

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми
навчання
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ Лебединський І.Л.
“ ____ ” _____ 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “ Розрахунок параметрів обладнання , режимів роботи електричних мереж та ефективності використання різних джерел світла на підстанції.”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-81п

Миколук М.Л.

Керівник, старший викладач

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2022 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Миколук Миколи Леонідовича

Тема роботи: “ Розрахунок параметрів обладнання , режимів роботи електричних мереж та ефективності використання різних джерел світла на підстанції.”

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі студентом завершеної роботи

3 Вихідні дані до роботи задана схема електричної мережі, споживачі мережі, їх потужність і категорія

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

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- аналіз економічної ефективності при використанні різних джерел світла на підстанції.

5 Список графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	22.05.-24.05.2022	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	25.05.-29.05.2022	
3	Розрахунок релейного захисту	30.05.-02.06.2022	
4	аналіз економічної ефективності при використанні двох різних світильників на підстанції	03.06.-07.2022	
5	Оформлення роботи	08.06.-12.06.2022	

Студент гр ЕТдн-81п _____

Керівник роботи _____

Миколюк М.Л.

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 55, Рис. 12, табл. 17, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “ Розрахунок параметрів обладнання , режимів роботи електричних мереж та ефективності використання різних джерел світла на підстанції.”

[Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Миколюк М.Л. ; керівник Лебединський І.Л. - Суми: СумДУ, 2022. - 55 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі.

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения, трехфазное короткое замыкание, дифференциальная токовая защита трансформатора, потери мощности в сети.

electric network, consumer, category, power, transformer, power line, wire, resistance, voltage, equivalent circuit, flow distribution, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differential current protection, power loss in the network.

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Аналіз втрат в районних електричних мережах і заходи щодо їх зменшення

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні ме-
режі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної
напру-ги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізо-
ляцією ЗРП – закритий РП

Зміст

Вступ	6
1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	9
1.1 Вибір напруги ліній	9
1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій	11
1.3 Розрахунок електричної мережі	12
1.4 Розрахунок потужностей в схемі в нормальному режимі роботи мережі	15
1.5 Розрахунок потужностей аварійного режиму роботи мережі	16
1.6 Розрахунок потужностей в схемі в режимі мінімальних навантажень мережі	18
2 Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ	20
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів	20
2.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції	22
2.3 Вибір трансформаторів власних потреб	23
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання	26
2.5 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин	28
2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	32
2.7 Вибір ошиновки розподільчих пристроїв	36
2.8 Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	37
2.9 Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина	38
3 Розрахунок релейного захисту	39
3.1 Розрахунок уставок максимального струмового захисту ВЛ 10 кВ	40
4 Розрахунок економічного ефекту при використанні різних світильників на підстанції	50
Висновок	53
Література	54

					<i>БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мтколюк М.Л.</i>			Розрахунок параметрів обладнання, режимів роботи електричних мереж та розрахунок економічного ефекту використання різних типів світильників на підстанції..	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Єфімов Г.П.</i>					5	63
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУзр.ЕТдн-84п</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		<i>Лебединский И</i>						

Вступ

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється все більше і більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання. Слід також зауважити, що зі збільшенням числа енергоспоживаючих об'єктів розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. У зв'язку з цим виникає потреба в розширенні існуючих мереж і в створенні нових. Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів веде до зростання переданих по електричних мережах потужностей. Одним з найголовніших завдань сьогодні є економічне використання існуючого електричного обладнання та розробка нового з поліпшеними параметрами.

Дана робота є кваліфікаційною роботою бакалавра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання».

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

- набуття досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків і публічного захисту виконаної роботи;
- формування навичок використання отриманих знань під час вирішення конкретних практичних і науково-технічних завдань;
- набуття досвіду виконання технічної документації - пояснювальної записки і креслень відповідно до умов діючих стандартів;
- систематизації, закріпленні та поглибленні теоретичних і практичних знань із загальнотехнічних і спеціальних дисциплін за напрямом професійної підготовки.

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- провести аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах

Завдання на проект

В процесі виконання роботи необхідно вирішити наступні завдання:

- По заданим навантаженням і довжині ліній вибрати напругу мережі;
- По напрузі мережі і навантажень вибрати тип проводів повітряних л і ні;
- По напрузі мережі і навантажень вибрати трансформатори ;
- Визначити питомі параметри ЛЕП і каталожні дані трансформаторів
- . Виконати розрахунок параметрів схеми заміщення лінії і трансформаторів
- . Визначити наведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів).

- скласти розрахункову схему заміщення мережі та визначити розрахункові навантаження вузлів мережі (з урахуванням втрат в гілки намагнічування трансформаторів і реактивної потужності, що генерується лініями);

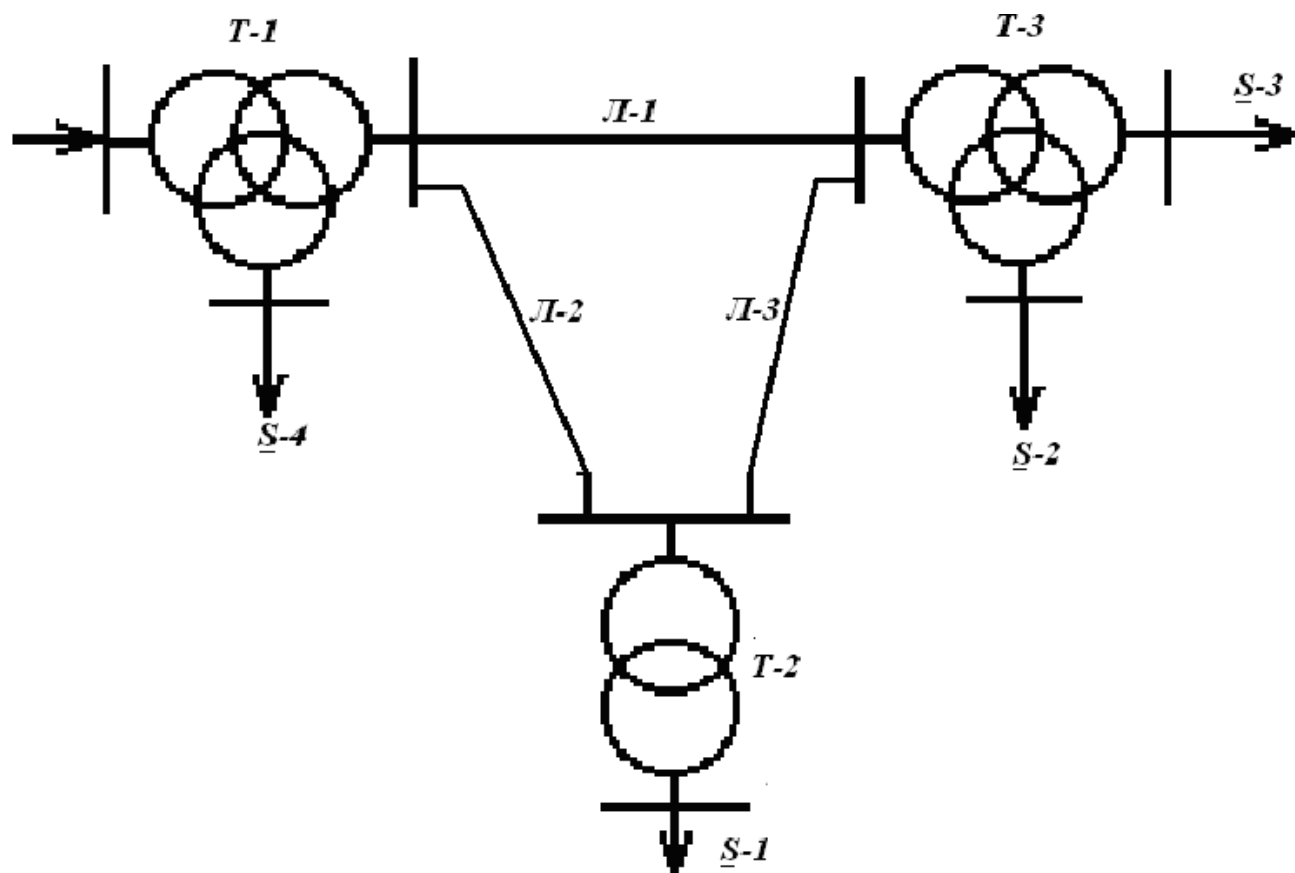
-Виконати розрахунок нормального режиму замкнутої мережі (всі лінії включені в роботу) для двох випадків: режим максимального навантаження (задані) і режим мінімального навантаження (прийняти рівною 50% від заданої). Визначити напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі. Виконати аналіз отриманих результатів .

-Рахуючи лінію Л-1 аварійно відключеною, виконати розрахунок режиму розімкнутої мережі. Визначити напругу у вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в гілках. Перевірити допустимість режиму за рівнями напруг і по нагріванню проводів;

-При необхідності запропонувати способи регулювання напруги в вузлах навантаження.

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

Вихідні дані для виконання проекту



Рісунк.1.1 Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі

На малюнку 1 представлена схема з'єднань заданої електричної мережі . Дана мережа живиться від джерела напруги.

Схема містить 3 лінії електропередач (ЛЕП):

- лінія Л-1 довжина 50км
- лінія Л-2 довжина 30км
- лінія Л-3 довжина 30км

До обмотки середньої напруги Т-1 підключений через лінію Л-1 трансформатора Т-3. До обмотки нижчої напруги підключена лінія Л-2 навантаження $S -4 4 0 + j 3 0$ (МВА). До обмотки нижчої напруги трансформатора Т-2 підключений споживач потужністю $S-1 32 + j20$ (МВА).

На обмотки нижчої напруги напруги трансформатора Т-3 підключений споживач потужністю $S-3 15 + j5$ (МВА). А до обмотки середньої напруги підключена лінія Л-3 яка живить Т-2 і споживач потужністю $S-2 6 0 + j 2 0$ (МВА).

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

1.1 Вибір напруги ліній

Позначимо вузли в вихідній схемі (малюнок 2)

