамічній стійкості:

$$i_y \le K_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \tag{2.33}$$

де i_y – ударний струм КЗ; $K_{дин}$ – кратність динамічної стійкості; $I_{1ном}$ – номінальний струм ТС;

5) по термічній стійкості:

$$B_{Крозр} \le \left(K_{терм} \cdot I_{1ном}\right)^2 \cdot t_{терм} \tag{2.34}$$

Таблиця 2.12 - Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження, В·А		
			Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-335	1	0.5	0.5	0,5
Ваттметр	Д-350	1.5	0.5	-	0.5
Варметр	Д-345	1.5	0.5	-	0.5
Лічильник активної енергії	СА-3	1	2.5	-	2.5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1.5	2.5	-	2.5
Сумарне навантаження ТС в колі СТ з боку НН	-	-	6.5	0.5	6.5
Сумарне навантаження ТС в колі секційного вимикача на стороні НН	-	-	0.5	0.5	0.5
Сумарне навантаження ТС в колі СТ з боку ВН	-	-	0.5	0.5	0.5
Сумарне навантаження ТС в колі ліній, що відходять	-	-	0.5	0.5	0.5

Загальний опір вторинної ланцюга трансформатора струму складається з опорів приладів, сполучних проводів і перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к \quad (2.35)$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{приб} = S_{приб} / I^2_{2ном} \quad (2.36)$$

де $S_{приб}$ - потужність споживана приладами (найбільше по фазі); $I_{2ном}$ - вторинний номінальний струм трансформатора струму, що дорівнює 5 А.

Опір контактів приймають рівним 0.05 Ом при двох-трьох приладах і 0.1 Ом – при більшій кількості приладів. Опір з'єднувальних проводів залежить від їх довжини та перерізу.

$$r_{пр} \le Z_{2ном} - r_{приб} - r_к \quad (2.37)$$

Переріз з'єднювальних проводів:

$$q = \frac{\rho l_{розр}}{r_{пр}} \quad (2.38)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу, проводи з алюмінієвими жилами (ρ= 0.0283) або мідними (0.0175); $l_{розр}$ – розрахункова довжина, що залежить від схеми з'єднання ТС.

Таблиця. 2.13 – Вибір ТС у колі силового трансформатора на боці високої напруги

Умови вибору	Розрахункові дані	Тип трансформатору струму	Номінальні дані
$U_{роб} \le U_{ном}$, кВ	110	ТВ110-І-У2, ХЛ2	220
$I_{роб} \le I_{ном}$, А	294		1000
$i_y \le i_{дин}$, кА	22,304		$20 \cdot \sqrt{2} \cdot 1000 = 28,284$
$B_{Крозр} \le B_{Кном}$, кА^2·с	8,157		$25^2 \cdot 3$
$Z_2 \le Z_{2ном}$, Ом	1.53		1.6

Найбільш завантажена фаза А і С, тому $r_{приб} = 0.5 / 5^2 = 0.02\ Ом$. $r_к$=0.05 Ом. $r_{пр} = 40/25 - 0.02 - 0.05 = 1.53\ Ом$, де $S_{2ном}$=40 ВА (к.т 3). Тоді

$q = 0.0175 \cdot 60 / 1.13 = 0.686\ мм^2$. Приймаємо перетин 1 мм^2, за умовою міцності.

Таблиця. 2.14 – Вибір ТС у колі секційного вимикача на стороні НН

Умови вибору	Розрахункові дані	Тип трансформатору струму	Номінальні дані
$U_{роб} \le U_{ном}$, кВ	10	ТВ-10-IV	10
$I_{роб} \le I_{ном}$, А	3233		8000
$i_y \le i_{дин}$, кА	24,344		$16 \cdot \sqrt{2} \cdot 8000 = 221,703$
$B_{Кrозр} \le B_{Кном}$, кА^2·с	17,148		$(28 \cdot 8000)^2 \cdot 3 = 224^2 \cdot 3$
$Z_2 \le Z_{2ном}$, Ом	0,89		1.2

$r_{приб} = 6.5 / 5^2 = 0.26\ Ом$. $r_к$=0.05 Ом. $r_{пр} = 30 / 25 - 0.26 - 0.05 = 0.89\ Ом$.

$S_{2ном}$=20 ВА (к. т 0.5). $q = 0.0175 \cdot 60 / 0.89 = 1,18\ мм^2$, $q_{стан}$=1,5 мм^2.

Таблиця 2.15 – Вибір ТС у колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умови вибору	Розрахункові дані	Тип трансформатору струму	Номінальні дані
$U_{роб} \le U_{ном}$, кВ	10	ТВТ-10 П2-19	10
$I_{роб} \le I_{ном}$, А	1617		6000
$i_y \le i_{дин}$, кА	24,344		$12 \cdot \sqrt{2} \cdot 6000 = 124,708$
$B_{Кrозр} \le B_{Кном}$, кА^2·с	17,148		$(12 \cdot 6000)^2 \cdot 3 = 72^2 \cdot 3$
$Z_2 \le Z_{2ном}$, Ом	1,13		1,2

$r_{приб} = 0.5 / 5^2 = 0.02\ Ом$. $r_к$=0.05 Ом. $r_{пр} = 1,2 - 0.02 - 0.05 = 1,13\ Ом$.

$q = 0.0175 \cdot 60 / 1.13 = 0,929\ мм^2$, $q_{стан}$=1 мм^2.

Таблиця 2.16 – Вибір ТС у колі лінії, що відходить

Умови вибору	Розрахункові дані	Тип трансформатору струму	Номінальні дані
$U_{роб} \le U_{ном}$, кВ	10	ТШЛ-10-1	10
$I_{роб} \le I_{ном}$, А	323		4000
$i_y \le i_{дин}$, кА	24,344		$25 \cdot \sqrt{2} \cdot 4000 = 141,421$
$B_{Крозр} \le B_{Кном}$, кА^2·с	17,148		$(35 \cdot 4000)^2 \cdot 3 = 140^2 \cdot 3$
$Z_2 \le Z_{2ном}$, Ом	0,53		0,6

- $r_{приб} = 0.5/5^2 = 0.02\ Ом$. $r_к$=0.05 Ом. $r_{пр} = 0,6 - 0.02 - 0.05 = 0.53\ Ом$, де к.т Р. Тоді $q = 0.0175 \cdot 60/0.53 = 1.98\ мм^2$. $q_{стан}$=2 мм^2.

