

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки та електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

бакалавра

на тему

ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ВУЗЛАМИ

НАВАНТАЖЕННЯ 7,5 МВт, 11 МВт, 13 МВт

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 4 курсу, групи ДЕА-Е21+Е22 приск.

Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Богдан КРЕНЕВИЧ

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Керівник _____/Олена ПОНОМАРЕНКО

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Рецензент _____/Андрій МЕЗЕРЯ

(підпис)

(ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/Артем ЧЕРНЮК

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/Ігор КИРИСОВ

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»

Кафедра Електротехніки та електроенергетики

Рівень вищої освіти бакалавр

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електричні станції, системи та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ А.М. Чернюк
підпис ініціали, прізвище

“ _____ ” _____ 2025 року

З А В Д А Н Н Я НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ (ПРОЄКТ)

Кренивичу Богдану Дмитровичу
(прізвище, ім'я, по батькові студента)

1. Тема роботи Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 7,5 МВт, 11 МВт, 13 МВт

керівник роботи Пономаренко Олена Михайлівна, асистент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від “11” квітня 2025 року № 4801-5/925

2. Строк подання студентом роботи 19.06.2025

3. Перелік питань, які потрібно розробити)

Розрахунок варіантів схеми мереж; аналіз вихідних даних та кліматичних умов району; складання варіантів схеми мережі; визначення відстаней дільниць мережі; визначення номінальної напруги мереж; визначення зарядної реактивної потужності дільниць мережі; вибір схем підстанцій споживачів; вибір пристроїв, що компенсують, та силових трансформаторів підстанцій; приведення навантаження підстанцій до вищої сторони; розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі; вибір проводів ділянок мережі; розрахунок втрат мережі; техніко економічне порівняння варіантів мережі; розрахунок оптимального варіанту схеми мережі; точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі; наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному режимі; наближене та точне поточкорозподілення мережі у післяаварійному режимі; визначення рівнів напруги у вузлах мережі.

4. План роботи

№ з/п	Назви етапів роботи
1	РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ
2	Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району
3	Складання варіантів схеми мережі
4	Визначення відстаней діляниць мережі
5	Визначення номінальної напруги мереж
6	Визначення зарядної реактивної потужності діляниць мережі
7	Вибір схем підстанцій споживачів
8	Вибір пристроїв, що компенсують, та силових трансформаторів підстанцій
9	Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони
10	Розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі
11	Вибір проводів ділянок мережі
12	Розрахунок втрат мережі
13	Техніко економічне порівняння варіантів мережі
14	РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ
15	Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі
16	Наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному режимі
17	Наближене та точне поточкорозподілення мережі у післяаварійному режимі
18	Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

5. Дата видачі завдання 11.04.2025

Студент

підпис

Б.Д. Крєневич

ініціали, прізвище

Керівник роботи

підпис

О.М. Пономаренко

ініціали, прізвище

ЗМІСТ

ЗАВДАННЯ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ВСТУП

1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ

- 1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району
- 1.2. Складання варіантів схеми мережі
- 1.3. Визначення відстаней ділень мережі
- 1.4. Визначення номінальної напруги мереж
- 1.5. Визначення зарядної реактивної потужності ділень мережі
- 1.6. Вибір схем підстанцій споживачів
- 1.7. Вибір пристроїв, що компенсують, та силових трансформаторів підстанцій
- 1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони
- 1.9. Розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі
- 1.10. Вибір проводів ділень мережі
- 1.11. Розрахунок втрат мережі
- 1.12. Техніко економічне порівняння варіантів мережі

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ

- 2.1. Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі
- 2.2. Наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному режимі

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ								
					Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 7,5 МВт, 11 МВт, 13 МВт				Літ.		Маса	Масштаб	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								1	1 : 1
Розроб.		Кренивич Б.											
Перевір.		Пономаренко О.М											
Т. Контр.									Арк.		Аркушів		
Реценз.					Пояснювальна записка				ДЕА-Е21+Е22пр				
Н. Контр.													
Затверд.		Чернюк А.М.											