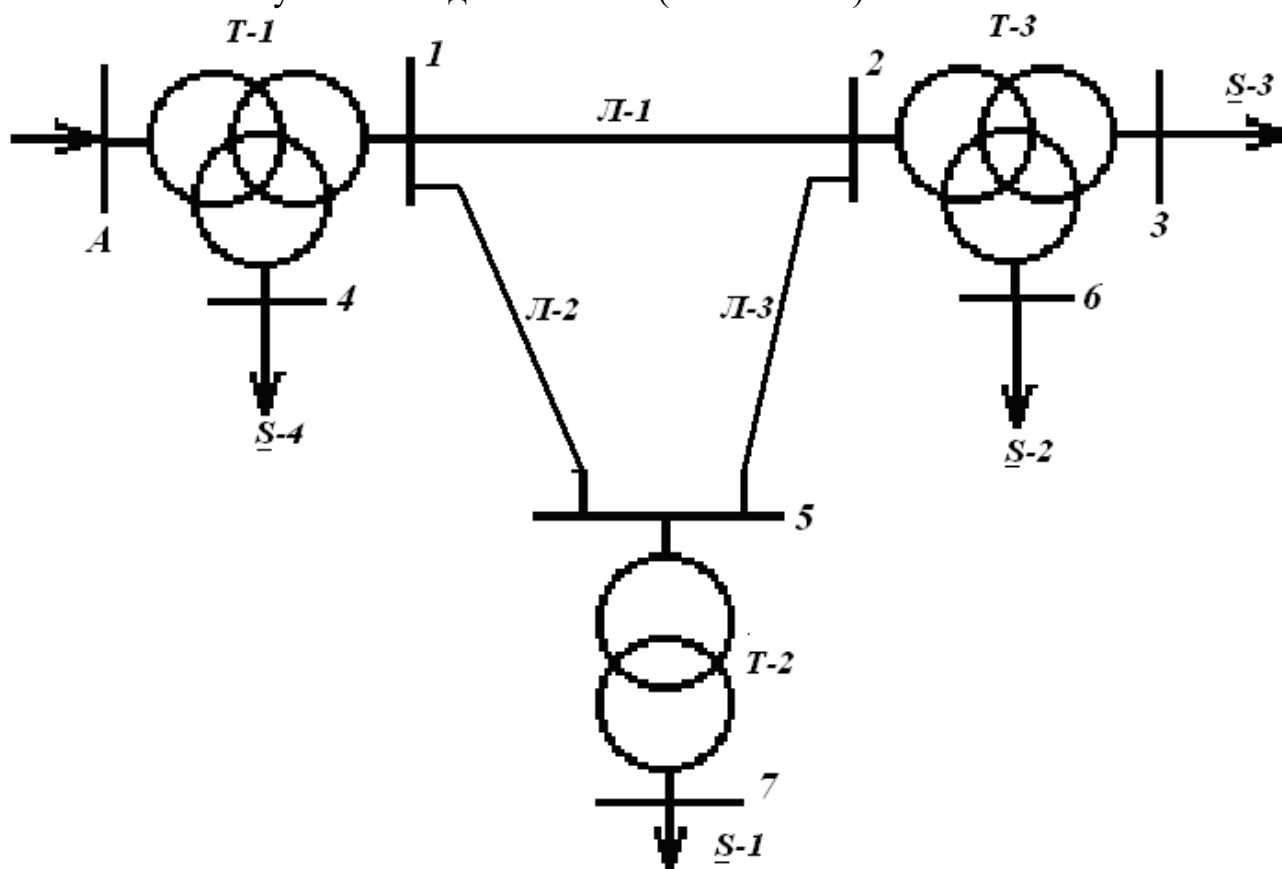


Рисунок 1.2 Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі

Прийmemo навантаження вузла 6 рівній навантаженню вузла 7, а навантаження вузла 2 рівній навантаженню вузлів 5 і 3. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (Рисунок 3).

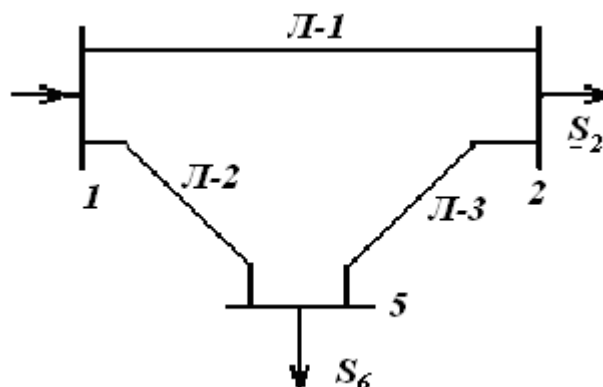


Рисунок 1.3 Замкнута мережу

Розімкніть замкнута мережа, наведена на малюнку 3, по вузлу 1 (Рисунок 4), позначимо потужності на ділянки мережі.

						Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	

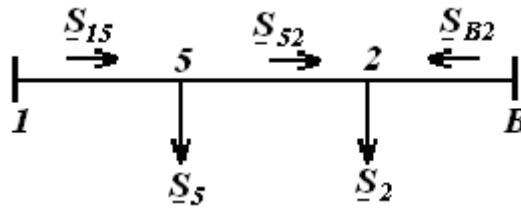


Рисунок 1.4 Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі

$$\underline{S}_{15} = \frac{\underline{S}_5 l_{5B} + \underline{S}_2 l_{2B}}{l_{1B}} = 57,85 + j30 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{52} = \underline{S}_{15} - \underline{S}_5 = 79,375 + j41,25 - 60 - j30 = 27,85 + j10 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B2} = \underline{S}_2 - \underline{S}_{52} = 55 + j30 - 19,375 - j11,25 = 32,14 + j15 \text{ MVA}.$$

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (молюнок 3).

$$U_{\dot{E}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{\dot{e}}}}}$$

Таблиця 1.1 Напруги на ділянках мережі

номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	50	30	30
Напруга ділянки, кВ	107	128	98

Приймаємо напруга в замкнутій мережі 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній

$$I = \frac{S_{\dot{E}}}{\sqrt{3}U_{\dot{E}}}$$

Таблиця 1.2 Токи на ділянках мережі

лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	210	356	181

Вибираємо марки проводів

Таблиця 1.3 Марка і параметри проводів

лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-185/29	АС-185/29
параметри проводів			
R_0 , Ом / км	0,118	0,16	0,16
X_0 , Ом / км	0,435	0,413	0,413
B_0 , См / км, 10^{-6}	2,6	2,75	2,75

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція з трансформатором Т-1.

Потужність трансформатора Т-1 визначається сумою потужностей навантажень $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3, \underline{S}_4$.

$$\underline{S}_{T-1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 130 + j73 \text{ МВА} .$$

Підстанція з трансформатором Т-2

Потужність трансформатора знаходиться по потужності навантаження $\underline{S}_1 = 30 + j 20 \text{ МВА}$.

Потужність підстанції з трансформатором Т-3 визначається потужністю навантаження $\underline{S}_2, \underline{S}_3$.

$$\underline{S}_{T-3} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 62 + j23 \text{ МВА} .$$

вибір трансформаторів

Використовуємо таблицю взятую з довідника з відповідними даними [4]

Таблиця 1.4 - Параметри трансформаторів Т-1 [3]

Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	каталожні дані								
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			$U_{\text{до}}$, %			ΔP_k ,	ΔP_x ,	I_x ,
		ВН	СН	НН	В-С	По-Н	З-Н	кВт	кВт	%
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	38,5	11	32	20	430	125	0,5

										Арк.
										11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ					

Продовження таблиці 4

R _T Ом			X _T Ом			ΔQ _x кВАр
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000

Таблиця 1.5 - Параметри трансформатора Т-2 [5]

Тип	Номинальна потужність, МВА	Пос'яднання напруга е ний, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %	R _T , Ом	X _T , Ом	Q _x , кВАр
		ВН	НН	Х	КЗ					
ТРДЦН-63000/110	63	11,5	10,5 / 10,5	59	26,0	10,5	0,6	0,87	22	410

Таблиця 1.6 - Параметри трансформатора Т-3

Тип	S _{ном} МВА	каталожні дані								
		U _{ном} обмоток, кВ			U _{до} , %			ΔP _к ,	ΔP _х ,	I _х ,
		ВН	СН	НН	В-С	По-Н	З-Н	кВт	кВт	%
ТДТН-80000/110	80	115	38,5	11	11	18,5	7	390	82	0,6

Продовження таблиці 1. 6

R _T , Ом			X _T , Ом			ΔQ _x , кВАр
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
0,4	0,4	0,4	18,6	0	11,9	480

Приймаємо напруга лінії Л-1, Л-2 і Л-3 110 кВ.

1.3 Розрахунок електричної мережі

Вихідними даними для розрахунку є принципова схема мережі, параметри ліній і трансформаторів, напруги на ділянках.

1.3.1. Розрахунок параметрів схеми заміщення

Розрахунок параметрів ліній включає в себе розрахунок активного і реактивного опору, а так само зарядної потужності.

										Арк.
										12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ					

За каталожними даними [3] відповідно умови знаходимо питомі параметри ліній:

R_o - питомий активний опір лінії, Ом / км

X_o - питомий реактивний опір лінії, Ом / км

b_o - питома ємнісна провідність лінії, См / км

Активний опір лінії знаходиться по формулі [3]:

$$R_L = R_o * l$$

Реактивний опір лінії знаходиться по формулі [3]:

$$X_L = X_o * l$$

Зарядна потужність знаходиться за формулою [3]:

$$Q_L = U_L^2 * b_o * l / 2$$

де

U - напруга лінії, кВ

l - довжина лінії, км

Використовуючи формули знайдемо параметри елементів схеми заміщення для ліній.

Параметри лінії Л-1

$$R_{Л1} = R_o * l_1 = 0,118 * 80 = 9,44 \text{ Ом} \quad X_{Л1} = 0,435 * 80 = 34,6 \text{ Ом}$$

$$Q_{Л1} = 220^2 * 2,6 * 10^{-6} * 100 / 2 = 6,388 \text{ МВАр.}$$

Параметри лінії Л-2:

$$R_{Л2} = R_o * l_2 = 0,16 * 30 = 4,8 \text{ Ом.} \quad X_{Л2} = X_o * l_2 = 0,413 * 30 = 12,49 \text{ Ом.}$$

$$Q_{Л2} = U^2 * b_o * l_2 / 2 = 110^2 * 2,75 * 10^{-6} * 40 / 2 = 0,675 \text{ МВАр.}$$

Параметри лінії Л-3:

$$R_{Л3} = R_o * l_3 = 0,16 * 30 = 4,8 \text{ Ом.} \quad X_{Л3} = X_o * l_3 = 0,413 * 30 = 12,38 \text{ Ом.}$$

$$Q_{Л3} = U^2 * b_o * l_3 / 2 = 110^2 * 2,75 * 10^{-6} * 20 / 2 = 0,331 \text{ МВАр.}$$

1.3.2. Розрахунок потужності в схемі заміщення мережі

Складемо повну схему заміщення мережі (Рисунок 1. 5).

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

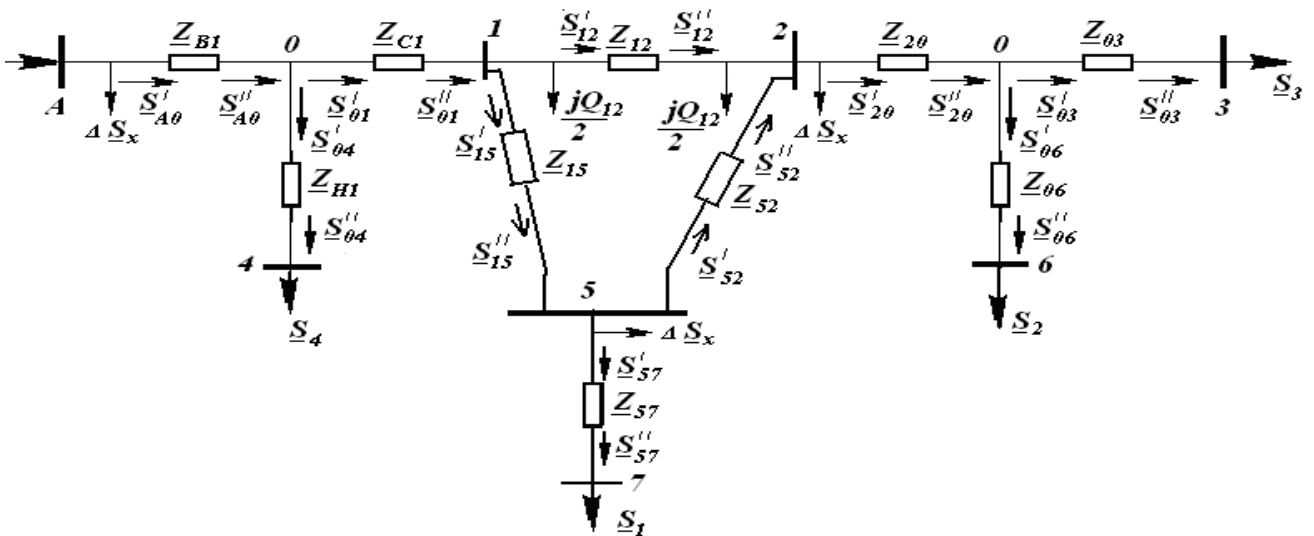


Рисунок 1.5 Схема заміщення мережі

Визначимо розрахункові потужності 5 і 2 вузлів з урахуванням втрат потужності в трансформаторах .

