

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.

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2021 р.

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**Тема: “ Розрахунок режимів роботи електричних мереж з перевіркою ефективності штучного освітлення приміщення ВЧ зв’язку підстанції ”**

**Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

**Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання**

Виконав студент гр. ЕТдн-74п

Філатов В.О.

Керівник, старший викладач

Єфімов Г.П.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2021 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

## **ЗАВДАННЯ**

### **на кваліфікаційну роботу бакалавра Філатова Владислава Олександровича**

**Тема роботи: “ Розрахунок режимів роботи електричних мереж з перевіркою ефективності штучного освітлення приміщення ВЧ зв’язку підстанції ”**

1

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;
- перевірка ефективності штучного освітлення приміщення ВЧ зв’язку 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	19.05.-22.05.2021	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	23.05.-26.05.2021	
3	Розрахунок релейного захисту	25.05.-30.05.2021	
4	Перевірка ефективності штучного освітлення приміщення ВЧ зв'язку підстанції	31.05.-04.06.2021	
5	Оформлення роботи	05.06.-10.06.2021	

Студент гр ЕТдн-74п \_\_\_\_\_

Філатов В.О.

Керівник роботи \_\_\_\_\_

Єфімов Г.П.

## РЕФЕРАТ

с. 58, Рис. 12, табл. 21, кресл. 2.

Бібліографічний опис: ““ Розрахунок режимів роботи електричних мереж з перевіркою ефективності штучного освітлення приміщення ВЧ зв’язку підстанції ” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, елек-тротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електро-споживання / Філатов В.О.; керівник Г.П. Єфімов. - Суми: СумДУ, 2021. - 58 с.

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

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потоко-распре-деление, 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, cur-rent transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differ-ential current protection, power loss in the network

**Короткий огляд** – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розра-хунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підс-танції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Пе-ревірка ефективності штучного освітлення приміщення ВЧ зв’язку підс-танції.

## **Перелік умовних позначень**

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні мережі

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 напруги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

## Зміст

Вступ		6
1 Вихідні дані		8
1.1 Розрахунок електричної мережі		8
2 Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ		29
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів		29
2.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції		31
2.3 Вибір трансформаторів власних потреб		32
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання		35
2.5 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин		37
2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги		40
2.7 Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)		43
2.8 Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина		44
2.9 Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина		45
3 Розрахунок релейного захисту		46
4. Перевірка ефективності штучного освітлення приміщення ВЧ зв'язку		57
Висновки		60
Література		61

					<i>БР.5.14.1.320.ПЗ.ЕТ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Розрахунок режимів роботи електричних мереж та заземлення для стаціонарної установки	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Філатов В.О.							
Провер.	Ефімов Г.П.						6	62
Реценз.						<i>СумДУзгр.ЕТдн-74п</i>		
Н. Контр.								
Утверд.	Лебединский И							

## Вступ

Зменшення капітальних вкладень у ремонт та будівництво засобів електропостачання призвело до того, що майже 1/3 частина електромереж і трансформаторних підстанцій перебувають в аварійному стані, потребують заміни через зношеність. Зумовлені структурними змінами в АПК зміни навантаження сільськогосподарських споживачів перевели значну частину електричних мереж у неоптимальний стан, що привело до зростання втрат електричної енергії в елементах мережі.

Незадовільний технічний стан електричних мереж негативно впливає на надійність електропостачання та якість електричної енергії. Перерви у електропостачанні сягають 10% та більше від загального часу технологічних процесів протягом року (проти 0,1% у розвинутих країнах). Відхилення напруги на затискачах електроприймачів у 3...4 рази перевищують допустимі за ГОСТ 13109-97 значення. Тривалість поставки неякісної енергії складає (у найвіддаленіших споживачів) 45% від загального часу роботи.

За досить попередніми оцінками економічні втрати в Україні від перерв електропостачання та зниження якості електроенергії за наближеними оцінками сягають до 1 млрд. грн. щорічно і, при цьому, енергопостачальні організації практично не несуть відповідальність за відключення і постачання неякісної електроенергії. На сьогодні взаємовідносини між споживачем і електропостачальною організацією здійснюються на основі типових договорів про користування електричною енергією, які сформовано за пропозиціями Міністерства палива та енергетики України. Представництва державних органів, що формують аграрну політику, в силу певних причин не мали змоги приймати участь у формуванні зазначених документів. Це призвело до нерівнозначної відповідальності споживача і постачальника електроенергії у договірних відносинах.

Розрахунки і практика показують, що доля передбаченої нормативними документами компенсації не перевищує 5%, а іноді і 0,1% від загальної величини збитків споживача.

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Аналіз стану параметрів і режимів роботи електричних мереж в агропромислових районах, та дії нормативно-технологічних документів, що регулюють взаємовідносини між постачальником та споживачем електроенергії свідчать про наступне.

Зниження капіталовкладень у розвиток сільських електричних мереж на про-  
тязі 2010...2020 років призвели до суттєвого зниження  
надійності електропостачання сільських споживачів та якості електроенергії.

Перерви у електропостачанні сільських споживачів сягають 10% від загально-  
ного часу технологічних процесів протягом року (проти 0,1% у розвинутих  
країнах).

Економічні збитки в Україні від перерв електропостачання та зниження якос-  
ті електроенергії за наближеними оцінками сягають до 1 млрд.грн. щорічно.

Низький рівень надійності електропостачання та відхилення  
показників якості електроенергії призводить до зменшення ефективності  
діяльності сільськогосподарських виробників, експлуатаційного ресурсу та  
виходу з ладу виробничої та побутової техніки, погіршення соціально-  
побутових умов селян та ін.

Відповідальність енергопостачальних організацій та компенсація  
втрат споживачу від зниження надійності електропостачання та якості  
електроенергії, що передбачені чинними "Правилами користування  
електричною енергією", неадекватні втратам споживачів і складають на  
сьогодні від 0,1 до 5% від загального обсягу збитків.

Компенсація електропостачальних організацій споживачу за  
перерви електропостачання та зниження якості електроенергії повинна  
відшкодувати втрачену вигоду, у тому числі втрати від псування продукції,  
обладнання, зниження продуктивності та ін.

На сьогоднішній день в Україні не існує методики визначення обсягів  
відшкодування.

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Назріла нагальна необхідність розробки Закону про постачання та споживання електричної енергії і, відповідно, перегляду та внесення змін у нормативні, відомчі та міжвідомчі документи, що регламентують відносини сторін електропостачання та електроспоживання.

Важливим фактором у формуванні відносин споживача електроенергії та енергопостачальної організації повинен бути незалежний контроль надійності електропостачання та якості електроенергії. Для організації системи позавідомчого контролю необхідно створити лабораторію. Діяльність лабораторії буде суттєво впливати на виправлення відносин у системі „споживач-постачальник електроенергії“.

Доцільним є обґрунтування науково-технічних основ управління якістю електроенергії в розподільних мережах сільськогосподарського призначення.

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);

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- розрахунок електричної частини підстанції;
- 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 роботу

В процесі виконання роботи необхідно вирішити наступні завдання:

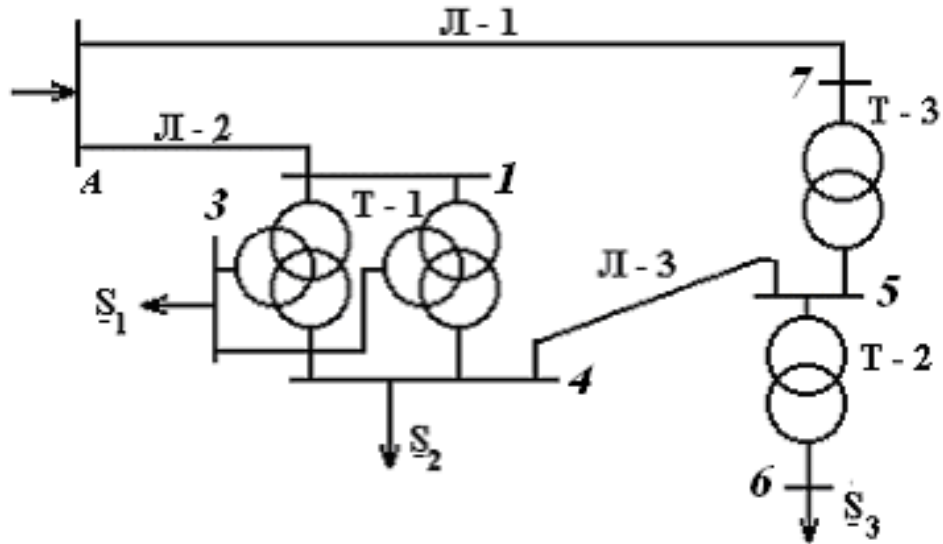
- По заданим навантаженням і довжині ліній вибрати напругу мережі;
- По напрузі мережі і навантажень вибрати тип проводів повітряних ліній;
- По напрузі мережі і навантажень вибрати трансформатори;
- Визначити питомі параметри ЛЕП і каталожні дані трансформаторів
- . Виконати розрахунок параметрів схеми заміщення лінії і трансформаторів
- . Визначити наведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в про б мотках 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 включених в роботу) для двох випадків: режим максимального навантаження (задані) і режим мінімального навантаження (прийняти рівною 50% від заданої). Визначити напругу 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.5.141.320.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

# 1. Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

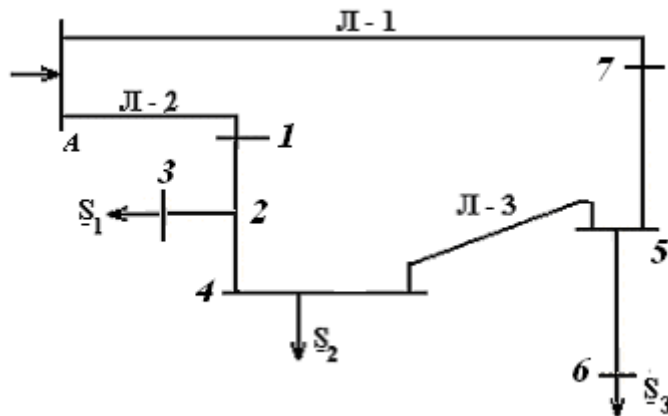
Таблиця 1.1

Номер схеми	Номер варіанта	Довжина ПЛ, км			Потужності навантажень, мВА		
		Л-1	Л-2	Л-3	S-1	S-2	S-3
6	8	80	60	50	15 + j7,5	85 + j40	30 + j15



Малюнок 1.1 Вихідна схема з позначенням вузлів

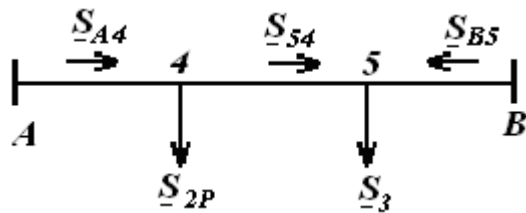
Прийmemo навантаження вузла 3 рівній навантаження  $S_1$ , а навантаження вузла 4 рівній навантаження  $S_2$ , навантаження вузла 6 рівній навантаження  $S_3$ . Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 і ділянок з трансформаторами (малюнок 2).