2.3. Наближене та точне поточкорозподілення мережі у післяаварійному режимі

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

п/ст - підстанція

КП – компенсуючі пристрої

ПЛЕП – повітряна лінія електропередачі

К.З. – коротке замикання

ІТП – інженерно технічні працівники

min – мінімальний

max – максимальний

п/ав – післяаварійний режим

КРП – компенсація реактивної потужності

ТЕП – техніко-економічне порівняння

ДЖ – джерело живлення

СВЧ – струмоведучі частини

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

В рамках цього проекту, відповідно до технічного завдання, була спроектована електрична мережа напругою 110 кВ. Обрана схема живлення — кільцева, що забезпечує високу надійність електропостачання споживачів, а також має найкращі техніко-економічні показники серед інших розглянутих варіантів.

Оптимальний варіант мережі було визначено на основі комплексного аналізу максимального режиму роботи, що дозволило врахувати пікові навантаження та забезпечити ефективне функціонування системи у найскладніших умовах. Крім того, для підтвердження стабільності та надійності роботи мережі, були проведені розрахунки в мінімальному режимі навантаження, а також у післяаварійному режимі, що дає змогу оцінити поведінку мережі при аварійних ситуаціях і гарантувати безперебійне електропостачання споживачів.

Під час проектування також був виконаний детальний аналіз кліматичних умов району, у якому розташована мережа. На основі отриманих даних були обрані відповідні компенсуючі пристрої для підстанцій споживачів, які дозволяють оптимізувати реактивну потужність і знизити втрати енергії. Також було здійснено підбір силових трансформаторів, проводів повітряних ліній електропередачі, типів опор та інших елементів мережі з урахуванням технічних вимог та економічної доцільності.

Загалом виконані розрахунки і вибір обладнання забезпечують надійну, ефективну та економічно обґрунтовану роботу електричної мережі, яка відповідає сучасним стандартам і вимогам експлуатації.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ

1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району

Основою для розробки електричної мережі є вихідні дані, які включають:

- перелік споживачів електроенергії;
- значення активних потужностей кожного споживача;
- коефіцієнти потужності (фактичний та бажаний після компенсації);
- координати розташування підстанцій споживачів та потенційних джерел живлення;
- інформацію щодо категорійності електропостачання споживачів;
- кліматичні умови району, що підлягає електрифікації.

У межах цього проекту всі споживачі віднесені до першої категорії, що обумовлює підвищені вимоги до надійності електропостачання. Кліматичні умови прийнято згідно з нормативами, характерними для Харківської області.

Інші вихідні дані, необхідні для проектування, наведено в таблиці 1.1, а карта-схема району електрифікації представлена на рисунку 1.1. Усі ці дані відповідають умовам варіанту завдання, прийнятого для розробки проекту.

Таблиця 1.1. - Вихідні данні на проектування

Ошибка! Ошибка связи.

Аналіз кліматичних умов району

Для проектування повітряних ліній електропередач необхідно враховувати розрахункові кліматичні умови, що визначаються відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ). Згідно з цими нормами, кліматичне районування повинно враховувати багаторічні метеорологічні спостереження, зокрема:

- швидкість вітру;

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- інтенсивність та питому вагу ожеледно-ізморозових відкладень;
- температуру повітря в зоні проходження траси повітряної лінії.

У разі необхідності, загальні норми можуть бути уточнені на основі регіональних метеоданих.

Проектована повітряна лінія розташована в другому районі за класифікацією за швидкісним напором вітру. Величини максимально допустимих нормативних швидкісних напорів на висоті 10 метрів від поверхні землі для цього району наведені у джерелі [1] та систематизовані у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2. - Величина швидкісних напорів вітру

Район	Швидкісний напір вітру, кг/м ³ швидкість вітру м/сек з повторюваністю		
II	1 раз у 5 років	1 раз в 10 лет	1 раз у 15 років
	35 (24)	40 (25)	55(30)

Ожеледні навантаження на проводи і траси визначаються виходячи з товщини стінки ожеледі приведеного до циліндричної форми з питомою вагою 0,92 г/см³.