$$\underline{S}_{5P} = \underline{S}_1 + \Delta S_{57} + \Delta S_x = \underline{S}_1 + \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{i\bar{i}}^2} \cdot (R_{57} + jX_{57}) + \Delta P_x + j\Delta Q_x$$

$$\underline{S}_{5P} = 30,15 + j22,77 .$$

$$\underline{S}_{03} = \underline{S}_3 + \Delta \underline{S}_{03} = \underline{S}_3 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{i\bar{i}}^2} \cdot (R_{03} + jX_{03})$$

$$\underline{S}'_{03} = 10 + j5,32 \text{ MVA} .$$

$$\underline{S}_{06} = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{06} = \underline{S}_2 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{i\bar{i}}^2} \cdot (R_{02} + jX_{02})$$

$$\underline{S}'_{06} = 50,09 + j28 \text{ MVA} .$$

$$\underline{S}''_{20} = \underline{S}_{03} + \underline{S}_{06} = 60,1 + j32,15 \text{ } \hat{A}\hat{A} .$$

$$\underline{S}_{2\delta} = \underline{S}'_{20} + \Delta \underline{S}_{20} + \Delta \underline{S}_{\delta} = \underline{S}'_{20} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{i\bar{i}}^2} \cdot (R_{20} + jX_{20}) + \Delta \underline{D}_{\delta} + j\Delta \underline{Q}_{\delta}$$

$$\underline{S}_{2\delta} = 60,32 + j32,12 \text{ } \hat{A}\hat{A}$$

Визначимо потужності на ділянках замкнутої мережі, наведеної на малюнку 1.5

									Арк.
									14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

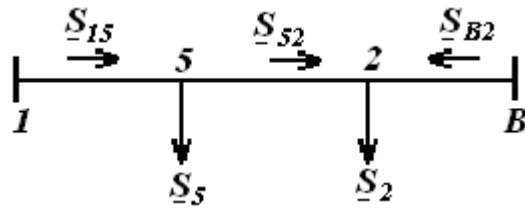


Рисунок 1.5 Розрахунок точки поточкорозділу з урахуванням параметрів лінії

$$\underline{S}_{15} = \frac{\underline{S}_5 \underline{Z}_{5B}^* + \underline{S}_2 \underline{Z}_{2B}^*}{\underline{Z}_{1B}^*} = 59,3 + j28,5 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{52} = \underline{S}_{15} - \underline{S}_5 = 29,3 + j8,5 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B2} = \underline{S}_2 - \underline{S}_{52} = 30,7 + j16,5 \text{ МВА.}$$

Потужність на ділянці спрямована від вузла 5 до вузла 2, тому точка 2 є точкою поточкорозділу.

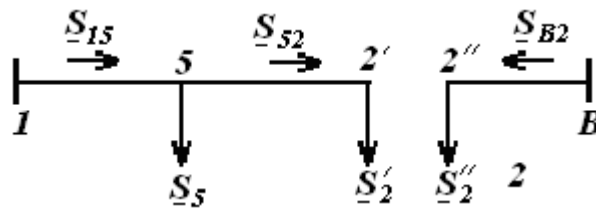


Рисунок 1.6 Визначення точки поточкорозділу

Приймаємо $\underline{S}'_2 = \underline{S}_{52}$; $\underline{S}''_2 = \underline{S}_{B2}$..

Зобразимо схему заміщення, розімкнувши її в вузлі 2.

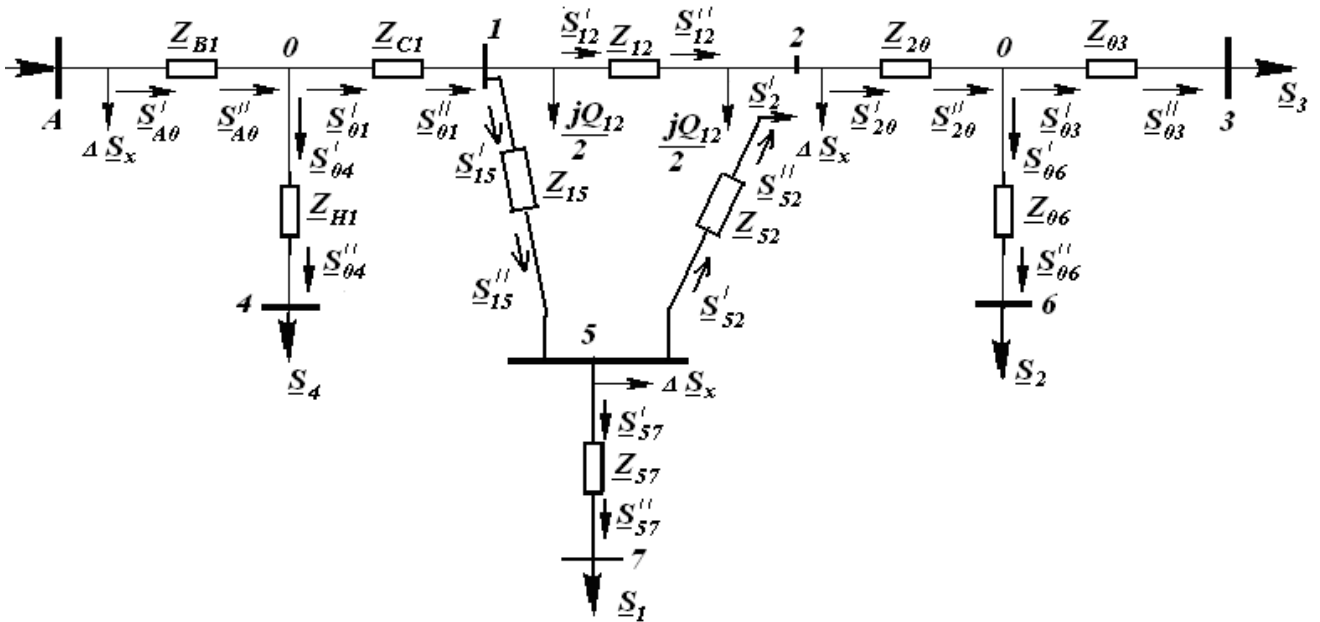


Рисунок 1.7 Розімкнута схема заміщення мережі

1.4 Розрахунок потужностей в схемі в нормальному режимі роботи мережі

При розрахунку потужностей йдемо в напрямку від відомих потужностей споживача до шуканої потужності на вході ланцюга розрахункової згідно зі схемою заміщення (Використовуючи формули [1], [2]).

Розраховуємо потужність на початку ділянки 2-5

$$\underline{S}'_{25} = \underline{S}''_{25} + \Delta S_{25} = \underline{S}''_{25} + \frac{(P''_{25})^2 + (Q''_{25})^2}{U_{\text{ііі}}^2} \cdot (R_{25} + jX_{25}) = 29,3 + j8,5 \quad \text{і} \quad \hat{A}\hat{A}$$

Розраховуємо потужність в кінці 1-5

$$\underline{S}''_{15} = \underline{S}'_{52} + \underline{S}_{5P} = 59,4 + j30,85 \quad \text{MBA}$$

$$\underline{S}'_{15} = \underline{S}''_{15} + \Delta S_{15} = \underline{S}''_{15} + \frac{(P''_{15})^2 + (Q''_{15})^2}{U_{\text{ііі}}^2} \cdot (R_{15} + jX_{15}) = 59,84 + j32 \quad \text{і} \quad \hat{A}\hat{A}$$

$$\underline{S}''_{12} = \underline{S}_{2P} = 60,3 + j32,15 \quad \text{і} \quad \hat{A}\hat{A}$$

$$\underline{S}'_{12} = \underline{S}''_{12} + \Delta S_{12} = \underline{S}''_{12} + \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{\text{ііі}}^2} \cdot (R_{12} + jX_{12}) = 64 + j45,56 \quad \text{і} \quad \hat{A}\hat{A}$$

$$\underline{S}''_{01} = \underline{S}'_{15} + \underline{S}'_{12} = 123,8 + j77,56 \quad \text{MBA}$$

$$\underline{S}'_{01} = \underline{S}''_{01} + \Delta S_{01} = \underline{S}''_{01} + \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{\text{ііі}}^2} \cdot (R_{C1} + jX_{C1}) = 124 + j77,56 \quad \text{і} \quad \hat{A}\hat{A}$$

$$\underline{S}'_{04} = \underline{S}''_{04} + \Delta S_{04} = \underline{S}''_{04} + \frac{(P''_{04})^2 + (Q''_{04})^2}{U_{\text{ііі}}^2} \cdot (R_{04} + jX_{04}) = 40 + j32,8 \quad \text{і} \quad \hat{A}\hat{A}$$

$$\underline{S}''_{A0} = \underline{S}'_{01} + \underline{S}'_{04} = 163,97 + j110,36 \quad \text{MBA}$$

$$\underline{S}'_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \Delta S_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \frac{(P''_{A0})^2 + (Q''_{A0})^2}{U_{\text{ііі}}^2} \cdot (R_{B1} + jX_{B1}) = 16421 + j134,9 \quad \text{і} \quad \hat{A}\hat{A}$$

1.4.1 Визначення напружень в вузлах мережі

Задаємося напругою джерела живлення

Визначимо напруги в вузлах мережі з урахуванням падіння напруги в лінії, нехтуючи поперечної складової падіння напруги.

										Арк.
										16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$U_0 = U_{\hat{A}} - \frac{P'_{A0}R_{A0} + Q'_{A0}X_{A0}}{U_{\hat{A}}}$$

Результати розрахунку напружень в вузлах наведені в таблиці 7

Таблиця 1.7

вузли	U ₀	U ₄	U ₁	U ₂	U ₀₀	U ₃	U ₆	U ₅	U ₇
Напруги, кВ	224,7	224,8	224,7	217,5	207,6	207,4	207,4	221,6	215,9
В	5	4	7	9	8	4	4	2	1

1.5 Розрахунок потужностей аварійного режиму роботи мережі (лінія Л-1 - відключена)

Зобразимо схему заміщення мережі для аварійного режиму (мольюнок 8).

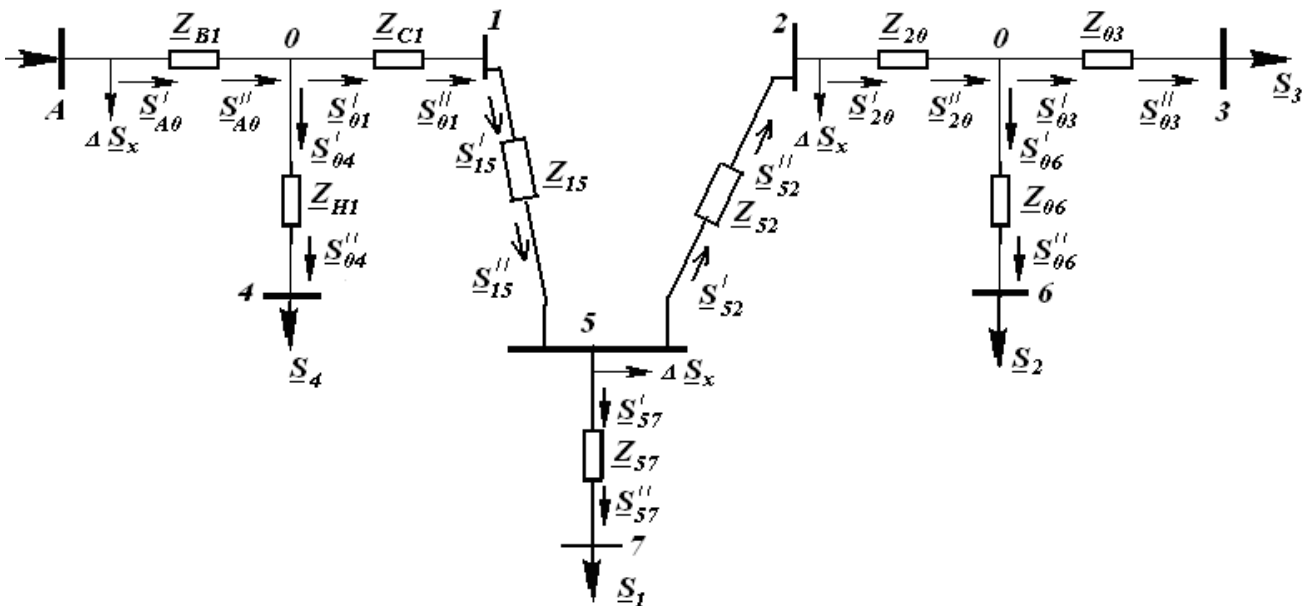


Рисунок 1.8 Аварійний режим роботи і мережі

1.5.1 Розраховуємо потужність вузла 2

$$\underline{S}_{2P} = 60,32 + j32,12 \text{ } \hat{A}\hat{A}$$

Приймаємо $\underline{S}_{52}'' = \underline{S}_{2P} = 60,32 + j32,12 \text{ } \hat{A}\hat{A}$.