Вимірювальним ТН називають трансформатор, призначений для перетворення первинної напруги мережі до значення, зручного для вимірювання, а також для електричного розділення первинних і вторинних кіл. Трансформатори напруги працюють в режимі близькому до холостого ходу.

Застосування ТН забезпечує безпеку людей, що працюють з вимірювальними приладами і реле. Первинна і вторинна напруги ТН відрізняються на величину коефіцієнта трансформації. Номінальний коефіцієнт трансформації рівний ($U_{ном1}$ до $U_{ном2}$).

Трансформатори напруги вибираються за $U_{1ном}$ і виконанням аналогічно вимикачам і перевіряються за умовою [5, с. 30].

$$S_{2\Sigma} \le S_{2ном} \qquad (2.39)$$

де $S_{2ном}$ – номінальна потужність в обраному класі точності, ВА; $S_{2\Sigma}$ - навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, ВА.

Для спрощення розрахунків навантаження приладів можна не розділяти по фазах.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2} \qquad (2.40)$$

Переріз з'єднувальних проводів приймається за умовою механічної стійкості аналогічно трансформаторам струму. З метою запобігання явищам феррорезонансу рекомендується застосовувати антирезонансні трансформатори напруги.

Таблиця 2.17 – Вимірювальні прилади, що підключені до трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Споживана потужність, ВА	$n_{кот}$	$n_{пр}$	sinφ	cosφ	Споживана потужність	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	1	2	1	1	0	2	-
Ваттметр (ввід)	Д-335	2	1	3	1	0	6	-
Варметр	Д-335	2	2	3	0.38	0.925	12	11.1
Лічильник активної енергії (ввід)	И-680	8	2	3	0.38	0.925	48	44.4
Лічильник реактивної енергії (у колі Т)	И-676	12	2	3	0.38	0.925	72	66.6
Лічильник активної енергії (на лінії)	И-674	12	2	1	0.38	0.925	24	22.2
Лічильник реактивної енергії (на лінії)	И-673	12	2	1	0.38	0.925	24	22.2
						∑	188	166.5

Вторинне навантаження буде: $S_{2\Sigma} = \sqrt{188^2 + 166.6^2} = 251.13\ BA$. На стороні 110 кВ НКФ-110-58У1 і тоді $300 \geq 251.13\ (BA)$, задовольняє, як і пропанувалося у [1, с. 30], а на стороні 10 кВ – ЗНОЛ.06-10У3 із $S_{2ном}$=300 ВА.

Приймачами власних потреб є [1, с. 20-21]:

- оперативні кола;

- електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електроопалення приміщень;
- електропідігрівання комутаційної апаратури і т.д.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту.

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається за умовою $S_{TCH} \geq S_{CH}$

де S_{TCH} - потужність трансформатора власних потреб, кВА; S_{CH} - потужність споживачів власних потреб, кВА.

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює $S_{TCP} = 20 - 25\ кВА$. Під час ввімкнення цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень визначаться за ф-ою (4.1):

$$S_{TCH} = \frac{S_{THP} + S_{CH}}{1.2},\ кВА \qquad (2.42)$$

Розрахунок наведено у табл. 4.1. Для знаходження Q використовуємо тригонометричну рівність $1/\cos^2\varphi = 1 + tg^2\varphi$; тоді $Q = P \cdot \left|\sqrt{1 - 1/\cos_2\varphi}\right|$.

Таблиця. 2.18 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

№	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць, кВт	$К_П$	cosϕ	Споживана потужність	
						P, кВт	Q, кВА
1	Охолодження трансформаторів	2	3.0	0.83	0.85	6	2.305
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установок	2	3.8	1	1	7.6	0
3	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0.6	1	1	3.6	0
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП (ЗПУ)	1	5	0.65	0.95	5	0.54
5	Те ж ЗРУ 10 кВ	1	6	0.65	0.9	6	1.407
6	Те ж ЗРУ, сполучного з ЗПУ	1	25	0.65	0.9	25	5.864
5	Освітлення ВРП	1	2.0	0.5	1	2	0
	Сумарне навантаження власних потреб, кВА					56.119	

$S_{ТСН} \geq \frac{56.119 + 20}{1.2} = 63.433\ кВА$. Приймаємо стандартну потужність трансформатору 63 кВА, це не буде помилкою або наступний із номінального ряду більшої потужності для забезпечення коефіцієнту завантаження – 100 кВА. Та приймаємо для живлення споживачів власних потреб два трансформатори ТМ-63/10 (або ж ТМ-100/10).

2.6 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції

Головна схема електричних з'єднань ПС – це сукупність основного електроустаткування (трансформатори, лінії), збірних шин, комутаційної та іншої первинної апаратури з усіма виконаними між ними з'єднаннями.

Вибір головної схеми є основним при проектуванні, тому що вона визначає повний склад елементів і зв'язків між ними.

Схема ПС узгоджується з призначенням і способом приєднання до живильної мережі і повинна: [5, с. 17-18]

- забезпечувати надійність електропостачання споживачів підстанції і перетоків потужності міжсистемними і магістральними зв'язками у нормальному й післяаварійному режимах;
- враховувати перспективу розвитку;
- допускати можливість розширення;
- враховувати вимоги протиаварійної автоматики;
- забезпечувати можливість проведення ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без відключення сусідніх приєднань.