Для проекрованої ділянки характерний третій район по ожеледі. Нормативна товщина стінки ожеледі на висоті 10 м над землею беремо з [1] і зводимо в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3. Нормативна товщина стінки ожеледі

Район	Нормативна товщина стінки ожеледі (мм) з повторюваністю	
III	1 раз у 5 років	1 раз у 10 років
	10	15

В проектованому районі час гроз складає 80-100 годин.

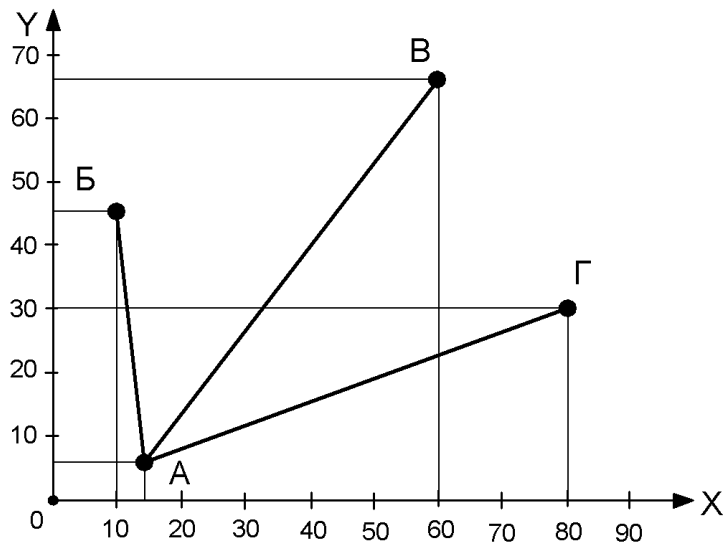


Рисунок 1.1. - План – карта району

1.2. Складання варіантів схеми мережі

Для подальшого розгляду обираються конфігурації мереж, які забезпечують необхідний рівень надійності електропостачання споживачів підстанцій першої категорії.

Серед усіх можливих варіантів до аналізу приймаються найпростіші схеми, які є базовими елементами для побудови більш складних мережевих структур:

- радіальна;
- магістральна;
- кільцева.

Кожна з цих схем забезпечує електроживлення споживачів першої категорії за рахунок підключення підстанцій до двох незалежних ліній. У зв'язку з цим, всі перелічені варіанти вважаються рівноцінними з точки зору надійності електропостачання.

Варіанти схем представлені на рисунках 1.2 – 1.4.

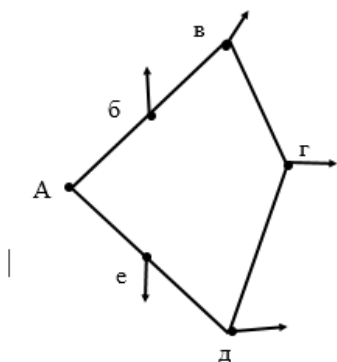


Рисунок 1.2. - Радіальна схема мережі

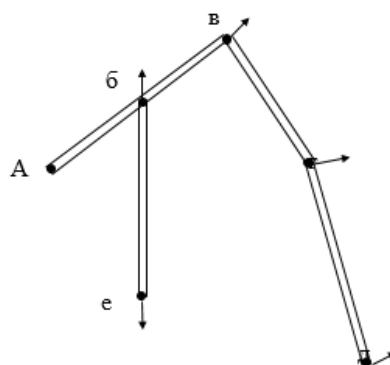


Рисунок 1.3. - Магістральна
схема мережі

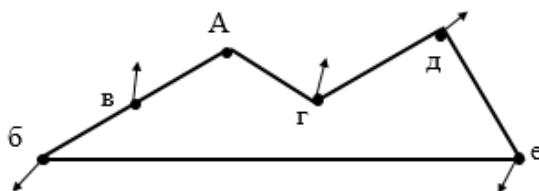


Рисунок 1.4. - Кільцева схема мережі

1.3. Визначення відстаней діляниць мережі

Розрахункову довжину окремих ділянок мережі визначають на основі план-схеми району, з урахуванням масштабу, зазначеного у вихідних даних. Для цього використовують відповідну формулу.