Визначаємо потужність на початку ділянки 5-2

$$\underline{S}'_{52} = \underline{S}_{52}'' + \Delta S_{52} = \underline{S}_{52}'' + \frac{(P_{52}'')^2 + (Q_{52}'')^2}{U_{i1i}^2} \cdot (R_{52} + jX_{52}) = 60,32 + j32,12 \text{ } \hat{A}\hat{A}$$

Визначаємо потужність в кінці ділянки 1-5

$$\underline{S}_{15}'' = \underline{S}_{5P} + \underline{S}'_{52} = 90,41 + j54,49 \text{ } \hat{A}\hat{A}$$

Потужність на початку ділянки 1-5

$$\underline{S}'_{15} = \underline{S}_{15}'' + \Delta S_{15} = \underline{S}_{15}'' + \frac{(P_{15}'')^2 + (Q_{15}'')^2}{U_{i1i}^2} \cdot (R_{15} + jX_{15}) = 91,5 + j57,34 \text{ } \hat{A}\hat{A}$$

приймаємо $\underline{S}'_{15} = \underline{S}''_{01} = 91,5 + j57,34 \text{ } \hat{A}\hat{A}$

Потужність на початку ділянки 0-1

$$\underline{S}'_{01} = \underline{S}''_{01} + \Delta S_{01} = \underline{S}''_{12} + \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{\hat{A}\hat{A}}^2} \cdot (R_{C1} + jX_{C1}) = 91,6 + j57,34 \text{ } \hat{A}\hat{A}$$

$$\underline{S}''_{A0} = \underline{S}'_{01} + \underline{S}'_{04} = 131,62 + j90,14 \text{ } MVA$$

$$\underline{S}'_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \Delta S_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \frac{(P''_{A0})^2 + (Q''_{A0})^2}{U_{\hat{A}\hat{A}}^2} \cdot (R_{B1} + jX_{B1}) = 131,78 + j106,12 \text{ } \hat{A}\hat{A}$$

1.5.2 Визначення напружень в вузлах мережі

Задаємося напругою джерела живлення $U_A = 242 \text{ } \hat{A}$.

Визначимо напруги в вузлах мережі з урахуванням падіння напруги в лінії, нехтуючи поперечної складової падіння напруги.

$$U_0 = U_{\hat{A}} - \frac{P'_{A0} R_{A0} + Q'_{A0} X_{A0}}{U_{\hat{A}}}$$

Результати розрахунку напруг в вузлах наведені в таблиці 8

Таблиця 1.8

вузли	U ₀	U ₄	U ₁	U ₂	U ₀₀	U ₃	U ₆	U ₅	U ₇
Напруги, кВ	228,5	228,4	228,2	228,3	228,4	228,3	228,3	223,2	217,8
	2	3	5	7	8	6	6	5	3

1.6 Розрахунок потужностей в схемі в режимі мінімальних навантажень мережі

При розрахунку потужностей йдемо в напрямку від відомих потужностей споживача до шуканої потужності на вході ланцюга розрахункової згідно зі схемою заміщення (Використовуюючи формули [1], [2]).

Розраховуємо потужність на початку ділянки 2-5

$$\underline{S}'_{25} = \underline{S}''_{25} + \Delta S_{25} = \underline{S}''_{25} + \frac{(P''_{25})^2 + (Q''_{25})^2}{U_{\hat{A}\hat{A}}^2} \cdot (R_{25} + jX_{25}) = 10,66 + j4,77 \text{ } \hat{A}\hat{A}$$

Розраховуємо потужність в кінці ділянки 1-5

$$\underline{S}''_{15} = \underline{S}'_{52} + \underline{S}_{5P} = 21,46 + j9,85 + 60,33 + j37,62 = 40,73 + j21,55 \text{ } MVA$$

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ				Арк.
									18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$\underline{S}'_{15} = \underline{S}''_{15} + \Delta S_{15} = \underline{S}''_{15} + \frac{(P''_{15})^2 + (Q''_{15})^2}{U_{\hat{A}\hat{A}}^2} \cdot (R_{15} + jX_{15}) = 41 + j22,28 \quad \hat{A}\hat{A}$$

$$\underline{S}''_{12} = \underline{S}_{2P} = 27,62 + j17,32 \quad \hat{A}\hat{A}$$

$$\underline{S}'_{12} = \underline{S}''_{12} + \Delta S_{12} = \underline{S}''_{12} + \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{\hat{A}\hat{A}}^2} \cdot (R_{12} + jX_{12}) = 28,66 + j21,14 \quad \hat{A}\hat{A}$$

$$\underline{S}''_{01} = \underline{S}'_{15} + \underline{S}'_{12} = 82,97 + j50,62 + 59,7 + j54,19 = 69,67 + j43,42 \quad \text{MVA}$$

$$\underline{S}'_{01} = \underline{S}''_{01} + \Delta S_{01} = \underline{S}''_{12} + \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{\hat{A}\hat{A}}^2} \cdot (R_{C1} + jX_{C1}) = 69,7 + j43,42 \quad \hat{A}\hat{A}$$

$$\underline{S}'_{04} = \underline{S}''_{04} + \Delta S_{04} = \underline{S}''_{04} + \frac{(P''_{04})^2 + (Q''_{04})^2}{U_{\hat{A}\hat{A}}^2} \cdot (R_{04} + jX_{04}) = 20 + j15,67 \quad \hat{A}\hat{A}$$

$$\underline{S}''_{A0} = \underline{S}'_{01} + \underline{S}'_{04} = 80,82 + j48,64 \quad \text{MVA}$$

$$\underline{S}'_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \Delta S_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \frac{(P''_{A0})^2 + (Q''_{A0})^2}{U_{\hat{A}\hat{A}}^2} \cdot (R_{B1} + jX_{B1}) = 80,88 + j54,23 \quad \hat{A}\hat{A}$$

1.6.1 Визначення напружень в вузлах мережі

Задаємося напругою джерела живлення $U_A = 242 \text{ В}$.

Визначимо напруги в вузлах мережі з урахуванням падіння напруги в лінії, нехтуючи поперечної складової падіння напруги.

$$U_0 = U_{\hat{A}} - \frac{P'_{A0} R_{A0} + Q'_{A0} X_{A0}}{U_{\hat{A}}}$$

Результати розрахунку напружень в вузлах наведені в таблиці 9

Таблиця 1.9

вузли	U ₀	U ₄	U ₁	U ₂	U ₀₀	U ₃	U ₆	U ₅	U ₇
Напруги, кВ	235,2	235,5	234,9	232,3	228,3	228,3	228,3	233,6	231,1
	8	3	2	6	5	8	8	5	2

2. Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ.

1. Потужність та тип трансформатора $S_H = 18$ МВА. ТДН
2. Потужність короткого замикання $S_{к.с} = 3200$ МВА.
3. Живильна лінія 110 кВ опір ліній $X_{л} = 65$ Ом.
4. Опір трансформатора $X_T = 139$ Ом.

Таблиця 2.1. - Вихідні дані для проектування навантаження спо- живачів у плинні доби

Номер	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
20	50	45	60	90	100	100	70	100	100	12	155	105

2.1. Вибір потужності силових трансформаторів

Для підстанцій були вибрані трансформатори потужності $S = 18$ МВА типу ТМН. Більш точніше вибрані трансформатори, враховуючи графік навантаження рис.2.1.

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ				Арк.
									20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

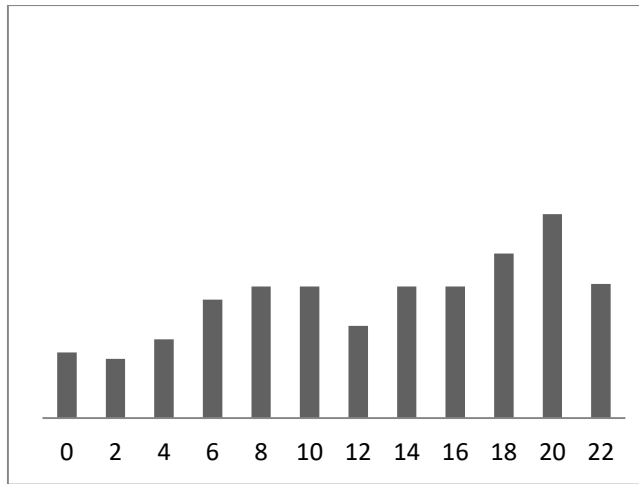


Рис.2.1. Графік навантаження підстанції.

Таблиця №2.1 - Навантаження споживачів на протязі доби

Часы	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{НОМ}$, %	50	45	60	90	10	10	70	10	10	125	155	105
S ,МВ А	9, 2	8, 2	10, 7	16, 1	18	18	12, 6	18	18	22, 5	27, 9	18, 9

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворюємо в двоступінчатий. Початкове навантаження еквівалентного графіку визначається по формулі:

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.1),$$

де S_1, S_2, \dots, S_n - власне навантаження першої, другої, n -го ступені графіку навантаження, розташованій нижче лінії номінальної потужності трансформатора, t_1, t_2, \dots, t_n - тривалість ступені, година

$$K_1 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{4^2 \cdot 2 + 5^2 \cdot 2 + 6^2 \cdot 2 + 9,5^2 \cdot 2 + 8,5^2 \cdot 2 + 7}{2 + 2 + 2 + 4 + 4}} = 0,85$$

Аналогічно визначається другий ступінь еквівалентного графіку, але при цьому беруться ступені, розташовані вище лінії номінальної потужності трансформатора :

$$K_2 = \frac{1}{S_H} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.2),$$

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

$$K_2 = \frac{1}{18} \cdot \sqrt{\frac{12^2 \cdot 2 + 15^2 \cdot 2 + 10,5^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 1,25$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} \quad (3.3),$$

де S_{MAX} - максимальне навантаження трансформатора по графіку навантаження.

$$K_{MAX} = \frac{15}{10} = 1,5$$

Попереднє значення необхідно порівняти зі значенням , $K'_2 = K_2 \cdot 0,9 K_{MAX}$ і якщо значення K'_2 більше значення K_2 остаточно приймаємо $K_2 = K'_2$.

Так як $K'_2 = 1,25 < 0,9 \cdot 1,5 = 1,25 < 1,35$

$$K_2 = 1,35$$

По Госту 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду ($-1^\circ C$) і часу перевантаження $t_{час}$, знаходимо значення перевантаження допустиме $t = часв$ для трансформаторів з системою охолодження Д. Порівнюємо значенням K_2 по Госту і реальне. Якщо значення K_2 по Госту менше, ніж реальне це означає, що трансформатор вибраний неправильно і необхідно вибрати трансформатор більшої потужності. Для надійності приймаємо два трансформатори типу ТРДН. У разі виходу з ладу одного трансформатора, інший забезпечить живлення споживача без обмеження.

Оскільки по Госту 14209-85 $K_2 = 1,5 > 1,35$ - трансформатор вибраний правильно.