При невеликій кількості приєднань на стороні 35- 220 кВ застосовують спрощені схеми, в яких зазвичай відсутні збірні шини, число вимикачів зменшене. У деяких схемах вимикачів високої напруги взагалі не передбачають. Спрощені схеми дозволяють зменшити витрату електрообладнання, будівельних матеріалів, знизити вартість розподільного пристрою, прискорити його монтаж. Такі схеми набули найбільшого поширення на підстанціях. [10, с. 12]

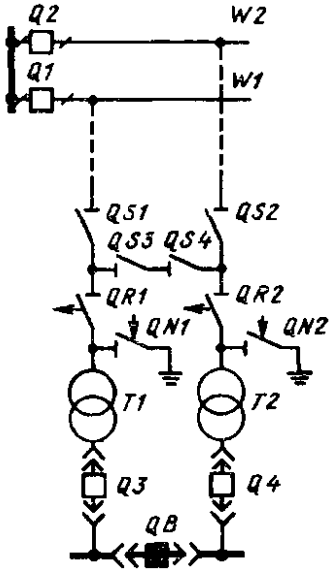

Рис. 2.4 Спрощена схема на стороні ВН, два блоки з віддільниками і неавтоматичною перемичкою

На двотрансформаторних підстанціях 35-220 кВ застосовується схема двох блоків трансформатор - лінія, що для більшої гнучкості з'єднані неавтоматической перемичкою з двох роз'єднувачів QS3, QS4 (рис. 2.4). У нормальному режимі один з роз'єднувачів перемички повинен бути відключений. Якщо цього не зробити, то при КЗ в будь-якої лінії (W1 або W2) релейного захистом відключаються обидві лінії, порушуючи електропостачання всіх підстанцій, приєднаних до цих ліній.

Відключення трансформаторів відбувається у такому порядку. При пошкодженні в трансформаторі релейного захистом відключається вимикач Q3 і посилається імпульс на відключення вимикача Q1 на підстанції енергосистеми. Вимикач Q1 відключається, після чого автоматично відключається віддільник QR1. Транзитна лінія, до якої під'єднаний трансформатор, повинна залишитися під напругою, тому після спрацьовування QR1 автоматично включається вимикач Q1. Перемичка з двох роз'єднувачів використовується при відключеннях ліній.

При стійкому пошкодженні на лінії W1 відключаються Q1, Q3 і дією АВР на стороні 6-10 кВ включається секційний вимикач QB, забезпечуючи харчування споживачів від трансформатора Т2. Якщо лінія виводиться в ремонт, то діями чергового персоналу підстанції або оперативної виїзної бригадою відключається лінійний роз'єднувач QS1, включається роз'єднувач в перемичці і трансформатор Т1 ставиться під навантаження включенням вимикача з боку НН (Q3) з наступним відключенням секційного вимикача. У цій схемі можливе харчування Т1 від лінії W2 при ремонті лінії W1 (або харчування Т2 від лінії W1).

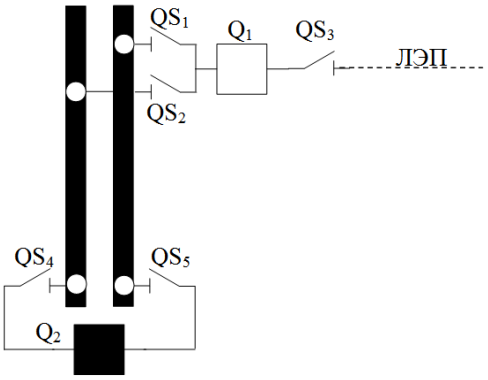

Рис. 2.5 Схема з'єднання на стороні НН

На рис. 2.5 показана схема робочих шин РЕМ з підключенням до них лінії електропередачі. Шини РЕМ секціоновані вимикачем Q2. Лінія (ЛЕП) підключена до шин через лінійний роз'єднувач QS3, лінійний вимикач Q3 і два шинних роз'єднувача QS1 і QS2, один з яких знаходиться у включеному і інший в відключеному стані.

3 Розрахунок релейного захисту

3.1 Теоретичні відомості

Наведений захист застосовується для об’єктів потужністю 6300 кВА і більше, а також на об’єктах потужністю 4000 кВА при їх паралельній роботі (при меншій потужності об’єкта застосовується струмова відсічка у поєднанні з МСЗ). Захист виконується із застосуванням диференційних реле струму типів РНТ або ДЗТ, які мають трансформатори, що насичуються, гальмові обмотки. Вони забезпечують підвищене відстроювання від перехідних режимів з аперіодичною складовою струму. Обирання типу реле забезпечується розрахунками.

На трансформаторах потужністю до 25 МВА допускається виконання захисту з реле струму типу РТ-40, яке відстроєне за стумом спрацювання від кидків струму намагнічування та перехідних значень струму небалансу (диференційна відсічка), якщо при цьому забезпечується необхідна чутливість. Для двообмоткових трансформаторів використовується дворелейна схема захисту, для триобмоткових трансформаторів та автотрансформаторів – трирелейна схема (ТС на стороні низької напруги з’єднуються в повну зірку для підвищення чутливості).

Для обирання струму спрацювання захисту за умовами відстроювання від струмів небалансу розглядаються такі режими, при яких струм небалансу буде найбільшим. Обирання розрахункових умов визначається параметрами системи і станції. Для об’єкту з однобічним живленням розрахунковим є трифазне к.з. на шинах середньої та нижчої напруги (СН і НН, точки К1 та К2, рис. 3.1). При двобічному живленні розрахунковим може бути і к.з. на шинах вищої напруги (ВН, точка К3, рис. 3.1).

Для перевірки чутливості розглядають такі режими, при яких чутливість буде мінімальною. При однобічному живленні коефіцієнт

перевіряється при внутрішньому к.з. на стороні СН та НН у мінімальному режимі роботі системи і станції (точки К4 і К5, рис. 3.1). При двобічному живленні розрахунковим по чутливості може бути і однофазне або двофазне к.з. на стороні ВН (точка К3, рис. 3.1).