Малюнок 1.2 Замкнута мережа

Об'єднуємо навантаження вузлів 3 і 5.

Розмикаємо по джерелу схему, наведену на малюнку 1.2.



Малюнок 1.3 Розімкнута мережу

$$\underline{S}_{A4} = \frac{\underline{S}_{2R}l_{4B} + \underline{S}_3l_{5B}}{l_{AB}} = 81 + j38,815 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{45} = \underline{S}_{A4} - \underline{S}_{2P} = -18,94 - j8,68 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B5} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{54} = 48,94 + j23,68 \text{ MVA}$$

### 1.1 Визначення напруги ліній

$$U_{Л} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_L}}}$$

Таблиця 1.2 Напруження на ділянках мережі

номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	80	60	50
Напруга ділянки, кВ	132	159	84

Приймаємо напруга на ділянці Л-3 110 кВ, а на ділянках Л-1 і Л-2 - 220 кВ. Вибираємо марки проводів

Таблиця 1.3 Марка проводів

Марка дроти і довжина ПЛ, км		
Л -1	Л -2	Л -3
АС-240	АС-185	АС-150
80	60	50

### 1.2 Розрахунок електричної мережі

Підстанція Т-1.

На підстанції встановлено два трансформатори, які працюють паралельно. Потужність трансформатора Т-1 визначається сумою потужностей навантажень  $\underline{S}_1, \underline{S}_2$ .

Потужність одного трансформатора определется за такою формулою

$$S_T = \frac{S_2}{1,4} = 79 \text{ МВА}$$

Підстанція з трансформатором Т-2

Потужність трансформатора Т-2 визначається сумою потужностей навантажень  $\underline{S}_3, \underline{S}_2$ .

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

1.3 Вибираємо трансформатори по каталогу [2].

Таблиця 1.4 Типи трансформаторів

Тип трансформаторів		
Т-1	Т-2	Т-3
ТДТГ-100	ТДГ-63	ТДТГ-100

1.4 Визначення параметрів схеми заміщення ліній і трансформаторів.

1.5. Знаходимо питомі параметри ЛЕП і параметри схем заміщення

• питомі параметри Л-1 / АС-240 \* 80км; 220кВ

$$r_0 = 0,118 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,435 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,6 \times 10^{-6} \text{ См/км};$$

- параметри схеми заміщення:

$$R_{Л1} = r_0 l_{Л1} = 0,118 \times 80 = 9,44 \text{ Ом};$$

$$X_{Л1} = x_0 l_{Л1} = 0,435 \times 80 = 34,8 \text{ Ом};$$

$$Z_{Л1} = 9,44 + j34,8 \text{ Ом}$$

$$Q_{Л1} = 0,5 U^2 b_0 l_{Л1} = 0,5 \times 220^2 \times 2,6 \times 10^{-6} \times 80 = 5 \text{ МВАр}$$

• питомі параметри Л-2 / АС-185 \* 60км; 220кВ:

$$r_0 = 0,159 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,413 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,75 \times 10^{-6} \text{ См/км};$$

- параметри схеми заміщення:

$$R_{Л2} = r_0 l_{Л2} = 9,54 \text{ Ом};$$

$$X_{Л2} = x_0 l_{Л2} = 24,78 \text{ Ом};$$

$$Z_{Л2} = 9,54 + j24,78 \text{ Ом}$$

$$Q_{Л2} = 0,5 U^2 b_0 l_{Л2} = 4 \text{ МВАр}$$

• питомі параметри Л-3 / АС-150 \* 50км; 110кВ:

$$r_0 = 0,204 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,42 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,7 \times 10^{-6} \text{ См/км};$$

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- параметри схеми заміщення:

$$R_{ЛЗ} = r_0 l_{ЛЗ} = 10,2 \text{ Ом};$$

$$X_{ЛЗ} = x_0 l_{ЛЗ} = 21 \text{ Ом};$$

$$Z_{ЛЗ} = 10,2 + j21 \text{ Ом}$$

$$Q_{ЛЗ} = 0,5 U^2 b_0 l_{ЛЗ} = 0,4 \text{ МВАр}$$

1.6 Визначимо каталожні дані трансформаторів і параметри схем заміщення:

• для трансформатора Т-1:

каталожні дані трансформатора Т-1:

тип ТДТГ-100 242/121 / 38,5

$$S_{НОМ} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{НОМ.ВН} = 242 \text{ кВ};$$

$$U_{НОМ.СН} = 121 \text{ кВ};$$

$$U_{НОМ.НН} = 38,5 \text{ кВ};$$

$$U_{к.в-с} = 11\%;$$

$$U_{к.в-н} = 45\%;$$

$$U_{к.с-н} = 28\%;$$

$$\Delta P_k = 270 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_x = 60 \text{ кВА};$$

$$I_{xx} = 0,5\%.$$

Визначаємо загальне активний опір:

$$R_{Т11} = \frac{\Delta P_k U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{270 \cdot 220^2}{100000^2} 10^3 = 1,3 \text{ Ом}.$$

Опір кожного обмотки

$$R_{m.в11} = R_{m.с11} = R_{m.н11} = 0,5 R_{заг} = 0,5 \times 1,3 = 0,65 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо напруга короткого замикання кожної обмотки:

$$U_{к.В11} = 0,5(U_{к.в-с} + U_{к.в-н} - U_{к.с-н}) = 0,5(11 + 45 - 28) = 14\%;$$

$$U_{к.С11} = 0,5(U_{к.в-с} + U_{к.с-н} - U_{к.в-н}) = 0,5(11 + 28 - 45) = 0;$$

$$U_{к.Н11} = 0,5(U_{к.в-н} + U_{к.с-н} - U_{к.в-с}) = 0,5(45 + 28 - 11) = 31\%.$$

Реактивні опори обмоток :

$$X_{Т.В11} = \frac{U_{к.В} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} 10 = \frac{14 \cdot 220^2}{100000} 10 = 67,8 \text{ Ом};$$

$$X_{Т.С11} = \frac{U_{к.С} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} 10 = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{Т.Н11} = \frac{U_{к.Н} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} 10 = \frac{31 \cdot 220^2}{100000} 10 = 150 \text{ Ом}.$$

$$\Delta Q_{ТХ11} = \frac{I_x S_{НОМ}}{100} = \frac{0,5 \cdot 100000}{100} = 500 \text{ кВАр}$$

Реактивний опір обмотки середньої напруги дорівнює 0, так як вона знаходиться на одному стрижні муздраттеатру трансформатора між обмотками вищої і нижчої напруги.

Параметри схеми заміщення двох паралельно працюючих трансформаторів:

$$R_{m1} = R_{m.в11} = R_{m.с11} = R_{m.н11} = 0,5 R_{m.в11} = 0,65/2 = 0,33 \text{ Ом};$$

									Арк.
									13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.320.ПЗ

$$X_{m6l} = 0,5 X_{m6l1} = 0,5 \cdot 67,8 = 33,9 \text{ Ом};$$

$$X_{mcl} = 0$$

$$X_{mн1} = 0,5 X_{m.н11} = 0,5 \cdot 150 = 75 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{xm1} = 2 \cdot \Delta P_x = 2 \cdot 60 = 120 \text{ кВА};$$

$$\Delta Q_{xm1} = 2 \cdot \Delta Q_x = 2 \cdot 500 = 1000 \text{ кВА};$$

• для трансформатора Т-2:

каталожні дані трансформатора Т-2:

тип ТДТГ-63 121 / 38,5

$$S_{ном} = 63 \text{ МВА}$$

$$U_{ном.вн} = 121 \text{ кВ}$$

$$U_{ном.нн} = 38,5 \text{ кВ}$$

$$U_k = 10,5\%$$

$$\Delta P_x = 75 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_k = 360 \text{ кВА}$$

$$I_{xx} = 0,6\%$$

Параметри схеми заміщення

$$R_{T2} = \frac{\Delta P_k U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{360 \cdot 110^2}{63000^2} \cdot 10^3 = 1,1 \text{ Ом};$$

$$X_{T2} = \frac{U_{к.з} U_{ном}^2}{S_{ном}} * 10 = \frac{10,5 \cdot 110^2}{63000} \cdot 10 = 20,2 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{ТХ2} = \frac{I_x S_{ном}}{100} = \frac{0,6 * 63000}{100} = 378 \text{ кВАр}$$

• для трансформатора Т-3:

каталожні дані трансформатора Т-3:

тип ТДТГ-100 242/121

$$S_{ном} = 100 \text{ МВА}$$

$$U_{ном.вн} = 242 \text{ кВ}$$

$$U_{ном.нн} = 121 \text{ кВ}$$

$$U_k = 10,5\%$$

$$\Delta P_x = 145 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_k = 530 \text{ кВА}$$

$$I_{xx} = 0,65\%$$

Параметри схеми заміщення

$$R_{T3} = \frac{\Delta P_k U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{530 \cdot 220^2}{100000^2} \cdot 10^3 = 2,6 \text{ Ом};$$

$$X_{T3} = \frac{U_{к.з} U_{ном}^2}{S_{ном}} * 10 = \frac{10,5 \cdot 220^2}{100000} \cdot 10 = 50,8 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{ТХ3} = \frac{I_x S_{ном}}{100} = \frac{0,65 * 100000}{100} = 650 \text{ кВАр}$$

Зауважимо, що активні опори малі в порівнянні з реактивними .