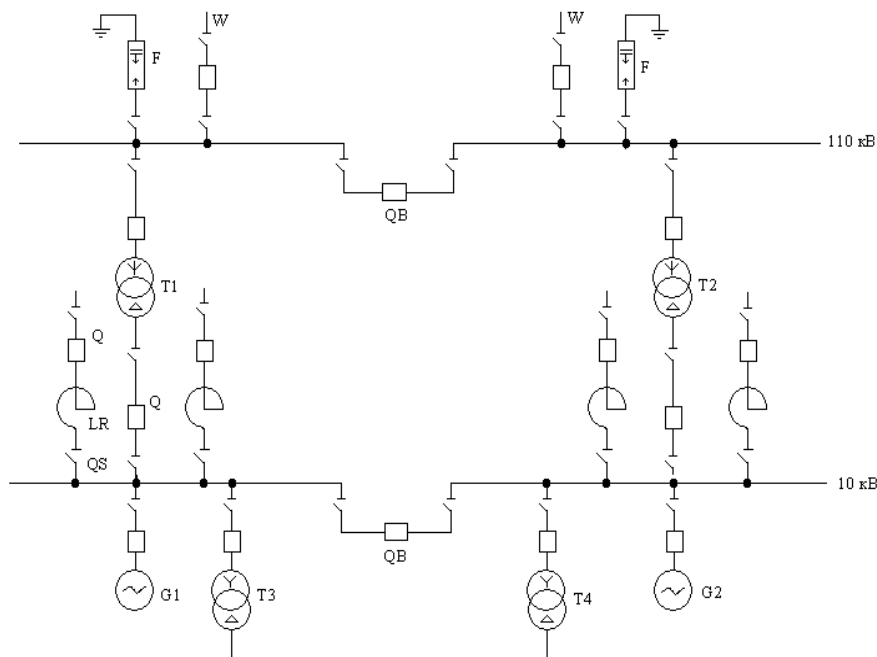
2.2. Вибір схеми електричних з'єднань підстанції

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги:

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах;
- враховувати перспективи розвитку;
- допускати можливість розширення;
- забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань.

При цьому варто застосовувати найпростіші схеми. Для тупикової схеми рекомендується застосовувати схему «два блоки з вимикачем у колах трансформатора і неавтоматичною перемичкою».



					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

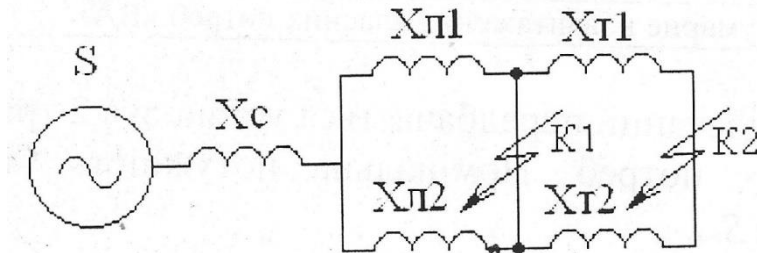
рис. 2.3.Схема живлення власних потреб

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						26
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

2.4. Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями : схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на мал..2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_C = 2800$ МВА



Мал. 2.4. – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання
Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_B}{S_C}, \text{ Ом} \quad X_c = \frac{110^2}{3200} = 3,8 \text{ Ом}$$

Опір працюючих ліній $X_L = 65$ Ом; трансформаторів $X_T = 139$ Ом
Періодична складова СКЗ у точці K_1

$$I_{k1} = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L)} = \frac{110}{1,73(3,8 + 65)} = 0,95 \text{ кА}$$

Та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони

$$I_{k2}^B = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{1,73(3,8 + 65 + 139)} = 0,44 \text{ кА}$$

Реальний СКЗ у точці K_2

$$I_{k2} = I_{k2}^B \cdot \frac{110}{10} = 0,44 \cdot \frac{110}{10} = 4,77 \text{ кА}$$

Ударний струм

$$\text{У точці } K_1: I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{k1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 0,95 = 2,2 \text{ кА}$$

$$\text{У точці } K_2: I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{k2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 4,77 = 10,64 \text{ кА}$$

Допустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення

$$I_{nt} = I_{k1} \text{ кА для точок } K_1; I_{k1} = 0,95 \text{ кА}$$

$$I_{nt} = I_{k2} \text{ кА для точок } K_2; I_{k2} = 4,77 \text{ кА}$$

										Арк.
										27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

А періодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

$$I_a = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \text{ кА}$$

$$I_{a1} = 1,41 \cdot 0,95 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 1,1 \text{ кА}$$

$$I_{a1} = 1,41 \cdot 4,77 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,005}} = 0,84 \text{ кА}$$

Де T_a – постійна часу загасення аперіодичної складової для K_1 ;
 $T_a = 0,025$ с, для K_2 - $T_a = 0,05$ с.

Інтеграл джоуля

для K_1 : $V_R = I_{k1}^2 (T + T_a) = I_{k1}^2 (0,06 + 0,025) \text{ кА}^2 \text{ с}$

для K_2 : $V_R = I_{k2}^2 (T + T_a) = I_{k2}^2 (0,1 + 0,05) \text{ кА}^2 \text{ с}$

для K_1 ; $V_R = 8,73^2 (0,06 + 0,025) = 6,48 \text{ кА}^2 \text{ с}$

для K_2 ; $V_R = 4,68^2 (0,1 + 0,005) = 3,28 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Таблиця 2.1.- Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент витрати контактів вимикача, кА	Аперіод складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля V_k $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ (K_1)	0,95	2,2	0,95	1,1	6,48
Шини 10 кВ (K_2)	4,77	10,64	4,77	0,84	3,28

2.5. Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань. При цьому для апаратів виконується :

- 1) вибір за напругою;
- 2) вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- 3) перевірка на електродинамічну стійкість;
- 4) перевірка на термічну стійкість
- 5) вибір з виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки);

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- вступні вимикачі на боці 10 кВ
- секційні вимикачі на боці 10 кВ
- вимикачі лінії, що входять, 10 кВ; роз'єднувачі вищої напруги;
- трансформатори типу і напруги 110 кВ і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і після аварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 110} = \frac{1,4 \times 18000}{1,73 \times 110} = 73,56 \text{ А}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{10}^{\text{в}} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{1,4 \times 18000}{1,73 \times 10} = 1456,66 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{10}^{\text{с.в.}} = \frac{0,7S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{0,7 \times 18000}{1,73 \times 10} = 728,62 \text{ А}$$

Струм у колі лінії, що входить (якщо від підстанції відходить 10 ліній)

$$I_{10}^{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10 \times 10} = \frac{1,4 \times 18000}{1,73 \times 10 \times 10} = 145,92 \text{ А}$$

Вибір вимикачів наведений у таблиці 3. Каталожні параметри вимикачів узяті з [5]

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

$I_{расч} Q_{I_{НОМ}}$	728,62 А	1600 А
$I_{ПО} Q$ $I_{прСКВ}$	4,77 кА	38 кА
$i_y Q_{I_{прСКВ}}$	10,64 кА	86 кА
$I_{nt} Q_{I_{ОткНОМ}}$	4,77 кА	38 кА
$I_{at} Q_{I_{aНОМ}}$	0,84 кА	8,2 кА
$B_k Q_{I_t^2 t_r}$	3,28 кА ² Ⓜ	215 кА ² Ⓜ

Таблиця 2.6- Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C Q_{U_H}$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} Q_{I_{НОМ}}$	145,92 А	1600 А
$I_{ПО} Q$ $I_{прСКВ}$	4,77 кА	38 кА
$i_y Q_{I_{прСКВ}}$	10,42 кА	86 кА
$I_{nt} Q_{I_{ОткНОМ}}$	4,77 кА	38 кА
$I_{at} Q_{I_{aНОМ}}$	0,84 кА	8 кА
$B_k Q_{I_t^2 t_r}$	3,28 кА ² Ⓜ	215 кА ² Ⓜ

Вибираємо вакуумний вимикач ВВ/TEL-10 35/630-У2

У таблиці 2.7 наведений вибір роз'єднувачів на боці , 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \quad Q U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \quad Q I_{ном}$	73,56 А	1000 А
$i_{уд} \quad Q I_{прСКВ}$	2,2 кА	80 кА
$B_k \quad Q I_t^2 t_r$	6,48 кА ² Ⓢ	992 кА ² Ⓢ

Рекомендується брати до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНД31-110 УХЛІ і РНД 32-110/1000 УХЛІ.

2.6. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

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 шині 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох між фазових напруг, на секційному вимикачі 10 кВ – амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ – амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 8.

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}}$$

Де: $Z_{\text{ном}}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ – опір приладів, Ом;

$Z_{\text{к}}$ – опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 4 - 0,02 - 0,1 = 3,88 \cdot \ddot{\text{ä}}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менш ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля $L=160\text{м}$

$$Z_{\text{пр}} = p \frac{L}{F}$$

Де: p – питомий опір алюмінію, $0,0283, \text{ Ом } \underline{\text{мм}}$;

F – перетин жил, мм^2 ;

$$F = \frac{0,028 \times 160}{4} = 1,13 \cdot \ddot{\text{ä}}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 1,13 = 1,25, \text{ Ом},$$

Що менше ніж 4 Ом , припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1.

Трансформатор струму ТФЗН-110-1У1 відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.10- Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \text{ } Q U_{\text{н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \text{ } Q I_{\text{ном}}$	1456,66 А	2000 А
$i_{\text{у}} \text{ } Q i_{\text{дин}}$	10,64 кА	-
$B_{\text{к}} \text{ } Q I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$	3,28 $\text{кА}^2 \text{ } \text{Ⓜ}$	74,42 $\text{кА}^2 \text{ } \text{Ⓜ}$
$Z_{\text{н}} \text{ } Q Z_{\text{н ном}}$	1,25 кА	4 кА

Перевірка за вторинним навантаженням виконується аналогічно.

Рекомендується вибрати трансформатор ТШЛК-10У3

										Арк.
										35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ					

Таблиця 2.11- Вибір трансформатора струму на лінії що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \quad Q_{U_H}$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \quad Q_{I_{ном}}$	145,92 А	5200 А
$i_y \quad Q_{i_{дин}}$	10,64 кА	250 кА
$B_k \quad Q_{I_t^2 t_T}$	3,28 кА ² Ⓢ	74,42 кА ² Ⓢ
$Z_H \quad Q_{Z_{H ном}}$	1,25 кА	4 кА

Беремо до установки трансформатор струму ТП1-10-У3

Як трансформатори напруги вибираємо на боці 110 кВ трансформатори НКФ-110-58, на боці 10 кВ ЗНОЛ06-10-У3

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

2.7. Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталелегуюнієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довгостроково припустимому струмові. При максимальному робочому до 200 А вибираємо перетин 70 мм² із припустимим струмом 265 А мінімальний перетин, виходячи з умов термічної стійкості, визначається за формулою

$$F = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{57 \times 10^3}}{91 \times 10^{-3}} = 25 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \frac{\text{Н} \cdot 10^{-3} \cdot \text{кАс}}{\text{мм}^2}$

Перетин 70мм² підходить і за термічною стійкістю, але живильну підстанцію лінії виконують проводом АС-95, тому і для оцинковки підстанції беремо АС-95.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується за допустимим струмом. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шин менше 30 і більше 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою

$$F_o = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}},$$

де l -довжина прольоту між ізоляторами $l=1,5\text{м}$;

γ - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см⁴;

$$q = \frac{\pi}{4}(d^2 - d^2) = \frac{\pi}{4}(30^2 - 25^2) = 2.35$$

$$\gamma = \frac{\pi}{64}(d^2 - d^2) = \frac{\pi}{64}(30^2 - 25^2) = 225$$

$$F_u = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{205}{2,15}} = 777 > 200 \text{ ' } \dot{U}$$

де q -розрахункова механічна напруга у матеріалу шин, $l=1,5\text{м}$;

де $q_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ – допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТГ

									Арк.
									37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ

2.8. Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина

Підстанції (ПС) 110 кВ споруджують, як правило, відкритими, заводського виготовлення. Її рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення.

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ, допускається в таких випадках: розміщення ПС із трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівним міркуванням.

Розміщення ПС із великими сніжними заметами у зонах сильних промислових викидів і в прибережних зонах із сильно засоленою атмосферою.

На ПС 110 кВ спрощенням схеми на боці ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної в районах із забрудненою атмосферою, рекомендується відкрита установка устаткування ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

На ПС електропостачання промислових підприємств передбачається водяне опалення, приєднане до теплових мереж підприємств.

Будинки ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремо розміщені, так і зблокованими з будинками РПУ в тому числі і по вертикалі.