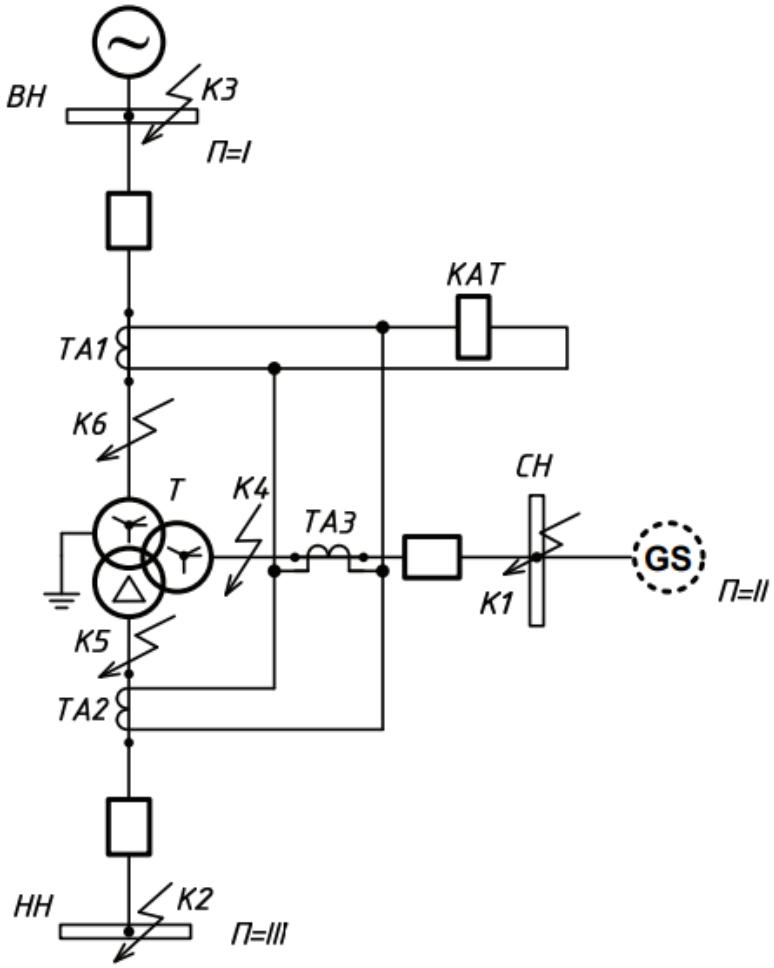

Рисунок 3.1 –Схема диференційного захисту трансформатора

3.2 Обрання уставок реле ДЗТ

При використанні реле ДЗТ-11 обмотку гальмування включають на тій стороні, на якій к.з. дає найбільший струм небалансу (наприклад, точка К1, рис. 3.2). При цьому вказаний струм небалансу при обиранні струму спрацювання захисту не враховується. Включення гальмових обмоток для реле інших типів надано у [8].

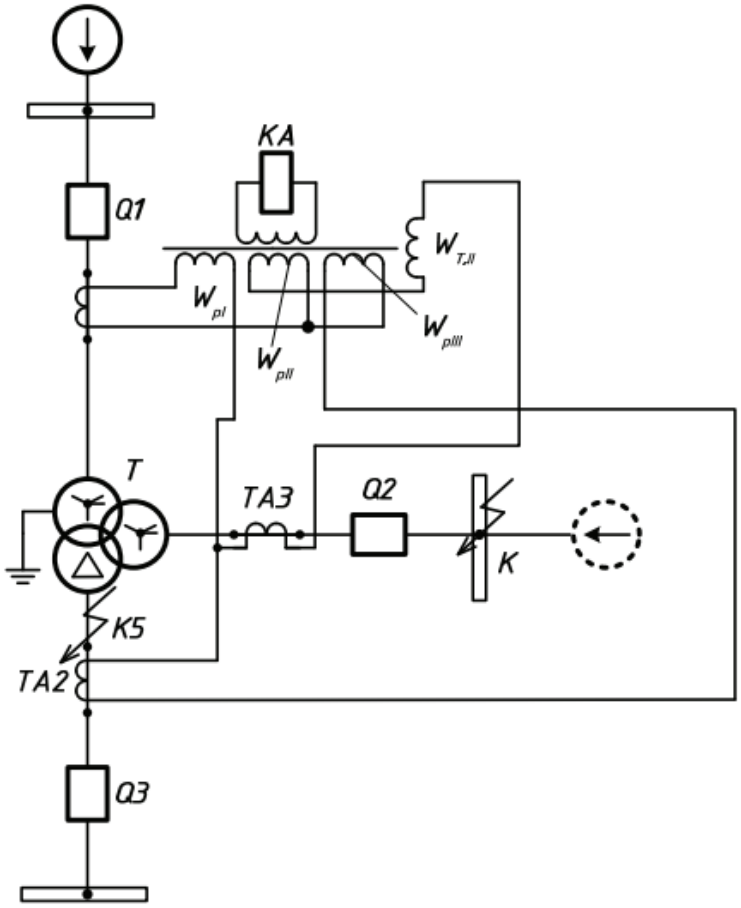

Рисунок 3.2 – Спрощена схема диференційного захисту трансформатора ДЗТ-11

Необхідно знати:

- Визначення кількості витків $W_{P.n}$, які встановлюються на робочих обмотках різних сторін об'єкта для забезпечення балансу МРС на реле, виконується таким саме чином, як і для реле типу РНТ, що розглянуто вище.

- Необхідна кількість витків обмотки гальмування, для забезпечення надійного відстроювання реле від струму небалансу при даному виді к.з., визначається за виразом:

$$W_{\Gamma.n} = \frac{K_{\text{ВІДС}} \cdot I^{I}_{\text{НБ.РОЗР}}}{I_{1,\Gamma.n}} \cdot \frac{W_{P.n}}{tg(\alpha)}, \qquad (3.1)$$

де $K_{ВІДС}$ - коефіцієнт відстроювання (приймають рівний 1,5); $I_{1Г.n}$ - первинний струм гальмівної сторони *n* об'єкту, tg(α) - тангенс кута нахилу дотичної, що проведена з початку координат до нижньої розрахункової по селективності гальмівної характеристиці реле (рис. 3.3).

Перевірка чутливості при внутрішніх пошкодженнях без гальмування (наприклад, точка К5, рис.5.4, б) виконується, як і для реле РНТ.

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sum_{n=1}^{III} I_{2,n} \cdot W_n}{F_{\text{СПР.Р.О}}} \geq 2.0, \qquad (3.2)$$

де $F_{СПР.Р.О}$ – МРС спрацювання реле ДЗТ при відсутності гальмування.