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

БР.5.141.320.ПЗ

### 1.7.1 Розрахунок аварійного режиму з відключенням лінії Л-1

Складемо розрахункову схему заміщення мережі (див. Додаток, лист 2)

#### 1.7.1 Виконуємо розрахунки потужностей в лініях

Визначаємо потужність на ділянці 5-6 з урахуванням втрат в трансформаторі Т-2

$$\begin{aligned}\underline{S}_{65} &= \underline{S}_3 + \Delta \underline{S}_{T2} + \underline{S}_{XT2} = \underline{S}_3 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_5^2} \underline{Z}_{T2} + \underline{S}_{XT2} = \\ &= 30 + j15 + \frac{30^2 + 15^2}{110^2} (1,1 + j20,2) + 0,075 + j0,378 = 30,177 + j17,256 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 4-5 з урахуванням втрат в лінії Л3

$$\begin{aligned}\underline{S}_{54} &= \underline{S}_{65} + \Delta \underline{S}_{Л3} - j2Q_{Л3} = \underline{S}_{65} + \frac{P_{65}^2 + (Q_{65} - Q_{Л3})^2}{U_5^2} \underline{Z}_{Л3} - j2Q_{Л3} = \\ &= 30,177 + j17,256 + \frac{30,177^2 + (17,256 - 0,4)^2}{110^2} (10,2 + j21) - j2 * 0,4 = \\ &= 31,184 + j18,53 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Визначаємо потужність в галузі СН трансформатора Т1 на ділянці 2-4

$$\begin{aligned}\underline{S}_{42} &= \underline{S}_{54} + \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{T1C} = \underline{S}_{54} + \underline{S}_2 + \frac{(P_{54} + P_2)^2 + (Q_{54} + Q_2)^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1C} = \\ &= 31,184 + j18,53 + 85 + j40 + \frac{(31,184 + 85)^2 + (18,53 + 40)^2}{220^2} (0,33) = \\ &= 116,3 + j58,53 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Визначаємо потужність в галузі НН трансформатора Т1 на ділянці 2-3

$$\begin{aligned}\underline{S}_{32} &= \underline{S}_1 + \Delta \underline{S}_{T1H} = \underline{S}_2 + \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1H} = 15 + j7,5 + \frac{15^2 + 7,5^2}{220^2} (0,33 + j75) = \\ &= 15,002 + j7,936 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 2-1 з урахуванням втрат в трансформаторі Т1

									Арк.
									15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					





$$U_3' = U_2 - \frac{P_{32}R_{32} + Q_{32}X_{32}}{U_2} - j \frac{P_{32}X_{32} + Q_{32}R_{32}}{U_2} =$$

$$= 215,509 - j37,218 - \frac{15,002 \cdot 0,33 + 7,936 \cdot 75}{218,699} + j \frac{15,002 \cdot 75 + 7,936 \cdot 0,33}{218,699} =$$

$$= 212,765 - j42,374 \text{ кВ}$$

$$|U_3'| = 216,944$$

$$N_{T1} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = \frac{242}{38,5} = 6,285$$

$$U_3 = \frac{216,944}{6,285} = 34,51 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 4.

$$U_4' = U_2 - \frac{P_{42}R_{42} + Q_{42}X_{42}}{U_2} - j \frac{P_{42}X_{42} + Q_{42}R_{42}}{U_2} =$$

$$= 215,509 - j37,218 - \frac{116,3 \cdot 0,33 + 58,53 \cdot 0}{218,699} + j \frac{116,3 \cdot 0 + 58,53 \cdot 0,33}{218,699} =$$

$$= 215,334 - j37,306 \text{ кВ}$$

$$|U_4'| = 218,542$$

$$N_{T1} = \frac{U_{\text{вв}}}{U_{\text{сн}}} = \frac{242}{121} = 2$$

$$U_4 = \frac{216,944}{2} = 108,472 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 5.

$$U_5' = U_4 - \frac{P_{54}R_{54} + Q_{54}X_{54}}{U_4} - j \frac{P_{54}X_{54} + Q_{54}R_{54}}{U_4} =$$

$$= 107,667 - j18,653 - \frac{31,184 \cdot 10,2 + 20,13 \cdot 21}{108,472} + j \frac{31,184 \cdot 21 + 20,13 \cdot 10,2}{108,472} =$$

$$= 101,195 - 26,37 \text{ кВ}$$

$$|U_5'| = 104,576$$

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Напруга в вузлі 6.

$$U_6' = U_5 - \frac{P_{65}R_{65} + Q_{65}X_{65}}{U_5} - j \frac{P_{65}X_{65} + Q_{65}R_{65}}{U_5} =$$

$$= 101,195 - 26,37 - \frac{30,177 \cdot 1,1 + 17,256 \cdot 20,2}{104,576} + j \frac{30,177 \cdot 20,2 + 17,256 \cdot 1,1}{104,576} =$$

$$= 97,544 - j32,386 \text{ кВ}$$

$$|U_6'| = 102,782$$

$$N_{T1} = \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{121}{38,5} = 3,142$$

$$U_6 = \frac{102,78}{3,142} = 32,71 \text{ кВ}$$

Отримані рівні напруг відповідають вимогам ГОСТу 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення»

### 1.7.3 Перевірка допустимого струму ПЛ

Лінія 2.  $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$

$$I_{РАБ} = \frac{\underline{S}_{1А}}{U_1 * \sqrt{3} * \cos\varphi_{1А}} = \frac{\sqrt{137,222^2 + j85,719^2}}{242 * \sqrt{3} * \frac{137,222}{\sqrt{137,222^2 + j85,719^2}}} = 455 \text{ А}$$

$$I_{РАБ} < I_{\text{доп}}$$

$$455 < 510$$

Лінія 3.  $I_{\text{доп}} = 445 \text{ А}$

$$I_{РАБ} = \frac{\underline{S}_{1А}}{U_1 * \sqrt{3} * \cos\varphi_{1А}} = \frac{\sqrt{31,184^2 + j20,13^2}}{104,576 * \sqrt{3} * \frac{31,184}{\sqrt{31,184^2 + j20,13^2}}} = 243 \text{ А}$$

$$I_{РАБ} < I_{\text{доп}}$$

$$243 < 445$$

Отримані потоки потужностей і рівні напруг нанесемо на схему (Додаток, лист 2)

1.8 Розрахунок нормального режиму мережі (при S ном.)

Складаємо схему заміщення мережі (див. Додаток, лист 3)

1.8.1. Розрахунки потужностей в лініях

Потокорозподіл на ділянках 3-2 і 6-5 ідентичне, розрахунку аварійного режиму мережі.

Виконуємо розрахунок замкнутої мережі на ділянці А -1-2-4-5-7-

А. Визначаємо по Токораспределение в мережі.

Задаємося напрямком за годинниковою стрілкою.

										Арк.
										18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.320.ПЗ					

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{32}(\underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л1}) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{T3} + \underline{Z}_{Л1}) + \underline{S}_{65}(\underline{Z}_{T3} + \underline{Z}_{Л1})}{\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л1}} = 80,023 + j39.876 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A5} = \frac{\underline{S}_{65}(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{Л3}) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C}) + \underline{S}_{32}(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B})}{\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л1}} = 50,156 + j25.316 \text{ МВА}$$

Баланс потужностей:

$$\underline{S}_{A2} + \underline{S}_{A5} = \underline{S}_{65} + \underline{S}_2 + \underline{S}_{32}$$

$$130,179 + j65,192 = 130,179 + j65,192 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{54} = \underline{S}_{A5} - \underline{S}_{56} = 19,978 + j8,06 \text{ МВА.}$$

$$\underline{S}'_{42} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{32} = 65,022 + j31,94 \text{ МВА.}$$

За напрямками потужностей ми бачимо, що потоки сходяться в вузлі 4.

Складаємо схему потокорозділу в контурі (див. Додаток лист 3)

Точка потокорозділу в вузлі 4. Далі робимо розрахунок як розімкнутого ланцюга

Визначаємо потужність в галузі СН трансформатора Т1 на ділянці 2-4

$$\underline{S}_{42} = \underline{S}'_{42} + \Delta \underline{S}_{T1C} = \underline{S}'_{42} + \frac{P_{42}^2 + Q_2^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1C} = 65,022 + j31,94 + \frac{65,022^2 + 31,94^2}{220^2} (0,33) =$$

$$= 65,057 + j31,94 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність на ділянці 2-1 з урахуванням втрат в трансформаторі Т1

$$\underline{S}_{21} = \underline{S}_{32} + \underline{S}_{42} + \Delta \underline{S}_{T1B} + \underline{S}_{XT1} = \underline{S}_{32} + \underline{S}_{42} + \frac{(P_{32} + P_{42})^2 + (Q_{32} + Q_{42})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1B} + \underline{S}_{XT1} =$$

$$= 15,002 + j7,936 + 65,057 + j31,94 + \frac{(15,002 + 65,057)^2 + (7,936 + 31,94)^2}{220^2} (0,33 + j33,9)$$

$$+ 0,12 + j1 = 81,234 + j45,479 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність на ділянці А -1 з урахуванням втрат в лінії Л2

$$\underline{S}_{1A} = \underline{S}_{21} + \Delta \underline{S}_{Л2} - j2Q_{Л2} = \underline{S}_{12} + \frac{P_{12}^2 + (Q_{12} - Q_{Л2})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{Л2} - j2Q_{Л2} =$$

$$= 81,234 + j45,479 + \frac{81,234^2 + (45,479 - 4)^2}{220^2} (9,54 + j24,78) - j2 * 4 =$$

$$= 82,874 + j41,738 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність на ділянці 5-4 з урахуванням втрат в лінії Л3

$$\underline{S}_{54} = \underline{S}'_{54} + \Delta \underline{S}_{Л3} - j2Q_{Л3} = \underline{S}'_{54} + \frac{P_{54}^2 + (Q_{54} - Q_{Л3})^2}{U_5^2} \underline{Z}_{Л3} - j2Q_{Л3} =$$

$$= 19,978 + j8,06 + \frac{19,978^2 + (8,06 - 0,4)^2}{110^2} (10,2 + j21) - j2 * 0,4 =$$

$$= 20,364 + j8,054 \text{ МВА.}$$

										Арк.
										19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

БР.5.141.320.ПЗ

Визначаємо потужність на ділянці 5-7 з урахуванням втрат в трансформаторі Т2

$$\begin{aligned} \underline{S}_{57} &= \underline{S}_{54} + \underline{S}_{56} + \Delta \underline{S}_{T3} + \underline{S}_{XT3} = \underline{S}_{54} + \underline{S}_{56} + \frac{(P_{54} + P_{56})^2 + (Q_{54} + Q_{56})^2}{U_1^2} Z_{T3} + \underline{S}_{XT3} = \\ &= 20.364 + j8.054 + 30.177 + j17.256 + \frac{(20.364 + 30.177)^2 + (8.054 + 17.256)^2}{220^2} (2,6 + j50,8) + \\ &+ 0,145 + j0,650 = 50.858 + j29.314 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 7- А з урахуванням втрат в лінії Л1

$$\begin{aligned} \underline{S}_{7A} &= \underline{S}'_{57} + \Delta \underline{S}_{Л1} - j2Q_{Л1} = \underline{S}_{57} + \frac{P_{57}^2 + (Q_{57} - Q_{Л1})^2}{U_2^2} Z_{Л1} - j2Q_{Л1} = \\ &= 51.373 + j39.374 + \frac{51.373^2 + (39.374 - 5)^2}{110^2} (9,44 + j34,8) - j2 \cdot 5 = \\ &= 51.528 + j20.693 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Потужність в точці А

$$\underline{S}_A = \underline{S}'_{A7} + \underline{S}_{A1} = 51.528 + j20.693 + 82.874 + j41.738 = 134.402 + j62.431 \text{ МВА}.$$