$$L_{\text{роз.}} = L_{\text{вим.}} \cdot m + \Delta L, \text{ км}$$

де $L_{\text{вим.}}$ – вимірювана довжина лінії по план - карті в мм;

m – масштаб план – карти району;

ΔL – додаток до розрахункової довжини лінії, який враховує її збільшення внаслідок нерівностей місцевості та наявності стріли провису проводів.

Визначимо розрахункові відстані у таблиці 1.4.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.4. - Визначення відстаней ділянок мережі

Ділянка	L _{вим.} ,мм	L _{вим.} ,км	ΔL,км	L _{розр.} , км
Радіальна схема мережі				
АБ	40,31	8,06	1,21	9,27
АВ	75,00	15,00	2,25	17,25
АГ	69,64	13,93	2,09	16,02
Магістральна схема мережі				
АН	29,21	5,84	0,88	6,72
НМ	27,80	5,56	0,83	6,39
МВ	18,03	3,61	0,54	4,15
НБ	28,60	5,72	0,86	6,58
МГ	36,06	7,21	1,08	8,29
Кільцева схема живлення				
АБ	40,31	8,06	1,21	9,27
БВ	53,85	10,77	1,62	12,39
ВГ	40,31	8,06	1,21	9,27
АГ	69,64	13,93	2,09	16,02

1.4. Визначення номінальної напруги мережі

Номінальна напруга мережі обирається з урахуванням обсягу переданої потужності та протяжності лінії електропередачі. У районі, де передбачається будівництво мережі, наявне джерело живлення, здатне забезпечити підстанції споживачів напругою в діапазоні від 35 до 220 кВ.

Оптимальна напруга може бути знайдено по формулі.

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}},$$

де L - довжина лінії, км;

P - передана активна потужність, МВт.

Визначення економічно доцільних напруг ділянок мережі та номінальних напруг варіантів мережі в цілому здійснюємо у таблиці 1.5.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.5. – Визначення оптимальної напруги мережі

Дільниця	L _{розр} , км	P _{дільн} , МВт	U _{опт.} , кВ	U _{ном.діл} ,кВ	U _{ном.мер.} ,кВ
Радіальна схема мережі					
АБ	9,27	7,5	50,82	110	110
АВ	17,25	11	62,47	110	
АГ	16,02	13	66,89	110	
Магістральна схема мережі					
АН	6,72	31,5	80,64	110	110
НМ	6,39	24	74,05	110	
МВ	4,15	11	53,62	110	
НБ	6,58	7,5	49,43	110	
МГ	8,29	13	62,92	110	
Кільцева схема живлення					
АБ	9,27	16,38	69,58	110	110
БВ	12,39	8,88	55,74	110	
ВГ	9,27	2,12	28,48	35	
АГ	16,02	15,12	71,33	110	

1.5. Визначення зарядної реактивної потужності дільниць мережі

Під час розрахунку поточкорозподілу в мережі та визначення потужності, що передається по лініях, необхідно враховувати зарядну потужність. Її неврахування призведе до порушення енергетичного балансу між виробленою та спожитою електроенергією.

Розрахунок зарядної потужності для всіх ділянок мережі виконується за відповідною формулою:

$$Q_{\text{зар}} = U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot U_{\text{ном}} \cdot L_{\text{розр}}, \text{ Мвар},$$

де b_0 - питома зарядна потужність лінії в См 10^{-4} . На даному етапі проекту, поки ще вибрані проводи на дільницях для мережі напругою 10 кВ приймаємо b_0 таке що відповідає проводу марки АС-120, а для мережі 220 кВ проводу марки АС - 240

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

L - розрахункова довжина лінії в км.