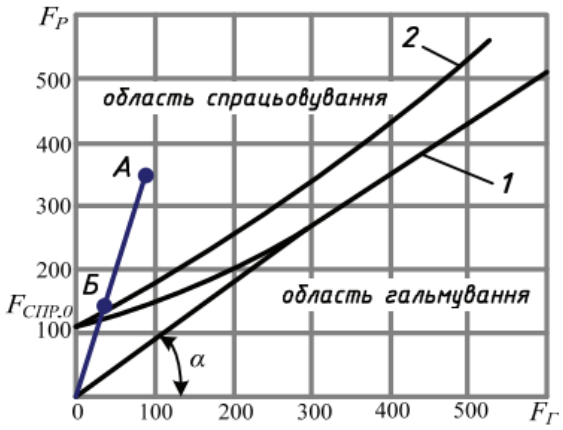

Рисунок 3.3 – Гальмівна характеристика реле типа ДЗТ-11 (1 – мінімальне гальмування; 2 – максимальне гальмування)

3.3 Розрахунку диференційного захисту трансформатора на реле типу ДЗТ-11

Приводиться розрахунок диференційного захисту двообмоткового трансформатора 330/6,3/10,5 кВ із розщепленими обмотками з боку НН, проте приймаємо що працює як звичайний двообмотковий трансформатор з потужністю 40 МВА, що має РПН на стороні ВН у межах ± 8·1,5%. Напруга короткого замикання трансформатора u_K = 11.% Опір системи в максимальному режимі – 12 Ом, опір системи в мінімальному режимі –18 Ом. Вихідна схема наведена на рис. 3.4.

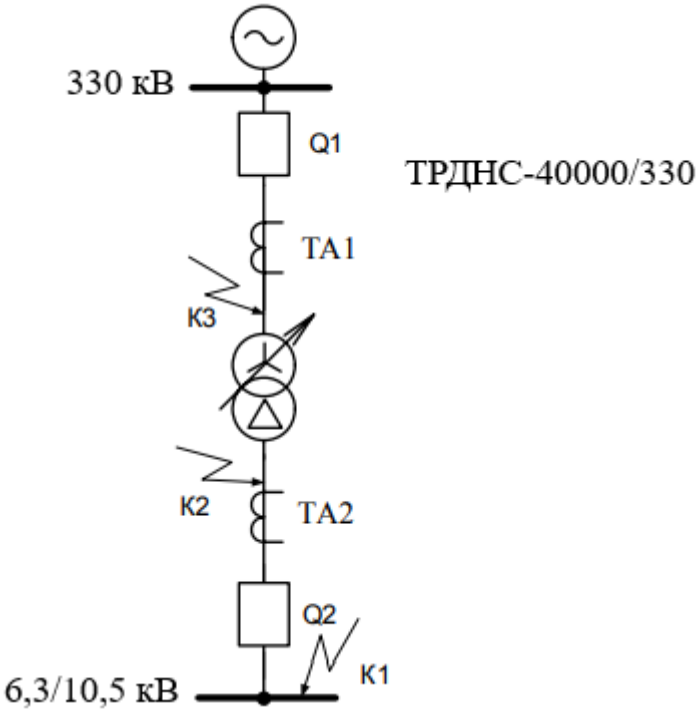

Рисунок 3.4 – Вихідна схема двообмоточного трансформатора

Знаходимо приведений до сторони ВН опір трансформатора, для цього використовуємо каталожні дані наведеного трансформатора (рис. 3.5).

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_к$,%	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, кВАр
			ВН	НН							
ТРДНС-40000/330	40	±8*1,5%	330	6,3/6,3;6,3/10,5;10,5/10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560

Рисунок 3.5 – Каталожні дані ТРДНС-40000/330

Визначаються первинні струми на сторонах трансформатора, що захищається, у номінальному режимі роботи, вибираються трансформатори струму й визначаються відповідні вторинні струми в колах захисту. При цьому трансформатори струму на стороні 110 кВ з'єднуються в трикутник і вибираються за значенням первинного струму $\sqrt{3}I_{ном}$ так, щоб вторинні струми не перевищували значення 5 А. Розрахунки зводимо до табл. 3.1.

Таблиця 3.1. – Результати розрахунків за пунктом 2.

Параметр	Позначення, розрахункова формула	Чисельні значення для сторін	
		330 кВ	10,5 кВ
Первинні номінальні струми трансформатора, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	70	2199
Схема з'єднання вторинних ланцюгів трансформаторів струму		Трикутник 75/5	Зірка 3000/5
Коефіцієнти трансформації ТТ	n_{TA}	75/5	3000/5
Вторинні струми в ланцюгах захисту	$I_{\text{ном вт}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot k_{\text{сх}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}}}$	8,083	6,348

Визначається первинний максимальний струм короткого замикання, що проходить через трансформатор, що захищається, при зовнішньому КЗ (точка К1 на шинах навантаження 10,5 кВ на рис. 3.4):

$$I_{Kmax}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3}\left(x_{Cmax} + x_T\right)} = \frac{330 \cdot 10^3}{\sqrt{3}\left(12 + 299\right)} = 612,623 \text{ А} \qquad (3.3)$$

Попередньо визначається первинний струм спрацьовування захисту:

- за умовою відстроювання від струму небалансу без врахування складової $I_{нб}''$:

$$\text{I}_{\text{нб.расч}} = \text{I}'_{\text{нб.расч}} + \text{I}''_{\text{нб.расч}} = \left(\text{k}_{\text{одн}} + \Delta\text{U}_{\text{в}}\right) \cdot \text{I}^{(3)}_{\text{кз max(к1)}} = \left(0,1 + 0,15\right) \cdot 612,623;$$

$$\text{I}_{\text{нб.расч}} = 153,159 \text{ А}; \qquad (3.4)$$

$$\text{I}_{\text{сз}} = \text{K}_{\text{н}} \cdot \text{I}_{\text{нб}} = 1,5 \cdot 153,159 = 229,739 \text{ А}.$$

- за умовою відстроювання від кидка струму намагнічування:

$$\text{I}_{\text{сз}} = \text{K}_{\text{н}} \cdot \text{I}_{\text{ном}} = 1,5 \cdot 70 = 105 \text{ А}. \qquad (3.5)$$

Таким чином, розрахунковою умовою для вибору струму спрацьовування є відстроювання від струму небалансу є 229,739 А.

Виконується попередня перевірка чутливості захисту. В наведеному випадку розрахунковим для чутливості є двофазне КЗ на стороні НН у мінімальному режимі роботи системи.

$$I_{Kmin}^{(2)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3}\left(x_{Cmin} + x_T\right)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{330 \cdot 10^3}{\sqrt{3}\left(18 + 299\right)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 520{,}505 \text{ А}; \qquad (3.6)$$

$$K_{Чmin} = \frac{I_{Kmin}^{(2)}}{\mathrm{I}_{сз}} = \frac{520{,}505}{229{,}739} = 2{,}27 > 2. \qquad (3.7)$$

Розрахунок захисту з реле типу ДЗТ дозволяєтьсяя продовжити.