## 1.8.2 Обчислюємо напруги в вузлах

Напруга в вузлі 1

$$\begin{aligned} U_1 &= U_A - \frac{P_{1A} R_{1A} + Q_{1A} X_{1A}}{U_1} - j \frac{P_{1A} X_{1A} + Q_{1A} R_{1A}}{U_1} = \\ &= 242 - \frac{82.874 \cdot 9,54 + 41.738 \cdot 24,78}{242} + j \frac{82.874 \cdot 24,78 + 41.738 \cdot 9,54}{242} = \\ &= 234,459 - j10,131 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$|U_1| = 234,678$$

Напруга в вузлі 2

$$\begin{aligned} U_2 &= U_1 - \frac{P_{21} R_{21} + Q_{21} X_{21}}{U_1} - j \frac{P_{21} X_{21} + Q_{21} R_{21}}{U_1} = \\ &= 234,459 - j10,131 - \frac{81,234 \cdot 0,33 + 45,479 \cdot 33,9}{234,678} + j \frac{81,234 \cdot 33,9 + 45,479 \cdot 0,33}{234,678} = \\ &= 227,775 - j21,93 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$|U_2| = 228.829$$

										Арк.
										20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.320.ПЗ					

Напряга в вузлі 3.

$$U_3' = U_2 - \frac{P_{32}R_{32} + Q_{32}X_{32}}{U_2} - j \frac{P_{32}X_{32} + Q_{32}R_{32}}{U_2} =$$

$$= 227,775 - j21,93 - \frac{15,002 \cdot 0,33 + 7,936 \cdot 75}{228,829} + j \frac{15,002 \cdot 75 + 7,936 \cdot 0,33}{228,829} =$$

$$= 212,765 - j42,374 \text{ кВ}$$

$$|U_3'| = 226,749$$

$$N_{T1} = \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{242}{38,5} = 6,285$$

$$U_3 = \frac{226,749}{6,285} = 36,077 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 4 .

$$U_4' = U_2 - \frac{P_{42}R_{42} + Q_{42}X_{42}}{U_2} - j \frac{P_{42}X_{42} + Q_{42}R_{42}}{U_2} =$$

$$= 227,775 - j21,93 - \frac{65,057 \cdot 0,33 + 31,94 \cdot 0}{228,829} + j \frac{65,057 \cdot 0 + 31,94 \cdot 0,33}{228,829} =$$

$$= 227,681 - j21,976 \text{ кВ}$$

$$|U_4'| = 228,74$$

$$N_{T1} = \frac{U_{вн}}{U_{сн}} = \frac{242}{121} = 2$$

$$U_4 = \frac{228,74}{2} = 114,37 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 7

$$U_7' = U_A - \frac{P_{A7}R_{A7} + Q_{A7}X_{A7}}{U_A} - j \frac{P_{A7}X_{A7} + Q_{A7}R_{A7}}{U_A} =$$

$$= 242 - \frac{51,528 \cdot 9,44 + 20,693 \cdot 34,8}{242} + j \frac{51,528 \cdot 34,8 + 20,693 \cdot 9,44}{242} =$$

$$= 237,014 - j8,217 \text{ кВ}$$

$$|U_7'| = 237,157$$

										Арк.
										21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Напряга в вузлі 5

$$U_5' = U_7 - \frac{P_{75}R_{75} + Q_{75}X_{75}}{U_7} - j \frac{P_{75}X_{75} + Q_{75}R_{75}}{U_7} =$$

$$= 237,014 - j8,217 - \frac{50,858 \cdot 2,6 + 29,314 \cdot 50,8}{237,157} + j \frac{50,858 \cdot 50,8 + 29,314 \cdot 2,6}{237,157} =$$

$$= 230,178 - j19,432 \text{ кВ}$$

$$|U_5'| = 230,996$$

$$N_{T3} = \frac{U_{вн}}{U_{сн}} = \frac{230,996}{121} = 2$$

$$U_5 = \frac{228,74}{2} = 115,498 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 6.

$$U_5' = U_7 - \frac{P_{75}R_{75} + Q_{75}X_{75}}{U_7} - j \frac{P_{75}X_{75} + Q_{75}R_{75}}{U_7} =$$

$$= 237,014 - j8,217 - \frac{50,858 \cdot 2,6 + 29,314 \cdot 50,8}{237,157} + j \frac{50,858 \cdot 50,8 + 29,314 \cdot 2,6}{237,157} =$$

$$= 230,178 - j19,432 \text{ кВ}$$

$$|U_5'| = 230,996$$

$$N_{T3} = \frac{U_{вн}}{U_{сн}} = \frac{230,996}{121} = 2$$

$$U_5 = \frac{228,74}{2} = 115,498 \text{ кВ}$$

Напряга в вузлі 4.

$$U_4'' = U_5 - \frac{P_{42}R_{42} + Q_{42}X_{42}}{U_2} - j \frac{P_{42}X_{42} + Q_{42}R_{42}}{U_2} =$$

$$= 115,089 - 26,37 - \frac{20,364 \cdot 10,2 + 8,05 \cdot 21}{115,498} + j \frac{20,364 \cdot 21 + 8,05 \cdot 10,2}{115,498} =$$

$$= 111,826 - j14,13 \text{ кВ}$$

$$|U_4''| = 112,715 \text{ кВ}$$

Різниця напруг в межах 2%, що допустимо.

Отримані рівні напруг відповідають вимогам ГОСТу 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення»

Отримані потоки потужностей і рівні напруг нанесемо на схему (див. додаток лист 3).

										Арк.
										22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

БР.5.141.320.ПЗ

1.9. Розрахунок режиму замкнутої мережі при  $S = 0,5 S_{\text{ном}}$ .

Складемо розрахункову схему заміщення мережі (див. Додаток, лист 4)

1.9.1 Розрахунки потужностей в лініях

Визначаємо потужність на ділянці 5-6 з урахуванням втрат в трансформаторі Т2

$$\begin{aligned} \underline{S}_{65} &= \underline{S}_3 + \Delta \underline{S}_{T2} + \underline{S}_{XT2} = \underline{S}_3 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_5^2} \underline{Z}_{T2} + \underline{S}_{XT2} = \\ &= 15 + j7,5 + \frac{15^2 + 7,5^2}{110^2} (1,1 + j20,2) + 0,075 + j0,378 = 15,101 + j8,348 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Визначаємо потужність в галузі НН трансформатора Т1 на ділянці 2-3

$$\begin{aligned} \underline{S}_{32} &= \underline{S}_1 + \Delta \underline{S}_{T1H} = \underline{S}_2 + \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1H} = 7,5 + j3,75 + \frac{7,5^2 + 3,75^2}{220^2} (0,33 + j75) = \\ &= 7,5 + j3,859 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Виконуємо розрахунок замкнутої мережі на ділянці А -1-2-4-5-7-

А. Визначаємо потокорозподіл в мережі.

Задаємося напрямком за годинниковою стрілкою.

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{32}(\underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л1}) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{T3} + \underline{Z}_{Л1}) + \underline{S}_{65}(\underline{Z}_{T3} + \underline{Z}_{Л1})}{\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л1}} = 40,024 + j19,724 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A5} = \frac{\underline{S}_{65}(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{Л3}) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C}) + \underline{S}_{32}(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B})}{\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{T1B} + \underline{Z}_{T1C} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л1}} = 25,077 + j12,482 \text{ МВА}$$

Баланс потужностей:

$$\underline{S}_{A2} + \underline{S}_{A5} = \underline{S}_{65} + \underline{S}_2 + \underline{S}_{32}$$

$$65,101 + j32,206 = 65,101 + j32,206 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{54} = \underline{S}_{A5} - \underline{S}_{56} = 9,976 + j4,135 \text{ МВА}.$$

$$\underline{S}'_{42} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{32} = 32,524 + j15,865 \text{ МВА}.$$

За напрямками потужностей ми бачимо, що потоки сходяться в вузлі 4.

Складаємо схему потокорозподілу в контурі (див. Додаток лист 3)

Точка потокорозподілу в вузлі 4. Далі робимо розрахунок як розімкнутого ланцюга

Визначаємо потужність в галузі СН трансформатора Т1 на ділянці 2-4

$$\begin{aligned} \underline{S}_{42} &= \underline{S}'_{42} + \Delta \underline{S}_{T1C} = \underline{S}'_{42} + \frac{P_{42}^2 + Q_2^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1C} = 32,524 + j15,865 + \frac{32,524^2 + 15,865^2}{220^2} (0,33) = \\ &= 32,533 + j15,865 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 2-1 з урахуванням втрат в трансформаторі Т1

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$$\begin{aligned} \underline{S}_{21} &= \underline{S}_{32} + \underline{S}_{42} + \Delta \underline{S}_{T1B} + \underline{S}_{XT1} = \underline{S}_{32} + \underline{S}_{42} + \frac{(P_{32} + P_{42})^2 + (Q_{32} + Q_{42})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T1B} + \underline{S}_{XT1} = \\ &= 7,5 + j3.859 + 32,533 + j15,865 + \frac{(7,5 + 32,533)^2 + (3.859 + 15,865)^2}{220^2} (0,33 + j33,9) \\ &+ 0,12 + j1 = 41.167 + j21.119 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці А -1 з урахуванням втрат в лінії Л2

$$\begin{aligned} \underline{S}_{1A} &= \underline{S}_{21} + \Delta \underline{S}_{Л2} - j2Q_{Л2} = \underline{S}_{12} + \frac{P_{12}^2 + (Q_{12} - Q_{Л2})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{Л2} - j2Q_{Л2} = \\ &= 41.167 + j21.119 + \frac{41.167^2 + (21.119 - 4)^2}{220^2} (9,54 + j24,78) - j2 * 4 = \\ &= 41.559 + j14.137 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 5-4 з урахуванням втрат в лінії Л3

$$\begin{aligned} \underline{S}_{54} &= \underline{S}'_{54} + \Delta \underline{S}_{Л3} - j2Q_{Л3} = \underline{S}_{54} + \frac{P_{54}^2 + (Q_{54} - Q_{Л3})^2}{U_5^2} \underline{Z}_{Л3} - j2Q_{Л3} = \\ &= 9,976 + j4,135 + \frac{9,976^2 + (4,135 - 0,4)^2}{110^2} (10,2 + j21) - j2 * 0,4 = \\ &= 10.072 + j3.532 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 5-7 з урахуванням втрат в трансформаторі Т2

$$\begin{aligned} \underline{S}_{57} &= \underline{S}_{54} + \underline{S}_{56} + \Delta \underline{S}_{T3} + \underline{S}_{XT3} = \underline{S}_{54} + \underline{S}_{56} + \frac{(P_{54} + P_{56})^2 + (Q_{54} + Q_{56})^2}{U_1^2} \underline{Z}_{T3} + \underline{S}_{XT3} = \\ &= 10.072 + j3.532 + 15.101 + j8.348 + \frac{(10.072 + 15.101)^2 + (3.532 + 8.348)^2}{220^2} (2,6 + j50,8) + \\ &+ 0,145 + j0,650 = 25.359 + j13.342 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Визначаємо потужність на ділянці 7- А з урахуванням втрат в лінії Л1

$$\begin{aligned} \underline{S}_{7A} &= \underline{S}'_{57} + \Delta \underline{S}_{Л1} - j2Q_{Л1} = \underline{S}_{57} + \frac{P_{57}^2 + (Q_{57} - Q_{Л1})^2}{U_2^2} \underline{Z}_{Л1} - j2Q_{Л1} = \\ &= 25.359 + j13.342 + \frac{25.359^2 + (13.342 - 5)^2}{110^2} (9,44 + j34,8) - j2 * 5 = \\ &= 25.509 + j3.652 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Потужність в точці А

$$\underline{S}_A = \underline{S}'_{A7} + \underline{S}_{A1} = 25.509 + j3.652 + 41.559 + j14.137 = 67.068 + j17.789 \text{ МВА.}$$