КРПЕ, напругою 110 кВ і вище, беруть при технікоекономічному обґрунтуванні при стиснутих умовах, а також у районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ варто встановлювати відкритими, а у районах із забрудненою атмосферою з посиленою ізоляцією. У ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажопідйомні пристрої або можливість застосування вантажопідйомних пристроїв (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.9. Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина

РП 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРПН або КРП, встановлених у закритих приміщеннях.

РП 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій типу панелі „сендвіч” та ін.

можуть застосовуватися:

а) у районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів або курних віднесень) неможливе застосування КРПН;

б) при кількості шаф більше ніж 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРП 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення.

КРП заводського виготовлення. Для їхнього ремонту і збереження видатного візка у ЗРП варто передбачити спеціальне місце.

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.Розрахунок релейного захисту

У роботі необхідно вибрати робочі уставки захисту ВЛ-10 кВ. Схема лінії вибирається згідно варіанту, де вказані необхідні початкові дані: опір і ϵ . д. с. живлячої системи (однакові для максимального і мінімального режимів), приведені до шин 10 кВ живлячій підстанції; параметри ділянок основної лінії і відгалужень; параметри трансформаторів. ϵ . д. с. системи приймається рівною середній номінальній напрузі (10,5 кВ).

На ВЛ-10 кВ встановлений максимальний струмовий захист, виконаний по двофазній двоохрелейній схемі з реле, тип якого вказаний в завданні.

Розрахунок максимального захисту полягає у виборі:

1. Струму спрацьовування захисту (первинного).
2. Струму спрацьовування реле (для певної прийнятої схеми захисту і типу реле).
3. Часу спрацьовування реле часу (для захисту з незалежною характеристикою) або характеристики спрацьовування струмових реле (для захисту із залежною характеристикою).
4. Крім того, потрібна перевірка точності роботи трансформаторів струму, а також перевірка термічної стійкості елемента, що захищається, при вибраному часі спрацьовування захисту

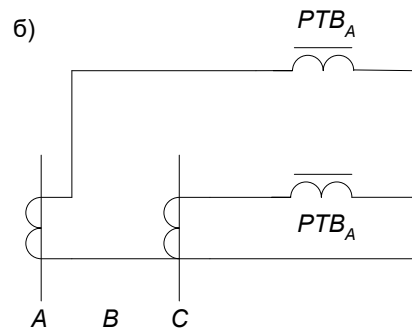
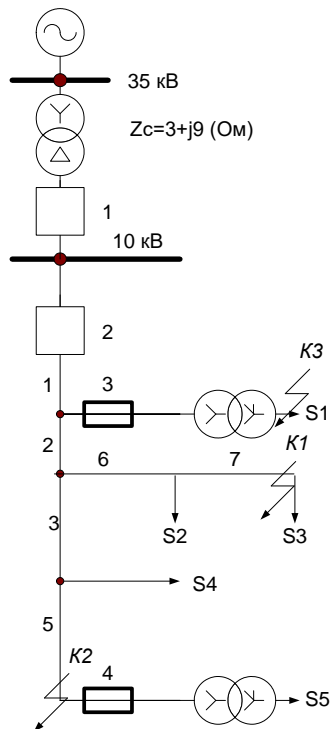
№ варіанту	Марка дроту							Тип реле
	1	2	3	4	5	6	7	
15	ПС-35	ПС-35	ПС-25	АС-35	А-25	АС-35	АС-35	РТ-80

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ			Арк.
								40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

№ варіанту	№ схеми, Рисунок	Тип запобіжника	Довжина ділянки, км.						
			1	2	3	4	5	6	7
15	рис.2.2	ПВТ-10	12	14	16	5	8	6	1

№ варіанту	Споживана потужність, кВА					
	S1	S2	S3	S4	S5	S6
15	80	90	50	65	25	25

3.1. Розрахунок уставок максимального струмового захисту ВЛ 10 кВ



Мал. 3.1. Розрахункова (а) схема ВЛ 10 кВ і принципова (б) схема максимального захисту лінії (Т/в – максимальний струмовий захист із залежною характеристикою

Розраховуються струми доточки к. з., для чого раніше намічаються розрахункові точки доточки к. з. електрично найбільш віддалені від живлячої підстанції (точки К1 і К2). Визначаються опори ділянок ліній і відгалужень. Розрахунок зручно звести в таблицю. Значення опорів ($r_{уд}$, $x_{в.уд}$ і $x_{н.уд}$) приведені в додатку. Внутрішній індуктивний опір ($x_{в.уд}$) характерний тільки для сталевих проводів. Як відомо цей опір залежить від значення струму в дроті і тому точний розрахунок струмів до. з. для таких проводів є вельми трудомістким. Для спрощення розрахунків струмів до. з. для ліній, у яких опір ділянок із сталевими проводами складає незначну частину загального опору до крапки до. з., допускається набувати деяких середніх значень $x_{в.уд}$ відповідні струму до. з. приблизно 150 А. При великих струмах до. з. ці опори зменшуються. Таким чином, вказане допущення зазвичай створює деякий запас при розрахунку максимального струмового захисту лінії.

Таблиця 3.1

Ділянка лінії	Довжина, км.	Марка дроту	$r_{уд}$, Ом/км.	$x_{в.уд}$, Ом/км.	$x_{н.уд}$, Ом/км.	$x_{в.уд} + x_{н.уд}$, Ом/км.	r , Ом	$x_{в} + x_{н}$, Ом
1	12	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	54	19,19
2	14	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	63	22,44
3	16	ПС-	6,2	1,4	0,4	1,8	99,2	28,81

Ді ля н к и лі ні ї	Дов жин а, км.	Марк а дроту	$r_{y\delta}$, Ом/ км.	$x_{в.у\delta}$, Ом/ км.	$x_{н.у\delta}$, Ом/ км.	$x_{в.у\delta} + x_{н.у\delta}$, Ом/км.	r , Ом	$x_{в} + x_{н}$, Ом
		25						
4	5	АС- 35	0,77 3	0	0,4	0,4	4,235	2,23
5	8	А-25	1,14	0	0,4	0,4	9,12	3,21
6	6	АС- 35	0,77 3	0	0,4	0,4	4,638	2,45
7	1	АС- 35	0,77 3	0	0,4	0,4	0,773	0,42

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової точки к.з. К1 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 125,29 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 53,51 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К1 $z_{k1} = \sqrt{r_{k1}^2 + x_{k1}^2} = 136,28 \text{ (Ом)}$.

Струм при трифазному до. з. у точці К1 $I_{K1}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 136,3} = 44,52 \text{ (А)}$.

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2. $I_{K2}^{(3)} = 114,22 \text{ (А)}$. Струми до. з. указуються на розрахунковій схемі.

1. Розраховується струм спрацьовування максимального захисту лінії. Проведені дослідження і досвід експлуатації релейного захисту показують, що при

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повний опір до точки К1 $z_{k1} = \sqrt{r_{k1}^2 + x_{k1}^2} = 36,28$ (Ом).

Струм при трифазному до. з. у точці К1 $I_{K1}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 36,13} = 167,97$ (А).

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2. $I_{K2}^{(3)} = 114,22$ (А). Струми до. з. указуються на розрахунковій схемі .

3. Розраховується струм спрацьовування максимального захисту лінії. Проведені дослідження і досвід експлуатації релейного захисту показують, що при розрахунку максимальних струмових захистів ліній 6 і 10 кВ в сільськогосподарських районах, як правило, можна приймати $k_{cзп}$ рівним 1,2–1,3 за умови, що захист матиме час спрацьовування не менше 0,5 с.

Максимальний робочий струм лінії ($I_{раб.макс}$) за відсутності офіційних даних може бути визначений приблизно по максимальній сумарній потужності силових трансформаторів, які можуть харчуватися по лінії, що захищається, в нормальному, ремонтному або після аварійному режимах.

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{\sum S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 17,92 \text{ (А)}.$$

Струм спрацьовування захисту по умові

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n k_{сзп}}{k_\beta} I_{раб.макс} = \frac{1,3 \cdot 1,25 \cdot 17,92}{0,65} = 44,8 \text{ (А)}.$$

4. Розраховується струм спрацьовування захисту реле РТ-80 і перевіряється чутливість захисту. Заздалегідь прийнявши $n_T = 20/5$ отримуємо

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} k_{сх}^{(3)}}{n_T} = \frac{50 \cdot 1}{20/5} = 12,5 \text{ (А)}.$$

Вибираємо $I_{с.р} = 12,5$ (А). Така уставка на реле може бути виконана.

Коефіцієнт чутливості при до. з. у основній зоні дії захисту (точка К1 з найменшим струмом до. з.):

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$k_{ч.осн}^{(2)} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 114,11}{50} = 1,97 > 1,5, \text{ і, отже, чутливість достатня.}$$

Визначається коефіцієнт чутливості в зоні резервування, тобто при до. з. на шинах нижчої напруги трансформаторів відгалужень (точка К3). Вибирається найближчий трансформатор 100 кВА, і визначається струм до. з. через захист при пошкодженні за цим трансформатором. Опір стандартного трансформатора такої

потужності з $u_k = 4,5\%$ рівне 45 Ом ($x_{TP} = \frac{u_k U_{ном.тр}^2}{100 S_{ном.тр}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,1} = 45 \text{ (Ом)}$).

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової крапки до. з. К3 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k3} = r_c + r_1 = 12,28 \text{ (Ом)}, \quad x_{k3} = x_c + x_1 + x_{TP} = 58,78 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К3 $z_{k3} = \sqrt{r_{k3}^2 + x_{k3}^2} = 60,15 \text{ (Ом)}$.

Струм при трифазному до. з. у точці К3 $I_{К3}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 60,1} = 101 \text{ (А)}$. При двофазному

$$I_{К3}^{(2)} = 0,865 \cdot 101 = 87,4 \text{ (А)}. \text{ Коефіцієнт чутливості } k_{ч.рез} = 87,4/50 = 1,75 > 1,2.$$

Визначаються коефіцієнти чутливості при до. з. за наступним трансформатором відгалуження і так далі. Може опинитися, що максимальний захист не чутливий до пошкоджень за малопотужними і видаленими трансформаторами відгалужень, що допускається «Правилами» [1].

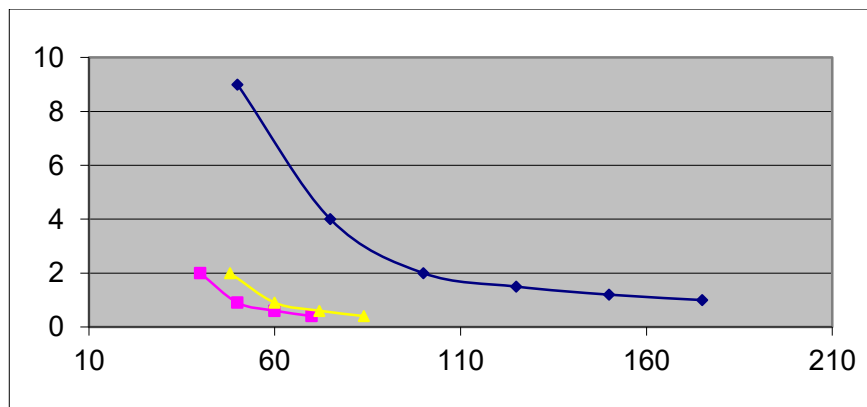
5. Вибирається час спрацьовування і характеристика реле РТ-80 за умовами узгодження по струму і часу з параметрами спрацьовування захисних пристроїв подальших і попередніх елементів. Попереднім розрахунковим елементом є найбільш могутній з трансформаторів – 100 кВА. Його захист здійснюється, як завжди, плавкими запобіжниками. Номінальний струм замінюваного елемента запобіжників, співпадаючий за значенням з номінальним струмом запобіжника $I_{ном}$ вибираються по таблиці.