Визначається число витків трансформатора, що насичується, яке потім уточнюється з урахуванням складової $I_{нб}^{'''}$. Розрахунки зводимо до табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок параметрів реле

№	Параметр	Позначення і метод визначення	Чисельне значення
1	2	3	4
1	Розрахунковий струм спрацьовування реле на основній стороні, А	$I_{ср.осн} = \frac{k_{сх} I_{сз}}{n_{TA}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 229{,}739}{75/5} = 26{,}528$ А
2	Розрахункове число витків обмотки трансформатора реле, що	$w_{осн.расч} = \frac{F_{расч}}{I_{ср.осн}}$	$\frac{100}{26.528} = 3{,}7$

	насичується, для основної сторони, витки		
3	Прийняте число витків обмотки трансформатора реле, що насичується, для основної сторони, витки	$w_{осн}$	4
4	Струм спрацювання реле на основній стороні, А	$I_{ср.осн} = \frac{F_{расч}}{w_{осн}}$	$\frac{100}{4} = 25$ А
5	Розрахункове число витків обмотки трансформатора реле, що насичується, для неосновної сторони, витки	$w_{неосн.расч} = w_{осн} \cdot \frac{I_{осн.вт}}{I_{неосн.вт}}$	$4 \cdot \frac{8.038}{6.348} = 5.0933$

6	Прийняте число витків обмотки трансформатора реле, що насичується, для неосновної сторони, витки	$w_{неосн}$	5
7	Складова $I_{нб}'''$, А	$I_{нб}''' = \left\| \frac{w_{неосн} - w_{неосн}}{w_{неосн}} \right\| \cdot I_{Кмакс}$	$\frac{(5.0933-5)}{5.0933} \cdot 612.623 = 11.222$
8	Уточнене значення струму спрацьовування захисту, А	$I_{сз} = K_н \cdot \left(I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч} \right)$	$153.159+1.5 \cdot 11.222 = 163.992$ А
9	Уточнений струм спрацьовування реле на основній стороні, А	$I_{ср.осн}' = \frac{k_{сх} I_{сз}}{n_{ТА}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 169.992}{75/5} = 19.629$ А
10	Оцінка відносного впливу збільшення	$\frac{I_{ср.осн}' - I_{ср.осн}}{I_{ср.осн}} \cdot 100\%$	$\frac{19.629 - 26.528}{26.528} \cdot 100\% = -26\%$

	струму спрацьовування реле		
Розрахована в п. 10 розбіжність перевищує припустимі 5%, тому далі проводиться уточнюючий розрахунок			
11	Уточнене (зменшене на одиницю значення зі строки 3) прийняте число витків обмотки трансформатора реле, що насичується, для основної сторони, витки	$w_{осн}$	3
12	Уточнений струм спрацьовування реле на основній стороні, витки	$I_{ср.осн} = \frac{F_{расч}}{w_{осн}}$	$\frac{100}{3} = 33.333$ А
13	Розрахункове число	$w_{неосн.расч} = w_{осн} \cdot \frac{I_{осн.вт}}{I_{неосн.вт}}$	$3 \cdot \frac{8.038}{6.348} = 3.799$

	витків обмотки трансформатора реле, що насичується, для неосновної сторони, витки		
14	Прийняте число витків обмотки трансформатора реле, що насичується, для неосновної сторони	$w_{неосн}$	4
15	Складова $I_{нб}'''$, А	$I_{нб}''' = \left\| \frac{w_{неосн} - w_{неосн}}{w_{неосн}} \right\| \cdot I_{Кмакс}$	$\frac{(5.0933-5)}{5.0933} \cdot 612.623 = 32.413\,А$
16	Уточнене значення струму спрацьовування захисту, А	$I_{сз} = K_н \cdot \left(I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч} \right)$	$153.159+1.5 \cdot 32.413 = 201.779\,А$
17	Уточнений струм	$I'_{ср.осн} = \frac{k_{сх} I_{сз}}{n_{ТА}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 201.779}{75/5} = 23.299\,А$

	спрацьовування реле на основній стороні, А		
18	Оцінка відносного впливу збільшення струму спрацьовування реле	$\frac{I_{ср.осн}^{'} - I_{ср.осн}}{I_{ср.осн}} \cdot 100\%$	$\frac{19.629 - 26.528}{26.528} \cdot 100\% = -12.172\%$
Отримана в п. 18 розбіжність хоч перевищує припустимі 5%, проте приймаємо такі остаточні значення			
19	Остаточно прийняте рішення про число витків трансформатора реле, що насичується, для установлення на основній стороні (330 кВ) і неосновній (10.5 кВ)	$w_{осн}$ $w_{неосн}$	3 4

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні НН, депередбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання:

$$I_{нб.расч.} = K_з \cdot \left(K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta W_{II}\right) \cdot I^{(3)}_{кз.max(к1)};$$
$$I_{нб.расч.} = 1.5\left(1.0 \cdot 0.1 + 0.15 + 0.0529\right) \cdot 621.623 = 278.345 \text{ А}. \quad (3.8)$$

Число витків гальмівний обмотки:

$$W_{торм.} = \frac{K_{з.} \cdot I_{нб.расч.} \cdot W_{II}}{I^{(3)}_{кз.max(к1)} \cdot 0,75} = \frac{1.5 \cdot 278.345 \cdot 4}{612.623 \cdot 0.75} = 3.635 \approx 5 \text{витков} \quad (3.9)$$

Оцінюється чутливість захисту при двофазному короткому замиканні у точці К2 (рис. 3.4) у мінімальному режимі роботи системи.

$$K_{Чmin} = \frac{I^{(2)}_{Kmin}}{I_{сз}} = \frac{520,505}{201.779} = 2.58 > 2. \quad (3.10)$$

Бачимо, що: розглянутий захист має достатню чутливість і може бути допущеним до встановлення.