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

## 1.9.2 Напруги у вузлах

Напруга в вузлі 1

$$\begin{aligned}U_1 &= U_A - \frac{P_{1A}R_{1A} + Q_{1A}X_{1A}}{U_1} - j \frac{P_{1A}X_{1A} + Q_{1A}R_{1A}}{U_1} = \\&= 242 - \frac{41,559 \cdot 9,54 + 14,137 \cdot 24,78}{242} + j \frac{41,559 \cdot 24,78 + 14,137 \cdot 9,54}{242} = \\&= 238,914 - j4,813 \text{кВ}\end{aligned}$$

$$|U_1| = 238,963$$

Напруга в вузлі 2

$$\begin{aligned}U_2 &= U_1 - \frac{P_{21}R_{21} + Q_{21}X_{21}}{U_1} - j \frac{P_{21}X_{21} + Q_{21}R_{21}}{U_1} = \\&= 238,914 - j4,813 - \frac{41,167 \cdot 0,33 + 21,119 \cdot 33,9}{238,963} + j \frac{41,167 \cdot 33,9 + 21,119 \cdot 0,33}{238,963} = \\&= 235,861 - j10,682 \text{кВ}\end{aligned}$$

$$|U_2| = 236,103$$

Напруга в вузлі 3 .

$$\begin{aligned}U_3' &= U_2 - \frac{P_{32}R_{32} + Q_{32}X_{32}}{U_2} - j \frac{P_{32}X_{32} + Q_{32}R_{32}}{U_2} = \\&= 235,861 - j10,682 - \frac{7,5 \cdot 0,33 + 3,859 \cdot 75}{236,103} + j \frac{7,5 \cdot 75 + 3,859 \cdot 0,33}{236,103} = \\&= 234,625 - j13,07 \text{кВ}\end{aligned}$$

$$|U_3'| = 234,989$$

$$N_{T1} = \frac{U_{\text{вв}}}{U_{\text{нн}}} = \frac{242}{38,5} = 6,285$$

$$U_3 = \frac{234,989}{6,285} = 37,389 \text{кВ}$$

Напруга в вузлі 4 .

$$\begin{aligned}U_4' &= U_2 - \frac{P_{42}R_{42} + Q_{42}X_{42}}{U_2} - j \frac{P_{42}X_{42} + Q_{42}R_{42}}{U_2} = \\&= 234,625 - j13,07 - \frac{32,533 \cdot 0,33 + 15,865 \cdot 0}{236,103} + j \frac{32,533 \cdot 0 + 15,865 \cdot 0,33}{236,103} = \\&= 235,816 - j10,704 \text{кВ}\end{aligned}$$

$$|U_4'| = 236,058$$

$$N_{T1} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{сн}}} = \frac{242}{121} = 2$$

$$U_4 = \frac{236,058}{2} = 118,029 \text{кВ}$$

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25



Різниця напруг в межах 2%, що допустимо.

Отримані рівні напруг відповідають вимогам ГОСТу 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення»

Отримані потоки потужностей і рівні напруг нанесемо на схему (див. додаток , лист 4).

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2. Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ.

У цьому розділі здійснюється проектування районною типовою понижаючої двохтрансформаторної підстанції 110/10 кВ, призначеною для преоб-разования і передачі електроенергії споживачеві з навантаженням S1. Здійснюється вибір схеми первинних з'єднань, трансформаторів власних потреб, выключа-телей РУ, разъединителей і ін.

### 2.1 Вибір силових трансформаторів підстанції

В даному випадку для розрахунку вибрана типова двохтрансформаторна понижаюча підстанція 110/10 кВ, встановлена у споживача S1 другої категорії надійності.

### 2.2 Вибір основної схеми електричних з'єднань підстанції

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі тре-бо-вання: забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяава-рийних режимах; враховувати перспективи розвитку мережі; допускати мож-ливість розширення; забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуа-тацион-них робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань.

Як основна схема електричних з'єднань приймається стандарт-на схема з'єднань типової знижуючої підстанції 110/10 кВ. Схема приведена в додатку Б.

### 2.3 Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб для підстанції є: оперативні ланцюги; елек-тродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, освіще-ние і електрообогрев приміщень; електропідігрів комутаційною апаратури і так далі

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності споживачів власних потреб приведений в таблиці. 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності споживачів власних потреб

1. Потужність та тип трансформатора  $S_H = 10$  МВА.
2. Потужність короткого замикання  $S_{к.с} = 2800$  МВА.

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Живильна лінія 110 кВ опір ліній  $X_{\Gamma} = 3 \text{ Ом}$ .

4. Опір трансформатора  $X_{\Gamma} = 142 \text{ Ом}$ .

Таблиця 1.1 - Вихідні дані для проектування навантаження споживачів у плинні доби

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

## 2.1. Вибір потужності силових трансформаторів

Для підстанцій були вибрані трансформатори потужності  $S=10 \text{ МВА}$  типу ТМН. Більш точніше вибрані трансформатори, враховуючи графік навантаження рис.1.1.

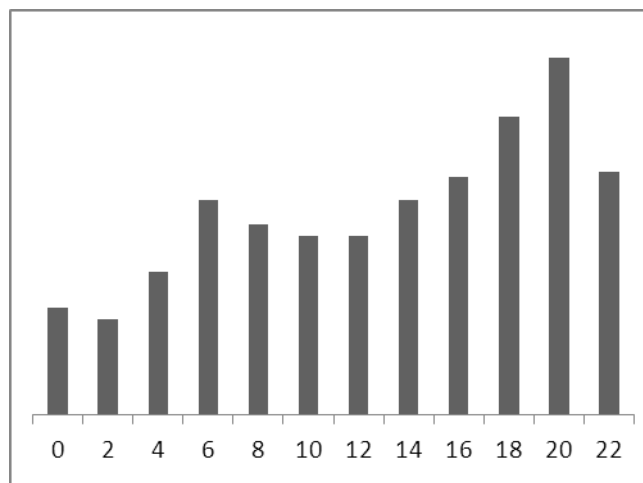


Рис.2.1. Графік навантаження підстанції.

Таблиця №2.2 - Навантаження споживачів на протязі доби

Часи	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{\text{НОМ}}, \%$	55	50	60	90	90	80	80	95	95	125	150	105
$S, \text{МВА}$	5	5,5	6	9	9	8	8	9,5	9,5	12,5	15	10,5

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

$$K_1 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{4,5^2 \cdot 2 + 4^2 \cdot 2 + 6^2 \cdot 2 + 9^2 \cdot 2 + 8^2 \cdot 2 + 7,5 \cdot 4 + 9 \cdot 2}{2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 4 + 2}} = 0,84$$

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.

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

Максимальне перевантаження трансформатора складає

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

де  $S_{MAX}$  - максимальне навантаження трансформатора по графіку навантажен

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

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 как  $K'_2 = 1,22 < 0,9 \cdot 1,5 = 1,21 < 1,35$

$$K_2 = 1,35$$

										Арк.
										30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

По Госту 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду ( $-1^{\circ}\text{C}$ ) і часу перевантаження  $t_{\text{час}}$ , знаходимо значення перевантаження допустиме  $t = \text{час}v$  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:

- 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.5.141.320.ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



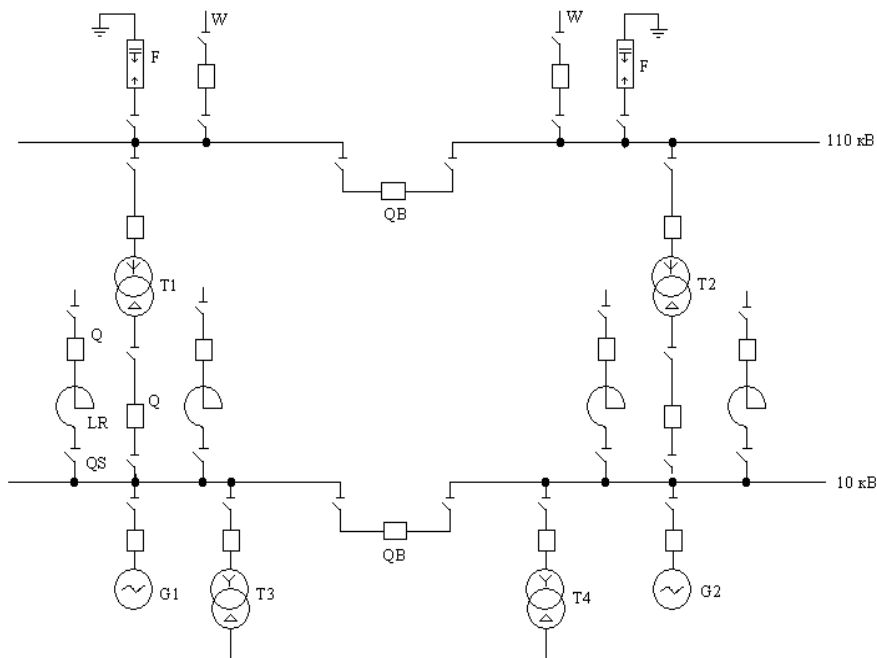


Рисунок 2.2 - Однолінійна схема електростанції середньої потужності з РП 110 і 10 кВ:

Q- вимикач; QS –раз'єднувач; QB- вимикач секційний; W- лінія

### 2.3. Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами – власниками власних потреб є:

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

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведений у табл. 2.1.

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Таблиця 2.1- Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ п/п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць кВт	Коеф. попиту	cos φ	Споживана Потужність кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,86	5,72
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів проводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,65	0,95	3,42
5	Освітлення ВРП	1	2	0,65	0,93	1,35
Сумарне вивантаження власних потреб кВа						17,69

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

де  $S_{TCH}$  – потужність трансформатора власних потреб, кВа

$S_{CH}$  – потужність споживачів власних потреб, кВа.

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює  $S_{ТСР}$  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

$$S_{TCH} = \frac{S_{TSP} + S_{CH}}{1,2} = \frac{17,69 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВа}$$

Беремо стандартну потужність трансформатора  $S_{TCH}=40$  кВа. Остаточну для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори стандартної потужності, ТМ -40/10

Схема живлення власних потреб рис. 2.1.