Розрахунок виконаємо у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6. - Визначення зарядної реактивної потужності ліній

Дільниця	Lрозр, км	b ₀ , 10 ⁻⁴ , С _м	Q _{зар} , Мвар
Радіальна схема мережі			
АБ	9,27	2,66	0,30
АВ	17,25	2,66	1,11
АГ	16,02	2,66	1,03
Магістральна схема мережі			
АН	6,72	2,66	0,43
НМ	6,39	2,66	0,12
МВ	4,15	2,66	0,27
НБ	6,58	2,66	0,42
МГ	8,29	2,66	0,53
Кільцева схема живлення			
АБ	9,27	2,66	0,30
БВ	12,39	2,66	0,40
ВГ	9,27	2,66	0,30
АГ	16,02	2,66	0,52

1.6. Вибір схем підстанцій споживачів

Вибір схем електричних з'єднань підстанцій визначається сукупністю технічних та експлуатаційних факторів. До найважливіших із них належать:

- тип і функціональне призначення підстанції;
- її розташування в структурі енергосистеми;
- кількість і потужність трансформаторів або автотрансформаторів;
- кількість і параметри ліній електропередач;

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- рівень місцевого навантаження;
- категорійність споживачів за надійністю електропостачання;
- параметри та конфігурація прилеглих мереж, а також рівні їхніх напруг;
- величини струмів короткого замикання;
- наявність обладнання з необхідними технічними характеристиками;
- можливі втрати через недопостачання електроенергії або погіршення її якості;
- наявність вільної території для розміщення обладнання.

Частина з цих факторів визначена у завданні на курсове проектування. Однак, враховуючи умовну невизначеність окремих параметрів запроєктованої підстанції, такі чинники як перспективи розвитку мереж у регіоні, організація диспетчерського керування, специфічні вимоги до схеми з огляду на динамічну стійкість, очікувані рівні внутрішніх перенапруг, а також прогнозоване зростання навантажень у мережах середньої та нижчої напруги — наразі не уточнені. Тому їх необхідно оцінювати орієнтовно, на основі загальних міркувань.

В процесі проектування слід також виходити з того, що серед споживачів передбачено наявність усіх трьох категорій за надійністю електропостачання.

Розподільчий пристрій високої напруги (РПВН)

Розподільчий пристрій високої напруги призначений для введення електроенергії на підстанцію. Конструктивно РПВН може виконуватись за різними схемами, зокрема:

- у вигляді двох блоків типу "трансформатор — лінія" з перемичкою між ними;

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

• у вигляді містка з робочою та ремонтною перемичками — залежно від способу підключення до ліній енергосистеми.

У межах цього проєкту розглянуто два основні варіанти виконання РПВН:

1. З робочою та ремонтною перемичкою — для транзитної підстанції, включеної в розсітку лінії електропередач, що відповідає кільцевій схемі.
2. Лише з ремонтною перемичкою — для тупикової підстанції, як у радіальних або магістральних схемах.