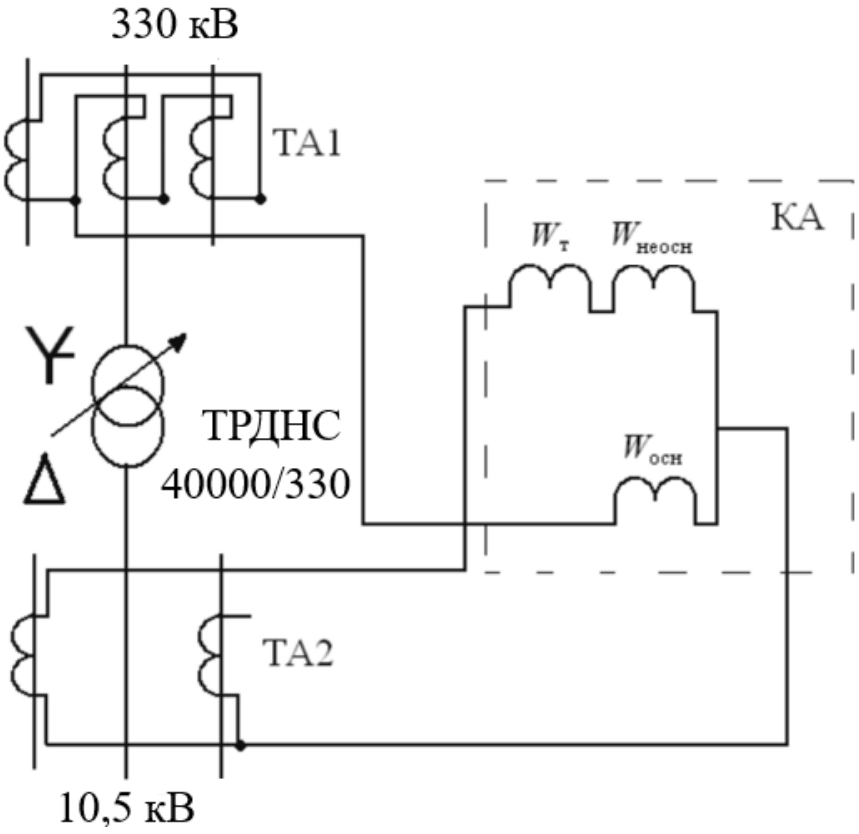

Рисунок 3.6 – Схема включення ДЗТ-11

4 Охорона праці

Тема: Правила утримання силових трансформаторів та масляних реакторів щодо убезпечення небезпеки

4.1 Теоретичні відомості

Правила ПТЕЕС встановлюють основні організаційні й технічні вимоги до експлуатації електроустановок та електрообладнання (далі - електроустановки) споживачів і направлені на забезпечення надійної, безпечної та раціональної експлуатації електроустановок.

Правила поширюються на діючі електроустановки на напругу до 150 кВ включно, які належать суб'єктам господарювання - споживачам електроенергії незалежно від форм власності та відомчої належності, що використовують електричну енергію для забезпечення власних потреб на підставі договору, а також населення, яке на правах власності має електроустановки на напругу понад 1 кВ.

Правила обов'язкові для працівників, що здійснюють експлуатацію електроустановок споживачів, функції керування, регулювання режимів електроспоживання, інспектування електроустановок споживачів, а також підприємств, установ та організацій усіх форм власності.

Усі діючі електроустановки споживачів, а також ті, що проектуються, споруджуються, реконструюються чи модернізуються, повинні відповідати вимогам нормативно-правових актів, чинним правилам улаштування електроустановок та іншим нормативно-технічним документам.

4.2 Силові трансформатори та масляні реактори

Для забезпечення тривалої і надійної експлуатації трансформаторів (реакторів) необхідно забезпечити:

- дотримання допустимих температурних і навантажувальних режимів, рівня напруги;

- дотримання характеристик ізоляції та трансформаторного масла в межах установлених норм;
- утримання у справному стані пристроїв охолодження, регулювання напруги, захисту масла тощо.

На дверях трансформаторних пунктів і камер зовні та всередині повинні бути вказані підстанційні номери трансформаторів, а з зовнішнього боку нанесені ще й попереджувальні знаки відповідно до вимог відповідних НД.

Трансформатори, що вперше вводяться в експлуатацію, за відсутності відповідної вказівки підприємства-виробника можуть не підлягати внутрішньому огляду.

Огляд з розкриванням трансформатора необхідний у разі зовнішніх пошкоджень, допущених під час транспортування або зберігання, та таких, що викликають припущення щодо можливості внутрішніх пошкоджень.

Під час обслуговування трансформаторів (реакторів) повинні бути забезпечені зручні і безпечні умови для спостереження за рівнем масла, газовим реле, а також для відбору проб масла.

Рівень масла в розширнику трансформатора (реактора), який не працює, повинен бути на позначці, що відповідає температурі навколишнього середовища на даний момент. На працюючому трансформаторі рівень масла повинен бути не нижче позначки, що відповідає температурі навколишнього середовища.

Працівники, які обслуговують трансформатори, повинні вести спостереження за температурою верхніх шарів масла за термосигналізаторами і термометрами, якими оснащуються трансформатори з розширника, а також за показами мановакуумметрів у герметичних трансформаторах.

Трансформаторні установки, реактори оснащуються протипожежними засобами відповідно до вимог ПУЕ. Стаціонарні засоби пожежогасіння

повинні бути у справному стані і підлягати перевіркам згідно із затвердженим графіком.

Пристрої РПН трансформаторів повинні бути в роботі і, як правило, з автоматичним керуванням. За рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство, допускається встановлення неавтоматичного режиму регулювання напруги шляхом дистанційного перемикання РПН з пульта керування, якщо коливання напруги в мережі є в межах, що задовольняють вимоги споживачів електроенергії. Під час перемикань РПН перебування працівників поблизу трансформатора забороняється. Огляд трансформаторів виконується у відповідності до інструкцій з їх експлуатації.

Перемикання пристрою РПН трансформатора, що перебуває під напругою, вручну з місця (рукояткою, кнопками чи ключами приводу РПН) заборонене.

Під час роботи з перевантаженням трансформатора, що має пристрій РПН, здійснювати перемикання відгалужень не допускається, якщо значення сили струму навантаження перевищує номінальне значення сили струму перемикального пристрою.