									Арк.
									33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.320.ПЗ

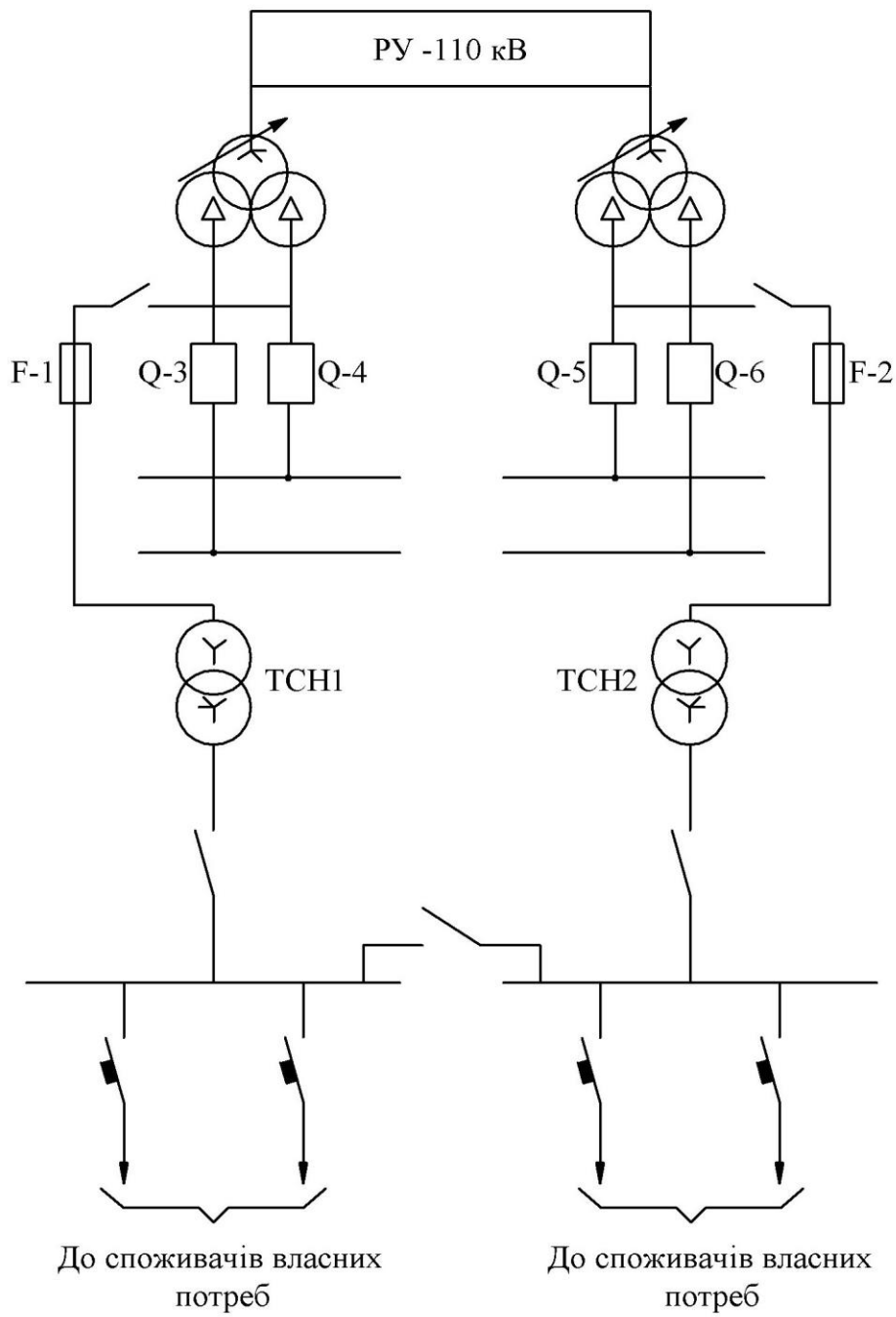


рис. 2.1.Схема живлення власних потреб

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.320.ПЗ

Арк.

34



А періодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

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

$$I_{a1} = 1,41 \cdot 8,73 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 1,1 \text{ кА}$$

$$I_{a1} = 1,41 \cdot 4,86 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,005}} = 0,86 \text{ кА}$$

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

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

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

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

Таблиця 2.4.1.- 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 $W_k$ кА <sup>2</sup> с
Шини 110 кВ ( $K_1$ )	8,73	19,82	8,73	1,1	6,48
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	4,68	10,62	4,68	0,86	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 струмопроведучих 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

$$I_{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 110} = \frac{1,4 \times 10000}{1,73 \times 110} = 73,56 \text{ А}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{10}^{\text{в}} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{1,4 \times 10000}{1,73 \times 10} = 809,25 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{10}^{\text{с.в.}} = \frac{0,7S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{0,7 \times 10000}{1,73 \times 10} = 404,62 \text{ А}$$

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

$$I_{10}^{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10 \times 10} = \frac{1,4 \times 10000}{1,73 \times 10 \times 10} = 80,92 \text{ А}$$

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,56 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	8,73 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	19,82 кА	102 кА
$I_{пт} \leq I_{откНом}$	8,73 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	1,1 кА	15,99 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	6,48 кА <sup>2</sup> · С	112 кА <sup>2</sup> · С

Вибираємо ВВБМ -110Б-31,5/2000 У1

Обраний вимикач повинний цілком задовольняти умови вибору.

На боці низької напруги рекомендується вибирати вакуумні вимикачі t-розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ. Для вимикачів на вищій стороні  $t=0.06$  с , на нижчій стороні  $t=0.1$  с.

$$\text{У точці } K_1 \quad I_a = \sqrt{21} \cdot e^{\frac{0,06}{0,025}} = 1,1 \text{ кА}$$

$$\text{У точці } K_1 \quad I_a = \sqrt{21} \cdot e^{\frac{0,1}{0,05}} = 0,86 \text{ кА}$$

Таблиця 2.4- Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	809,25 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,68 кА	38 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{пт} \leq I_{откНом}$	4,68 кА	38 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА <sup>2</sup> · С	215 кА <sup>2</sup> · С





## 2.6. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох 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.5.141.320.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.8- Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Кл ас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секції . Вимикаць на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму наведений у таблицях 9-11

Таблиця 2.9 Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,56 А	50-600 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,62 кА	62-124 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	6,48 кА <sup>2</sup> · С	162,5 кА <sup>2</sup> · С
$Z_H \leq Z_{H ном}$	1,25 кА	4 кА



Таблиця 2.11- Вибір трансформатора струму на лінії що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	80,92 А	5200 А
$i_y \leq i_{дин}$	10,62 кА	250 кА
$B_k \leq I_t^2 t_f$	3,28 кА <sup>2</sup> ·С	74,42 кА <sup>2</sup> ·С
$Z_H \leq Z_{H ном}$	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

## 2.7. Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм<sup>2</sup> (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довгостроково припустимому струмові. При максимальному робочому до 200 А вибираємо перетин 70 мм<sup>2</sup> із припустимим струмом 265 А мінімальною перетин, виходячи з умов термічної сійкості, визначається за формулою

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

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

Перетин 70мм<sup>2</sup> підходить і за термічною стійкістю, але живильну підстанцію лінії виконують проводом АС-95, тому і для оцінки 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=1,5м;

										Арк.
										43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

БР.5.141.320.ПЗ

$\gamma$  - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см<sup>4</sup>;

$$q = \frac{\pi}{4}(d^2 - d^2) = \frac{\pi}{4}(30^2 - 25^2) = 2.15$$

$$\gamma = \frac{\pi}{64}(d^2 - d^2) = \frac{\pi}{64}(30^2 - 25^2) = 205$$

$$F_u = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{205}{2,15}} = 777 \triangleright 200 \text{ Гц}$$

де q-розрахунковий механічний напрумок у матеріалі шин, l=1,5м;

де q<sub>доп</sub>=75 МПА – допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТГ

## 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 техніко економічному обґрунтуванні при стиснутих умовах, а також у районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ варто установлювати 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.

									Арк.
									44
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 „сандвіч” та ін.

можуть застосовуватися:

а) у районах , де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів або) 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.5.141.320.ПЗ	Арк.
						45
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  $\varepsilon$ . 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. Е. д. с. системи приймається рівною середній номінальній напрузі (10,5 кВ).

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

#### 3.1.Вихідні дані

№ ва- рианта	Марка провода							Тип реле
	1	2	3	4	5	6	7	
8	ПС-35	АС-35	АС-35	ПС-25	ПС-35	АС-35	А-25	РТВ-III

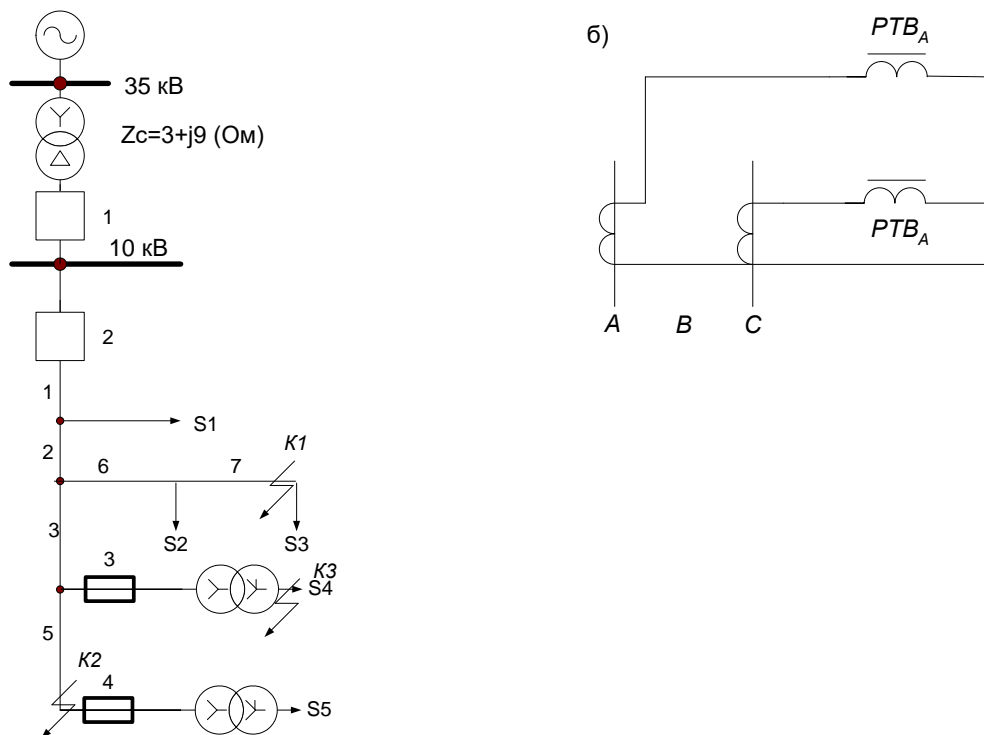
№ ва- рианта	№ схеми, рисунок	Тип предо- хранителя	Длина участка, км						
			1	2	3	4	5	6	7
8	рис.2.4	НС	9	8	7	6	5	7	9