Схематичні рішення РУВН, реалізовані в даному проєкті, наведені на рисунку 1.5

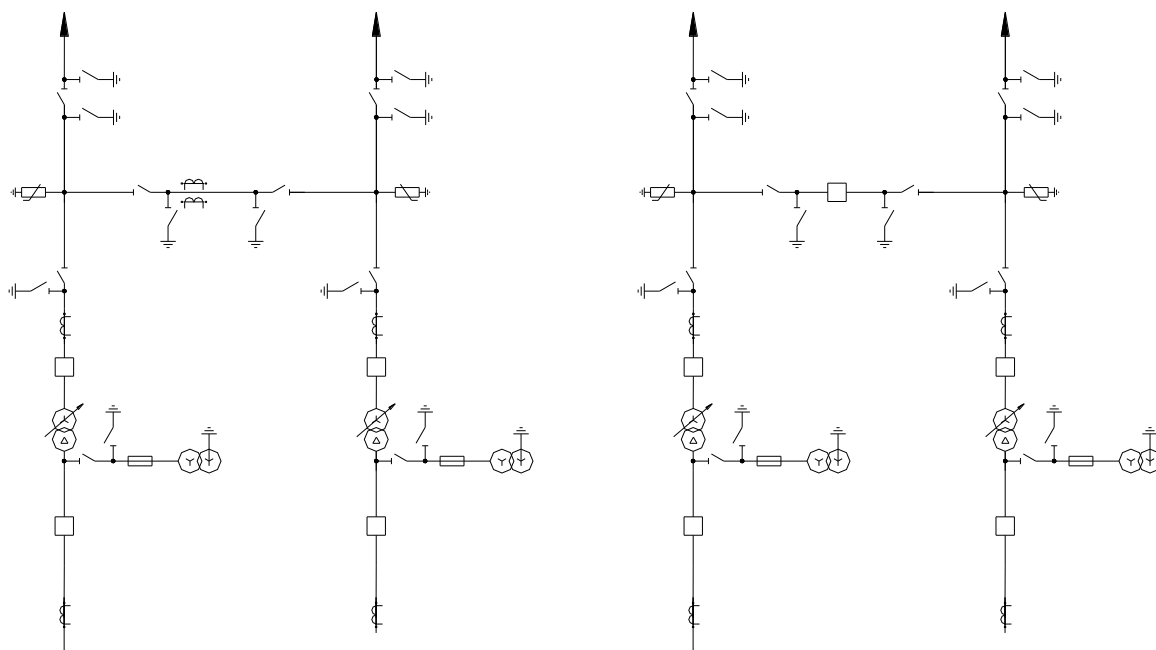


Рис. 1.5. Варіанти схем РПВН підстанцій споживачів

1.7. Вибір пристроїв що компенсують та силових трансформаторів підстанцій

Компенсуючі пристрої встановлюються з метою зменшення обсягу реактивної потужності, що передається по лінії. Зменшення реактивної складо-

вої призводить до зниження струму в мережі, що, в свою чергу, зменшує втрати активної потужності.

Компенсація реактивної потужності істотно впливає на загальне навантаження підстанцій. Це відображається на виборі номінальних потужностей трансформаторів, перетині проводів повітряних ліній, втраті напруги, а також на величині втрат потужності та електроенергії. Тому вибір типу і потужності компенсуючих пристроїв, а також місце їх встановлення мають значення для техніко-економічної ефективності обраної мережевої схеми. Вони також можуть вплинути на вибір номінальної напруги та загальну структуру проєктованої мережі.

У розрахунках умовно приймається, що споживання активної і реактивної потужності відбувається одночасно. Тому величини реактивного навантаження визначаються на основі максимальних активних навантажень і заданих значень коефіцієнта потужності.

Батареї конденсаторів добираються таким чином, щоб забезпечити підвищення коефіцієнта потужності на шинах вторинної напруги підстанції до значення 0,96.

Орієнтовна потужність компенсуючих пристроїв, що встановлюються на цих шинах, визначається за формулами, наведеними у таблиці 1.7.

Для понижуючої підстанції передбачається установка двох трансформаторів, виходячи з вимог надійності електропостачання. З урахуванням допустимого перевантаження до 40% у період максимального навантаження, потужність кожного трансформатора вибирається в межах 0,65–0,7 від максимального навантаження підстанції.