В аварійних режимах допускається короткочасне перевантаження трансформаторів понад номінальне значення сили струму для всіх систем охолодження, значення і тривалість якого регламентована стандартами ДСТУ 3463-96 та ДСТУ 2767-94 (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Норми допустимого короткочасного перенавантаження трансформаторів

№ з/п	Показник	Допустимі перевантаження				
1	Трансформатори масляні:					
	перевантаження струмом, %	30	45	60	75	140
	тривалість перевантаження, хв	120	80	45	20	10
2	Трансформатори сухі:					
	перевантаження струмом, %	20	30	40	50	60
	тривалість перевантаження, хв	60	45	32	18	5

Уведення в експлуатацію трансформатора (реактора) необхідно здійснювати відповідно до інструкції підприємства-виробника. Увімкнення в мережу трансформатора (реактора) можна здійснювати як поштовхом на повну (номінальну) напругу, так і підйомом значення напруги з нуля.

У разі автоматичного вимкнення трансформатора (реактора) дією захисту від внутрішніх пошкоджень трансформатор (реактор) можна вмикати у роботу лише після проведення огляду, випробувань, аналізу масла, газу і усунення виявлених дефектів (пошкоджень). У разі вимкнення трансформатора (реактора) від захистів, які не пов'язані з його внутрішнім пошкодженням, він може бути увімкненим знову без перевірок.

У разі спрацьовування газового реле на сигнал потрібно провести зовнішній огляд трансформатора (реактора) та взяти газ із реле для аналізу і перевірки на горючість.

За результатами аналізу газу з газового реле, аналізу масла, інших вимірювань (випробувань) необхідно встановити причину спрацьовування газового реле на сигнал, визначити технічний стан трансформатора (реактора) і можливість його нормальної експлуатації.

Висновки

В наведенній дипломній роботі виконано проектування та розрахунок визначених варіантів схем електропостачання споживачів. За допомогою визначення параметрів електричної мережі: напруги, струму та потужності були обрані складові елементи цієї мережі: лінії та трансформатори. Зазначені елементи відповідали всім поставленим вимогам – допустиму струму у лінії та коефіцієнту аварійного перевантаження трансформатору. Наведені втрати у електричний мережі, що є показником економічної ефективності обраної схеми. Виконана перевірка роботи однієї із схем при мінімальному та аварійному навантаженні, крім цього визначені рівні напруг на споживачах для кожного досліджуваного режиму. З розрахунку можна побачити, що аварійний режим є допустимим для даної мережі та відхилення напруги не перевищує норми, якщо такі мають місце то застосовується РПН у трансформаторі або якщо структура схеми дозволяє – встановлюють лінійний регулятор напруги.

На прикладі ТД-40000/110 і споживача І категорії виконаний вибір і перевірка трансформатора на основі добового графіка навантаження. Визначено значення струмів короткого замикання, що необхідно для вибору основного обладнання: вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги. Проведений вибір і розрахунок струмопровідних частин з боку ВН і НН. На основі власних потреб обраний трансформатор власних потреб з регулюванням напруги без збудження.

Для визначеного трансформатору проведений розрахунок релейного захисту, зазвичай релейних захист виконується у вигляді ДЗТ-11 або РНТ-565. В наведеному випадку виконаний розрахунок ДЗТ-11 для двообмоткового трансформатора із розщеплоною обмоткою. Визначені коефіцієнт чутливості вказують на можливість застосування такого захисту.

Список використаної літератури

1. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі»/укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2015. – 37 с.

2. ПУЕ Правила улаштування електроустановок.- Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, із змінами 21.08.2017.

3. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». /Укл.: А.П. Свірідов, Т.В. Величко – Кропивницький: ЦНТУ, 2019. – 80 с.

4. Патрикеев Л.Я., Анисимов О.Ю. Пособие по курсовому проектированию районной электрической сети в курсе "Электрические сети и системы". 2-е издание исправ.и доп.– Севастополь: СНУЯЭиП, 2006.

5. Электрическая сеть района: методическое пособие по курсовому проектированию по дисциплине «Электрические станции, подстанции и системы» для подготовки дипломированного специалиста по направлению 110000 «Сельское и рыбное хозяйство» специальности 110302.65 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства» всех форм обучения: самост. учеб. электрон. изд./Сыкт. лесн. ин-т; сост.: Ю. Я. Чукреев. – Электрон. дан. – Сыктывкар: СЛИ, 2012.

6. Методичні вказівки до курсового проекту по дисципліні «Електричні системи та мережі» (для студентів спеціальності 6.090603)/Уклад.: Р.О.Пархоменко. – Кривий Ріг: КТУ , 2008.

7. Аржанникова А. Е., Мингалева Т. Ю. Проектирование электрической сети: Учеб. пособие/ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». –Иваново, 2014. – 141 с.

8. С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ КУРСОВОГО И ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ (часть 1): Учебное электронное текстовое издание/Подготовлено кафедрой «Физическая и коллоидная химия». – Екатеринбург, 2005. – 52 с.

9. Методичні вказівки і приклади розв'язання задач по курсу ”Оптимізація процесів електропостачання та енергозбереження” для студентів спеціальності 141. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка усіх форм навчання. / Укладачі: І.Л. Лебединський, І.І Борзенков. – Суми: Вид-во СумДУ, 2019. –73с.

10.ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N1).

11.Ефанов, А.В. Проектирование подстанции: учебное пособие для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции» / А.В. Ефанов. – Ставрополь: АГРУС, 2014.-70 с.

12.Основи проектування та експлуатації електричної частини електричних станцій: Навчю-методю посіб. / Уклад.: М. В. Костерев, Є. І. Бардик, Ю. В. Безбереж’єв та ін. – К.: івц. “Видавництво «Політехніка»”, 2003. – 120 с.

13. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з навчальної дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій» / ЛітковецьС. П. – Рівне : НУВГП, 2019. – 92 с.

14.Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

15. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / [Орлович А.Ю., Плєшков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.

16. Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» (для студентів 4 і 5 курсів заочної форми навчання за напрямом підготовки 6.050701 "Електротехніка та електротехнології" спеціальності „Електротехнічні системи електроспоживання”, 4 курсу денної форми навчання за напрямом підготовки 6.030601 „Менеджмент” та слухачів другої вищої освіти за спеціальністю 7.05070103- „Електротехнічні системи електроспоживання”) / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.

17.Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС), 06/09/2017, Україна.

Додатки

!!! де додатки?