№ ва- рианта	Потребляемая мощность, кВА					
	S1	S2	S3	S4	S5	S6
8	45	35	65	48	35	120

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

БР.5.141.320.ПЗ

### 3.2 Розрахунок уставок максимального струмового захисту ПЛ 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)

1. 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 ( $r_{y\delta}$ ,  $x_{в.у\delta}$  і  $x_{н.у\delta}$ ) приведені в додатку. Внутрішній індуктивний опір ( $x_{в.у\delta}$ ) 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., допус-

										Арк.
										47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						



кається 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

Ділянки 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	9	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	54	19,2
2	8	АС-35	6,5	1,2	0,4	1,6	63	29,4
3	7	АС-35	6,2	1,4	0,4	1,8	99,2	28,8
4	6	ПС-25	0,773	0	0,4	0,4	4,235	2,2
5	5	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	54	15,2
6	7	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	4,638	2,4
7	9	А-25	0,473	0	0,4	0,4	0,473	0,4

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

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 125,4 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 53,4 \text{ (Ом)}.$$

$$\text{Повний опір до точки К1 } z_{k1} = \sqrt{r_{k1}^2 + x_{k1}^2} = 136,3 \text{ (Ом)}.$$

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

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2.  $I_{K2}^{(3)} = 25$  (А). Струми до. з. указуються на розрахунковій схемі .

2. 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  $k_{сзн}$  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

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

3. Розраховується струм спрацьовування захисту реле РТВ-111 і перевіряється чутливість захисту. Заздалегідь прийнявши 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 к.з. ):

$$k_{ч.осн}^{(2)} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 25}{50} = 0,43 < 1,5, \text{ і, отже, чутливість недостатня, необхідно замі-}$$

нити дроти ПС АС.

										Арк.
										49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

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

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 28,51 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 22,2 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К1  $z_{k1} = \sqrt{r_{k1}^2 + x_{k1}^2} = 36,13 \text{ (Ом)}.$

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

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2.  $I_{K2}^{(3)} = 114,11 \text{ (А)}$ . Струми до. з. указуються на розрахунковій схемі .

4. 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  $k_{сзн}$  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

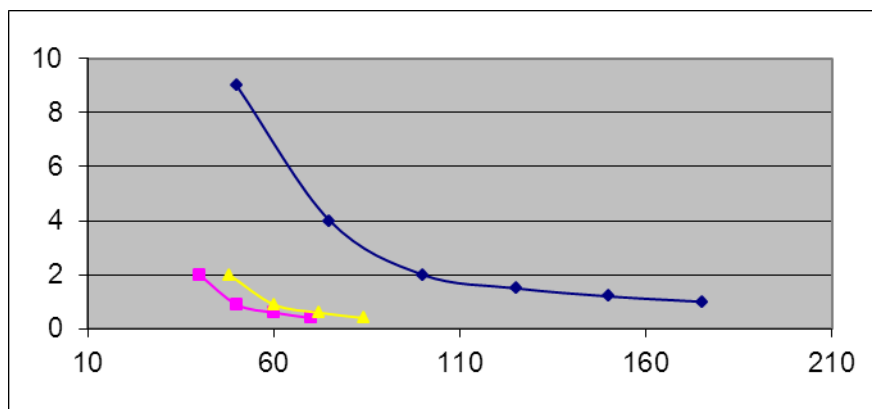
$$I_{с.з} \geq \frac{k_n k_{сзн}}{k_e} I_{раб.макс} = \frac{1,3 \cdot 1,25 \cdot 17,92}{0,65} = 44,8 \text{ (А)}.$$

5. Розраховується струм спрацьовування захисту реле РТВ-111 і перевіряється чутливість захисту. Заздалегідь прийнявши  $n_T = 20/5$  отримуємо

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		







Мал. 3.2. Карта селективності

На карті селективності в осях ток–время будується типова захисна час струмова характеристика плавлення вибраного запобіжника, що представляє залежність часу або часу плавлення плавкого елемента від початку до. з. до моменту виникнення дуги від значення періодичної складової очікуваного струму, що діє, до. з. (типіві час струмові характеристики запобіжників представлені в додатку).

Відхилення значення очікуваного струму до. з. при даному часі (часу плавлення плавкого елемента)  $t_{пл}$  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  $I_{пл}$  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

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

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

$k = I_p / I_{c.p}, \%$	100	150	200	250	300	350
$t_{c.з}, \text{с}$	9	4	2	1,5	1,2	1
$I_k, \text{А}$	50	75	100	125	150	175

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

$$s_{\text{мин}} = \sqrt{B} / C,$$

де – мінімальний допустимий перетин дроту, мм<sup>2</sup>;  $B = I_k^2 t_{\text{отк}}$  – імпульс квадратичного струму від періодичної складової струму  $I_k$  при трифазному к.з. на

										Арк.
										54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

початку лінії, що захищається;  $t_{отк}$  – час від початку к.з. до його відключення, обчислюване по виразу

$$t_{отк} = t_{с.з} + t_{о.в},$$

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

Значення постійною  $I_z$  залежить від матеріалу дроту, його початкової і кінцевої температури. Для неізолюваних проводів із стяженням менше 10 Н/мм<sup>2</sup> і для кабелів 6 і 10 кВ (з алюмінієвими жилами) приймається  $C=91$ ; для проводів із стяженням більше 10 Н/мм<sup>2</sup> –  $C=69,5$ .

$$S_{мин} = \frac{I_K}{C} \sqrt{t_{отк}}.$$

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

$$t_{отк} = t_{с.з1} + t_{с.з2} + 2t_{о.в},$$

де  $t_{с.з1}$  – час спрацьовування захисту з основним часом (до АПВ);  $t_{с.з2}$  – час спрацьовування захисту з прискоренням після АПВ. Якщо прискорення захисту після АПВ не виконано, то значення  $t_{с.з2} = t_{с.з1}$ . 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).

## 6. Розрахункова перевірка трансформаторів струму.

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

										Арк.
										55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						



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  $4 \text{ мм}^2$  [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 РТД-111 не проводиться.

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

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

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

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  $U_{2дон} = 1000 \text{ В}$ . Набутого значення  $U_{2.макс} = 210 \text{ В} \ll \sqrt{2} \cdot 1000 \text{ В}$ .

											Арк.
											56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.320.ПЗ						

#### 4.Перевірка ефективність штучного освітлення приміщення ВЧ зв'язку підстанції.

**Дано:**

Габарити приміщення:

- довжина – 6,5 м,

- ширина – 4 м,

- висота – 4 м.

Кількість працюючих – 5 чол.

Розмір квартирки – 0,26 м<sup>2</sup>.

Вид джерела світла: люмінісцентні лампи ;

Система освітлення: загальна;

Кількість світильників: 4;

Кількість ламп в світильнику: 2;

#### Рішення

Для оцінювання ефективності штучного освітлення в приміщенні необхідно порівняти значення фактичної освітленості та нормованого значення за СНиП II-4-99.

Нормоване значення освітленості для економічного відділу при загальному освітленні за СНиП II-4-99 складає при використанні люмінісцентних ламп – 200 лк.

Значення розрахункової освітленості, лм, при використанні люмінісцентні ламп може бути розраховано за допомогою методу коефіцієнта використання світлового потоку за формулою:

$$F_{л} = \frac{E_{\min} \cdot S \cdot k \cdot Z}{n_{к} \cdot N \cdot n}$$

звідки обчислюється освітленість, лк:

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$E_{\phi} = \frac{F_{\text{л}} \cdot n_{\text{м}} \cdot N \cdot n}{S \cdot k \cdot Z},$$

де  $F_{\text{л}}$  – світловий потік лампи, лм. Вибираємо лампи потужністю 20 Вт, тому  $F_{\text{л}}=1450$  лм ;

$n_{\text{м}}$  – коефіцієнт використання світлового потоку. Для світильників, які використовуються в громадських будівлях для традиційних розмірів приміщень і колірної обробки, коефіцієнт використання може набувати значення в межах  $n_{\text{м}}=0,4-0,6$  (1. с.43):  $n_{\text{м}}=0,4$ ;

$N$  – кількість світильників, шт.

Світильники розміщуємо по сторонам квадрата, сторона квадрата  $L=1,4 \cdot H_{\text{р}}$ , де  $H_{\text{р}}$  – висота підвісу світильника над робочою площиною, що визначається як різниця між висотою приміщення і стандартною висотою робочої поверхні, яка до рівнює 0,8 м, а також висотою звисання світильника від стелі  $h_{\text{с}}=0,1$  м (1. с.44):

$$H_{\text{р}}=4-0,8-0,1=2,8 \text{ м}$$

$$L=1,4 \cdot 2,8=3,92 \text{ м.}$$

Відстань від світильника до стіни  $l=0,3-0,5L : l=0,3 \cdot 3,92=1,18$  м;

$n$  – кількість ламп у світильнику:  $n=2$ ;

$S$  – площа приміщення:  $S=6,5 \cdot 4=26 \text{ м}^2$ ;

$k$  – коефіцієнт запасу  $k = 1,5-2 : k = 1,5$ ;

$Z$  – коефіцієнт нерівномірності освітлення:  $Z=1,15$ .

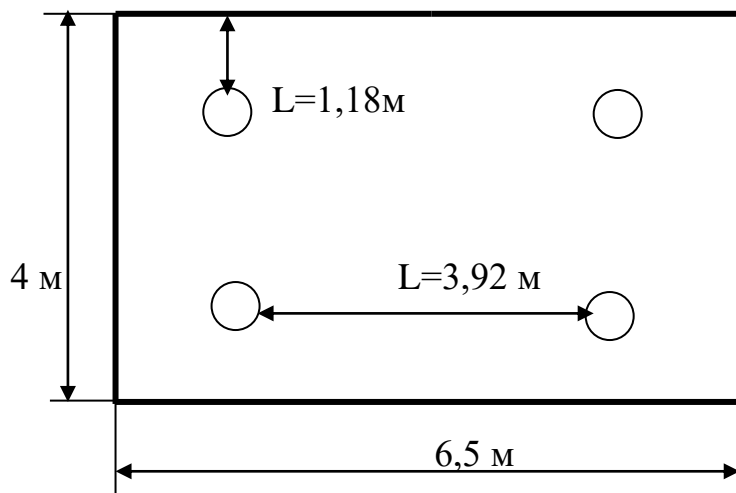
$$E_{\phi} = \frac{1450 \cdot 0,4 \cdot 4 \cdot 1}{26 \cdot 1,5 \cdot 1,15} = 52 \text{ лк}$$

Як видно значення фактичної освітленості менше нормованого. Збільшимо число ламп у світильнику до 4. Тоді освітленість збільшиться до:

$$E_{\phi} = \frac{1450 \cdot 0,4 \cdot 4 \cdot 4}{26 \cdot 1,5 \cdot 1,15} = 207 \text{ лк}$$

Фактична освітленість відповідає нормі.