										Арк.
										46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Таблиця 3.2

Потужність трансформатора, що захищається, кВА	Номінальний струм, А					
	Трансформатора на стороні			Запобіжника на стороні		
	0,4 кВ	6кВ	10кВ	0,4 кВ	6кВ	10кВ
25	36	2,40	1,44	40	8	5
40	58	3,83	2,30	60	10	8
63	91	6,05	3,64	100	16	10
100	145	9,60	5,80	150	20	16
160	231	15,40	9,25	250	31,5	20
250	360	24,00	14,40	400	50	40 (31,5)
400	580	38,30	23,10	600	80	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	80

Для розрахунку вибираємо запобіжник ПВТ-10, призначений для захисту силових трансформаторів, з номінальною напругою 10 кВ, номінальним струмом $I_{ном} = 16 А$ (таблиця. 2.2) і номінальним струмом відключення $I_{о,ном} = 12,5кА$ (набуває найближчого більшого значення по відношенню до максимального значення струму до. з. у місці установки запобіжника; згідно а цей струм дорівнює 580 А). Умовне позначення вибраного запобіжника ПВТ-10-15-12,5.



Мал.3.2. Карта селективності

На карті селективності в осях ток–время будується типова захисна час струмова характеристика плавлення вибраного запобіжника, що представляє залежність

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

часу або часу плавлення плавкого елемента від початку до. з. до моменту виникнення дуги () від значення періодичної складової очікуваного струму, що діє, до. з. (типові час струмові характеристики запобіжників представлені в додатку).

Відхилення значення очікуваного струму до. з. при даному часі (часу плавлення плавкого елемента) t_{nl} від значення струму до. з., отриманого по типовій час струмовій характеристиці плавлення, не повинно перевищувати $\pm 20\%$. Тому типова характеристика 1 має бути зміщена управо на 20%.

Підбирається характеристика 2 максимальний захист лінії виходячи з таких умов.

а. Струм спрацьовування захисту має бути не менше чим на 10% більше струму плавлення вставки запобіжника, відповідного часу дії захисту в початковій частині характеристики (не менше 5 з). Для цього визначається струм I_{nl} при 5 з: 36 А. Вибраний раніше струм спрацьовування захисту (50 А) задовольняє цій умові.

б. Ступінь селективності 0,5–0,7 з між характеристиками захисту (2) і запобіжника (1) бажано забезпечувати при всіх можливих значеннях струму к.з.

в. Ступінь селективності між захистом живлячого трансформатора (характеристика 3 задана) і захистом ВЛ 10 кВ має бути приблизно 0,7 з при максимальному струмі к.з. на початку лінії (практично береться струм к.з. на шинах 10 кВ живлячій підстанції). Очевидно, що обидва захист, що погоджується, працюють в незалежній частині характеристик. Тоді для захисту лінії час спрацьовування має бути

$$t_{c.3} \leq t_{c.3.mp} - \Delta t = 1,4 - 0,7 = 0,7 \text{ с.}$$

Приймаючи за основу типову односекундну характеристику реле РТ-80 (приведена в додатку), визначаємо декілька точок потрібної характеристики з $t_{c.3} = 1 \text{ с}$ у незалежній частині, а потім перераховуємо абсциси цих крапок по вибраному струму спрацьовування захисту $I_{c.3} = 50 \text{ А}$.

$k = I_p / I_{c.p}, \%$	100	150	200	250	300	350
$t_{c.3}, \text{ з}$	8	5	2	1,8	1,6	1,2
$I_k, \text{ А}$	50	75	100	125	150	175

										Арк.
										48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ					

Струм I_k визначається по виразу:

$$I_k = \frac{k I_{c.p} n_T}{100 k_{cx}^{(3)}},$$

де k – кратність $I_p / I_{c.p}$ визначувана по типовій характеристиці %; $I_{c.p}$ – струм спрацьовування реле, А; n_T – коефіцієнт трансформації; $k_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми.

Проводиться перевірка струмового захисту (1 з) за умовами термічної стійкості проводів лінії, що захищається. Для практичних розрахунків на термічну стійкість проводів розподільних електричних мереж

$$s_{мин} = \sqrt{B} / C,$$

де $s_{мин}$ – мінімальний допустимий перетин дроту, мм²; $B = I_k^2 t_{отк}$ – імпульс квадратичного струму від періодичної складової струму I_k при трифазному к.з. на початку лінії, що захищається; $t_{отк}$ – час від початку к.з. до його відключення, обчислюване по виразу

$$t_{отк} = t_{c.з} + t_{o.в},$$

де $t_{c.з}$ і $t_{o.в}$ – час спрацьовування захисту і час відключення вимикача, с.

Значення постійною C залежить від матеріалу дроту, його початкової і кінцевої температури. Для неізолюваних проводів із стяженням менше 10 Н/мм² і для кабелів 6 і 10 кВ (з алюмінієвими жилами) приймається $C=91$; для проводів із стяженням більше 10 Н/мм² – $C=69,5$.

$$s_{мин} = \frac{I_k}{C} \sqrt{t_{отк}}.$$

У тих випадках, коли на лінії, що захищається, введений в роботу пристрій АПВ одноразової дії, при розрахунку значення $t_{отк}$ слід враховувати, що за час бестокової паузи (зазвичай близько 2 з) температура дроту істотно не зміниться. У цих випадках час проходження струму к.з. збільшується

$$t_{отк} = t_{c.з1} + t_{c.з2} + 2t_{o.в},$$

де $t_{c.з1}$ – час спрацьовування захисту з основним часом (до АПВ); $t_{c.з2}$ – час спрацьовування захисту з прискоренням після АПВ. Якщо прискорення захисту

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

після АПВ не виконано, то значення $t_{c.32} = t_{c.31}$. При використанні на лінії пристрою АПВ двократної дії з витримкою часу другого циклу близько 20 із значення $t_{отк}$ допустимо не збільшувати і розрахунок проводити по виразу.

Для умов курсової роботи:

$$t_{отк} = 1 + 1 + 2 \cdot 0,1 = 2,2 \text{ с};$$

$$s_{мин} = 640 \sqrt{2,2} / 69,5 \approx 14 \text{ мм}^2,$$

що менше прийнятого в прикладі на ділянках 1 і 2 (АС-35, Мал. 2.1).

б. Розрахункова перевірка трансформаторів струму.

а. Перевірка на 10 %-ную погрішність. Гранична кратність для реле із залежною характеристикою (РТВ-і): $k_{10} = 1,6 \cdot 75 / 50 = 2,4$. По кривій граничних крайнощів для ТПЛ-10, клас Р визначається $z_{н.дон} = 4,2 \text{ Ом}$.

Найбільше фактичне навантаження трансформаторів струму для двофазної двохранейної схеми: $z_{н.расч} = 2r_{np} + z_p + z_{пер}$. Опір реле РТ-80 при втягнутому якорі при уставке 12,5 А розраховується: $z_p = 118 / 7,5^2 = 2,1 \text{ Ом}$ де $S = 118 \text{ ВА}$ за технічними даними приводу ПП-67. Опір проводів в даному випадку практично можна було б не враховувати, оскільки реле РТ-80 встановлені в безпосередній близькості від трансформаторів струму (як і всі інші реле, розташовані в комплектних розподільних пристроях типу КРУ, КРУН, КСО і т. п.). Дійсно, навіть при довжині сполучного дроту з алюмінію $l = 8 \text{ м}$ і мінімально допустимому перетині 4 мм^2 [1] по виразу $r_{np} = 8 / (34,5 \cdot 4) \approx 0,06 \text{ Ом}$. Сумарний опір _

б. Розрахункова перевірка надійної роботи при максимальному значенні струму к.з. для реле типу РТ-80 не проводиться.

в. Розрахункове визначення напруги на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму:

$$U_{2,макс} = \sqrt{2} \cdot 12,8 \cdot 5 \cdot 2,32 = 210 \text{ В},$$

де $k_{макс} = I_{1к.макс} / I_{1ном.ТТ} = 640 / 50 = 12,8$; $z_{н.расч} = 2,32 \text{ Ом}$.

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Робоча напруга для приєднань, що не мають зв'язку з іншими приєднаннями і апаратура яких розташована окремо від апаратури інших приєднань (до таких приєднань відносяться лінії 10 (6) кВ), відповідно до «Правил» [1] не повинно перевищувати 1000 В. Відповідно у виразі $U_{2\text{дон}} = 1000 \text{ В}$. Набутого значення $U_{2\text{макс}} = 210 \text{ В} \approx \sqrt{2} \cdot 1000 \text{ В}$.

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. Розрахунок економічної ефективності при використанні різних типів світильників на підстанції.

5.

Для розрахунку економічного ефекту при використанні двох різних типів світильників необхідно знайти об'єм витрат при впровадженні даних заходів. Для проектування системи освітлення підстанції було вибрано 2 типи світильників: ГСП і ЛСП, з лампами відповідно ДРІ-250 і ЛБ-80. У таблиці 4.1 приведені технічні характеристики цих освітлювальних приладів.

Таблиця 4.1 Технічна характеристика ГСП і ЛСП

Найменування	Тип світильника	
	ГСП	ЛСП
Тип лампи	ДРІ-250	ЛБ-80
Потужність, Вт	250	80
Світловий потік, лм	19000	5400
Термін служби, ч	10000	2500

Вартість всіх світильників які необхідно встанов

$$C_{св} = (C_c + C_l \cdot N) \cdot n,$$

де - ціна одного світильника, грн.;

C_l - ціна однієї лампи, грн.;

N - кількість ламп в світильнику, штук;

n - кількість світильників, штук [10].

Вартість всіх освітлювальних приладів для освітлення приміщень за допомогою світильників ГСП, враховуючи, що їх необхідно встановити 42 штуки, ціна яких грн., а ціна ламп ДРІ-250 – 78,61 грн., складає:

$$Ц_{св1} = (267,71 + 78,61 \cdot 1) \cdot 42 = 14543,45 \text{ (грн.)}$$

Вартість освітлювальних приладів при використанні світильників ЛСГ (84 штуки по 275,87 грн., по 2 лампи в світильнику, вартістю 10,67 грн.) по формулі (10.10):

$$Ц_{св2} = (275,87 + 10,67 \cdot 2) \cdot 84 = 24964,55 \text{ (грн.)}$$

Кількість споживаної електричної енергії за рік:

$$K = k \cdot N_l \cdot n \cdot N,$$

де k - час напрацювання лампи, ч;

N_l - потужність лампи, кВт.

Для ламп час роботи складає 2500 годин за рік.

Споживана електроенергія при використанні світильників ГСП складає:

$$K_1 = 2500 \cdot 0,25 \cdot 42 \cdot 1 = 26250 \text{ (кВт/год)}.$$

При використанні світильників ЛСП згідно формули

$$K_2 = 2500 \cdot 0,08 \cdot 84 \cdot 2 = 33700 \text{ (кВт/год)}.$$

Вартість споживаної електричної енергії за рік:

$$Ц_{ЕЛ} = K \cdot Ц_{ел},$$

де $Ц_{ел} = 0,25$ грн./кВт – ціна на електричну енергію.

Для світильників ГСП вона складає по формулі (10.12):

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$C_{EЛ1} = 26250 \cdot 0,25 = 6567,4 \text{ грн.}$$

Вартість споживаної електричної енергії для світильників ЛСГ:

$$C_{EЛ2} = 33600 \cdot 0,25 = 8400 \text{ грн.}$$

Річна економія споживання електричної енергії при установці світильників ГСП:

$$E_{ел} = C_{EЛ2} - C_{EЛ1} = 8400 - 6567,4 = 1835,5 \text{ (грн.)}$$

Річні витрати по експлуатації світиль

$$C_{експл} = G \cdot C_{л} + C_{EЛ},$$

де - витрата ламп в рік, штук.

Для ДРІ-250 - 5 штук, для ЛБ-80 - 40 штук.