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



План приміщення ВЧ зв'язку з нанесенням світильників

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

## 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 «Перевірка ефективність штучного освітлення приміщення ВЧ зв'язку підстанції» розглянуті питання по розрахунку штучного освітлення приміщення підстанції.

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						60
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. – Харків, 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/487586c140e2946c28be316cbcd800a3.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>

					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

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 21.06.2013.

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.

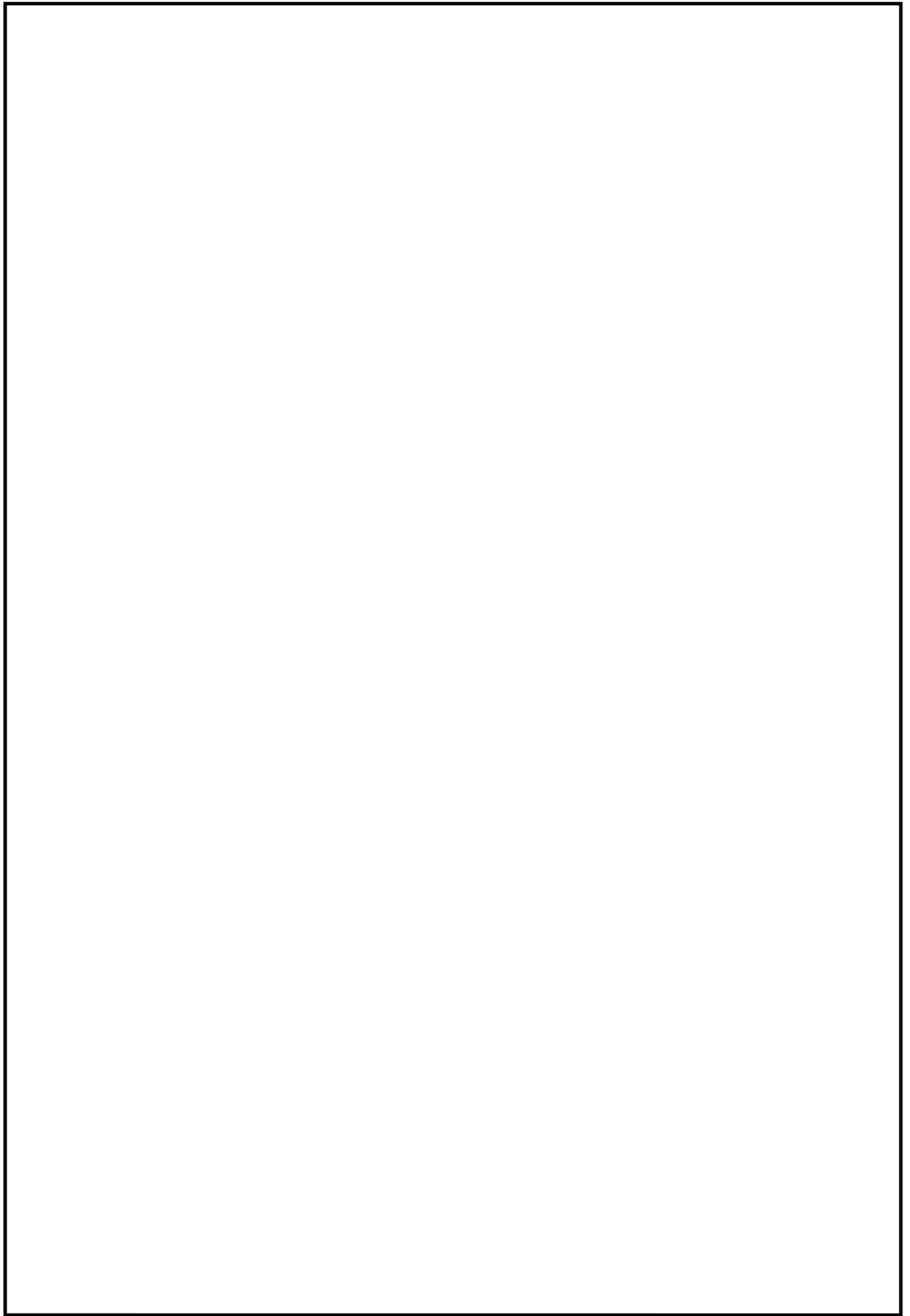
11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.

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. Т а 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, ІDТ).

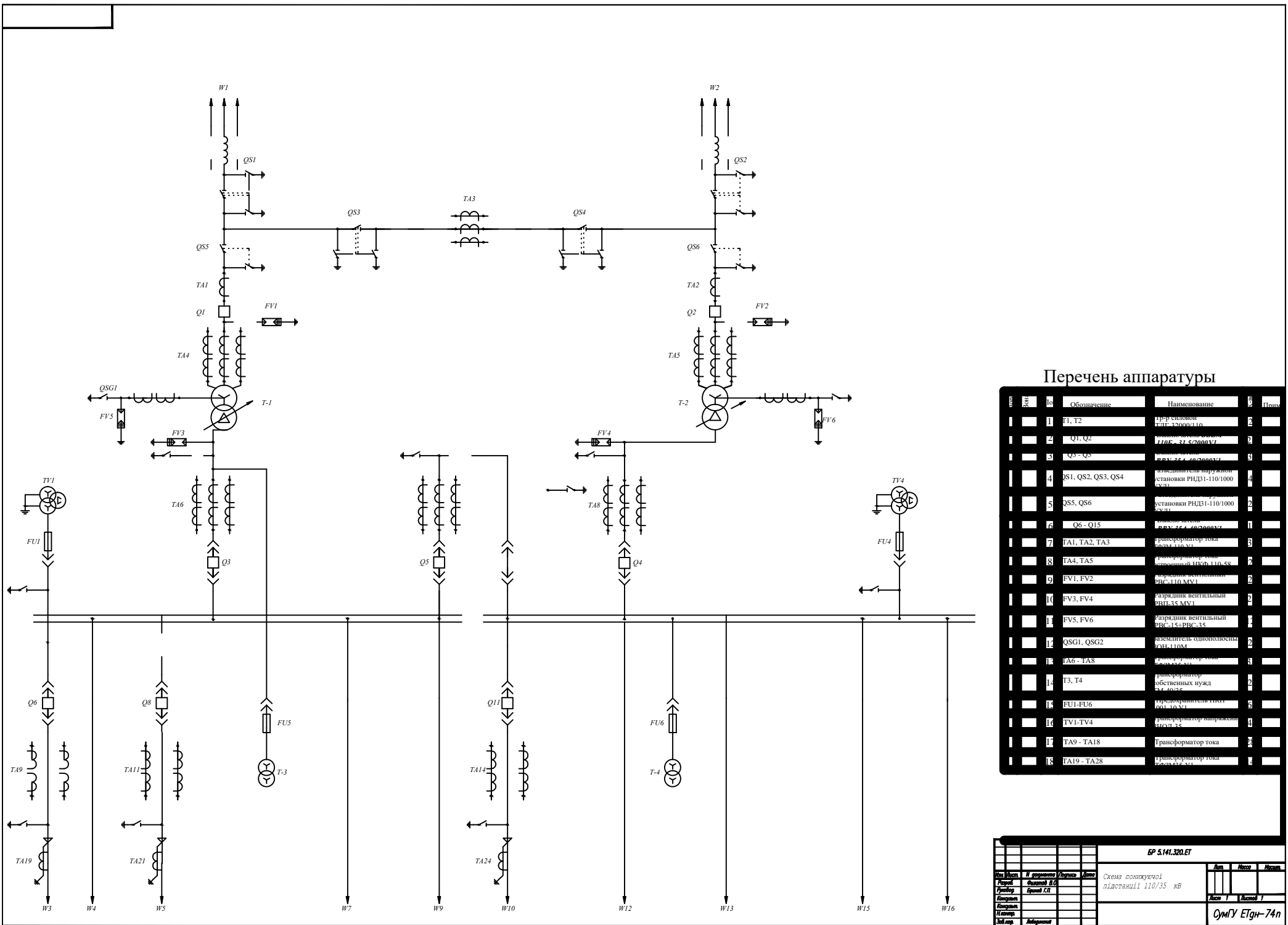
					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



					БР.5.141.320.ПЗ	Арк.
						63
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		







### Перечень аппаратуры

№ п/п	№	Обозначение	Наименование	№	Прим.
	1	T1, T2	тр-р силовой ТДП-32000/110	2	
	2	Q1, Q2	разрядник вентильный РВС-110/35	2	
	3	QS - QS6	разрядник вентильный РВН-35/110/35	3	
	4	QS1, QS2, QS3, QS4	разрядник вентильный установки РНД31-110/1000 (УП)	4	
	5	QS5, QS6	разрядник вентильный установки РНД31-110/1000 35кВ	2	
	6	Q6 - Q15	разрядник вентильный РВН-35/110/35	1	
	7	TA1, TA2, TA3	трансформатор тока ТДМ-110/35	3	
	8	TA4, TA5	трансформатор тока встроенный ПНОД-110/35	2	
	9	FV1, FV2	разрядник вентильный РВС-110/35	2	
	10	FV3, FV4	разрядник вентильный РВН-35/35	2	
	11	FV5, FV6	разрядник вентильный РВС-15/РВС-15	2	
	12	QSG1, QSG2	разрядник вентильный 30Н-110М	2	
	13	TA6 - TA8	трансформатор тока ТДМ-110/35	3	
	14	T3, T4	трансформатор объектных нужд ТД-10/35	2	
	15	FU1-FU6	предохранитель ТНП ТНП-10/35	3	
	16	TV1-TV4	трансформатор напряжения ТНП-110/35	4	
	17	TA9 - TA18	Трансформатор тока	35	
	18	TA19 - TA28	трансформатор тока ТДМ-110/35	2	

**БР 5.141.320.ЕТ**

Исполн.	И. Шевченко	Утвержд.	Л. Сидор	Дата		Лист	1	Из всего	1
Провер.	С. Шевченко	Согласован	В. Г. Сидор	Дата		Лист	1	Из всего	1
Разработ.	Евдоким Г.В.	Согласован	В. Г. Сидор	Дата		Лист	1	Из всего	1
Конструктор		Согласован		Дата		Лист	1	Из всего	1
Инженер		Согласован		Дата		Лист	1	Из всего	1
Ст.инж.		Согласован		Дата		Лист	1	Из всего	1

Схема понижучей  
подстанции 110/35 кВ

**СумГУ ЕТгн-74н**