Річні витрати згідно формули (10.14):

-для світильників ГСП:

$$C_{експл1} = 5 \cdot 78,61 + 6562,5 = 6955,6 \text{ (грн.);}$$

-для світильників ЛСП:

$$C_{експл2} = 40 \cdot 10,67 + 8400 = 8826,8 \text{ (грн.)}$$

Річна економія по експлуатації світильників ГСП чим при використанні ЛСП:

$$E_{експл} = C_{експл2} - C_{експл1} = 8826,8 - 6955,6 = 1871,4 \text{ (грн.)}$$

Економія при установці освітлювальних приладів:

$$E_{уст} = C_{уст2} \cdot n_2 - C_{уст1} \cdot n_1 = 107,2 \cdot 42 - 43 \cdot 84 = 890,4 \text{ (грн.)}$$

де - ціна монтажу одного світильника, грн. Ціна монтажу ДРІ-250 складає 107,4 грн., а ЛБ-80 – 43 гривни.

Загальна економія заходу :

$$E = E_{експл} + E_{уст} = 1871,25 + 890,4 = 2761,93 \text{ (грн.)}$$

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки

У розділі «Розрахунок електричної мережі» знайдено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуто величини напруг в точках мережі з урахуванням поздовжніх і поперечних складових.

У розділі «Розрахунок електричної частини станцій і підстанцій» вибрано основне обладнання підстанції: вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму і напруги, основні силові трансформатори перевірені за графіком навантаження підстанції, зазначений необхідний мінімальний набір вимірювальних приладів для установки на підстанції.

У розділі «Розрахунок релейного захисту» проведені розрахунки релейного захисту трансформатора.

У розділі «Економічної ефективності при використанні різних світильників на підстанції» розглянуті питання аналізу економічної ефективності при використанні двох різних світильників на підстанції.

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. - 52 с
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316cbcb800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від

										Арк.
										56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ

21.06.2013.

8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та пі-

http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B

[%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf](#)

9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.

10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.

11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.

12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.

13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка

М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. –

Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с

14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).

15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму

					БР.5.141.000.ПЗ.ЕТ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі

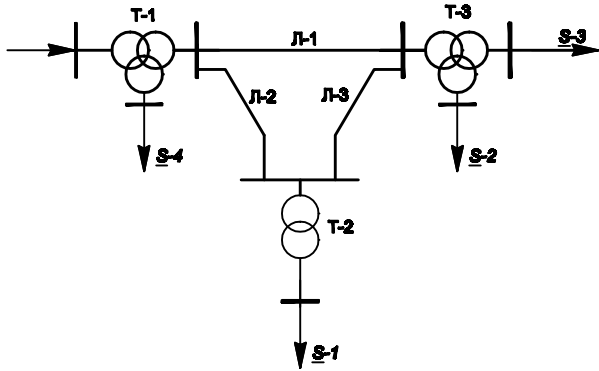
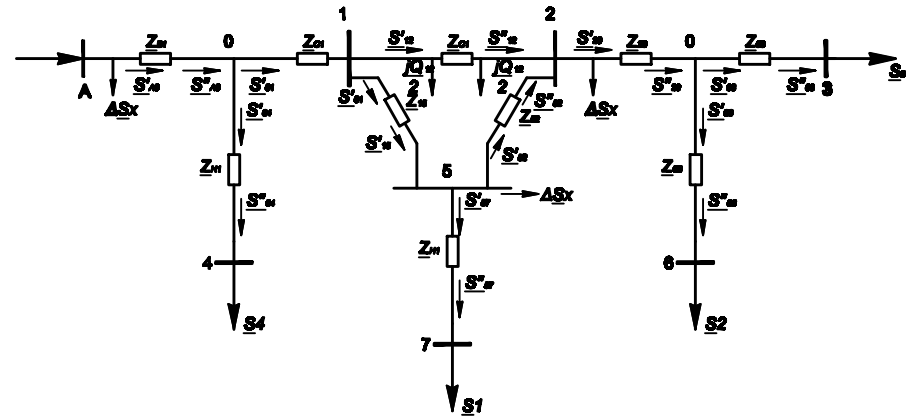
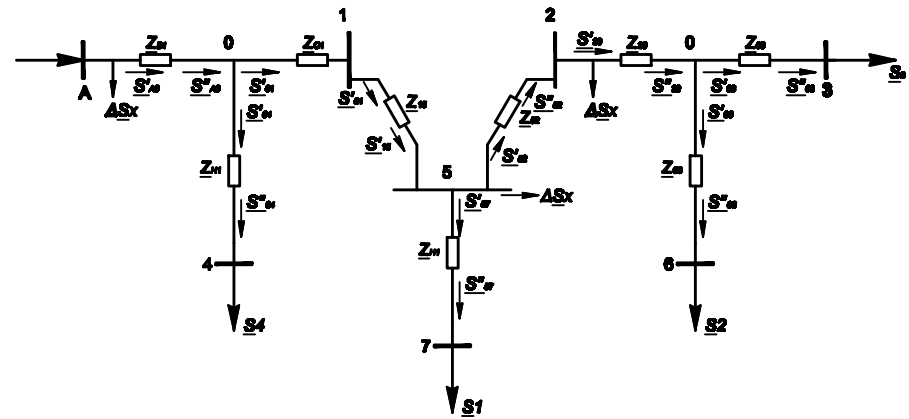


Схема заміщення мережі



Аварійний режим роботи ліній і мережі



Розподіл активних потужностей

Вид	U ₀	U ₁	U ₂	U ₃	U ₄	U ₅	U ₆	U ₇
Навантаж., кВт	220,0	220,4	220,20	220,27	220,20	220,20	220,24	217,20

Навантаж на лінійні сегменти

Лінійний сегмент	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина лінії, км	10	10	10
Навантаж., кВт	100	100	100

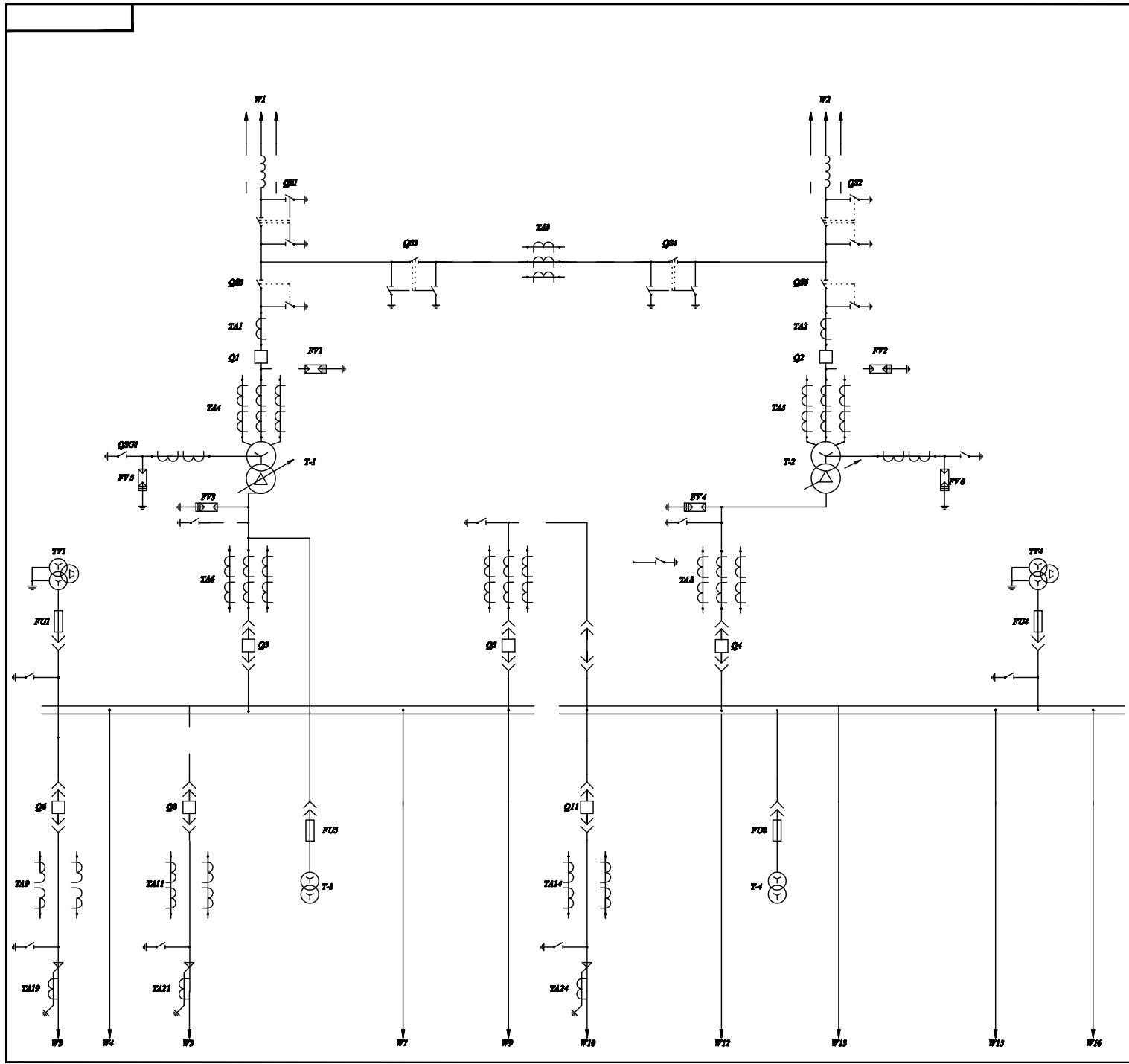
Типи лінійних сегментів

Лінійний сегмент	Л-1	Л-2	Л-3
Середн. А	220	220	220

Мережі і параметри мережі

Мережі і параметри мережі	Мережі і параметри мережі		
	Л-1	Л-2	Л-3
Рівень напруги, кВ	10	10	10
Рівень напруги, кВ	10	10	10
Рівень напруги, кВ	10	10	10

SP.244.000/1.01		Дата: 10.10.2017	
№ документа	SP.244.000/1.01	Дата складання документа	10.10.2017
№ документа	SP.244.000/1.01	Дата складання документа	10.10.2017
№ документа	SP.244.000/1.01	Дата складання документа	10.10.2017



Перечень аппаратуры

№ п/п	№	Обозначение	Наименование	Кол-во	Прим.
1	T1, T2	Тр-р силовой	ТРУС-4000/110	2	
2	Q1, Q2	Выключатель	ВВВМ-110В - 21,4/2000/71	2	
3	Q3 - Q5	Выключатель	ВВВМ-10-3150-6/37	3	
4	Q81, Q82, Q83, Q84	Регулируемый выключатель	установка УВКВ-110/1000 УЗМ1	4	
5	Q85, Q86	Регулируемый выключатель	установка УВКВ-110/1000 УЗМ1	2	
6	Q6 - Q15	Выключатель	ВВВМ-10-1600-01,4 УЗ	10	
7	ТА1, ТА2, ТА3	Трансформатор тока	ТМЛ-110/71	3	
8	ТА4, ТА5	Трансформатор тока	микрометрич ТМД 110-08	2	
9	FV1, FV2	Регулируемый предохранитель	РЭС-110/М71	2	
10	FV3, FV4	Регулируемый предохранитель	РЭП1-10/М71	2	
11	FV5, FV6	Регулируемый предохранитель	РЭС-15-РЭС-05	12	
12	Q8G1, Q8G2	Защитный автоматический	СОБ-110/4	2	
13	ТА6 - ТА8	Трансформатор тока	УЗМ-100	3	
14	Т3, Т4	Трансформатор	объемный ток ТМ-40/70	2	
15	FU1-FU6	Предохранитель	ТМД 081-10 У1	6	
16	TV1-TV4	Трансформатор напряжения	СНОУ 08-09/37	4	
17	ТА9 - ТА18	Трансформатор тока		28	
18	ТА19 - ТА28	Трансформатор тока	ТМ-10-3/5	14	

				БРС.141.000.ГЧЕТ		
Исполн	И. Ковалев	Провер	М. Митя	Содержит 1 лист		Лист 1
Рисов	Н. К. П.	Утверд	С. Д. П.	Содержит 1 лист		Лист 1
Констру		Инструкт		Содержит 1 лист		Лист 1
Инструкт		Инструкт		Содержит 1 лист		Лист 1
Эксп. пр.		Информация		Содержит 1 лист		Лист 1

СумИЕТГН-84п