Такий підхід гарантує безперебійне живлення всіх споживачів навіть у випадку виходу з ладу одного з трансформаторів. Відповідно до розрахункової потужності визначається тип і номінальна потужність трансформаторів. Деталі вибору наведені у таблиці 1.7.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.7. - Вибір пристроїв що компенсують та силових трансформаторів підстанцій

Підстанції		Б	В	Г
Параметри				
Р _{зад} , МВт		7,5	11	13
cosφ, зад		0,86	0,84	0,89
tgφ, зад		0,59	0,65	0,51
Q _{зад} =Р _{зад} *tgφ _{зад} , Мвар		4,45	7,11	6,66
cosφ, б		0,96	0,96	0,96
tgφ, б		0,29	0,29	0,29
Q _б = Р _{зад} *tgφ _б , Мвар		2,19	3,21	3,79
К _н		0,9	0,9	0,9
Q _{кп} =К _н (Q _{зад} -Q _б), Мвар		2,04	3,51	2,58
S _б , МВА		7,81	11,46	13,54
S _{б/1,4} , МВА		5,58	8,18	9,67
S _{н.тр} , МВА		6,3	10	10
Тип трансформатора		ТМН 6300/110	ТДН- 10000/110	ТДН- 10000/110
Параметри трансф-ра	Р _х , кВт	11,5	14	14
	Р _{к.з.} , кВт	33,5	58	58
	U, к.з.,%	10,5	10,5	10,5
	I _{х.х.} ,%	1	0,9	0,9

1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Приведення навантаження до вищої сторони полягає у врахуванні при розрахунках обраного варіанту схеми втрат потужності в трансформаторах підстанцій, а також зарядних потужностей ліній електропередач.

Розрахунок приведенного навантаження виконується за наведеними нижче формулами, а отримані результати наведені в таблиці 1.8.

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{xx} \cdot n + \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \left(\frac{S_{\delta}}{S_{ном.тр.}} \right)^2, \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mp} = \Delta Q_x \cdot n + \frac{u_{\kappa}}{n \cdot 100} \cdot \frac{S_{\delta}^2}{S_{н.тр.}}, \text{ квар}$$

де ΔP_{xx} – втрати активної потужності холостого ходу трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\kappa.з.}$ – втрати активної потужності короткого замикання трансформатора, кВт;

ΔQ_{xx} – втрати реактивної потужності холостого ходу трансформатора, квар;

S_{δ} – бажана повна потужність підстанції в МВА;

$S_{н.тр.}$ – номінальна повна потужність трансформатора підстанції в МВА;

n – кількість трансформаторів підстанції;

u_{κ} – напруга короткого замикання трансформатора у %.

Приведення навантаження до високої сторони підстанції здійснимо у таблиці 1.8.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.8. - Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр}$, кВт	48,76	66,08	81,18
$\Delta Q_{тр}$, кВт	126,51	180,69	180,96
P' , МВт	7,55	11,07	13,08
Q' , Мвар	2,31	3,39	3,97
S' , МВА	7,90	11,57	13,67

1.9. Розрахунок потокорозподілу варіантів мережі

Розрахунки електричних мереж виконуються для визначення:

- завантаження елементів мережі, відповідності пропускної здатності мережі очікуваним потокам потужності (визначення потокорозподілення по лініях);
- перетину проводів;
- втрат ΔP , ΔQ , ΔW , ΔU ;

Розрахунок потокорозподілення в радіальній схемі

$P_{AB} =$	$P'_B =$		7,55		МВт
$P_{AB} =$	$P'_B =$		11,07		МВт
$P_{AG} =$	$P'_G =$		13,08		МВт
$Q_{AB} =$	$Q'_B - Q_{зарAB} =$	2,31	- 0,30	= 2,02	Мвар
$Q_{AB} =$	$Q'_B - Q_{зарAB} =$	3,39	- 1,11	= 2,28	Мвар
$Q_{AG} =$	$Q'_G - Q_{зарAG} =$	3,97	- 1,03	= 2,94	Мвар
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB} =$		7,81		МВА
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB} =$		11,30		МВА
$S_{AG} =$	$P_{AG} + jQ_{AG} =$		13,41		МВА

Розрахунок потокорозподілення в магістральній схемі

$P_{MГ}$	$=$	$P'_{Г}$	$=$		13,08				МВт
P_{MB}	$=$	P'_B	$=$		11,07				МВт
$P_{НБ}$	$=$	$P'_Б$	$=$		7,55				МВт
$P_{НМ}$	$=$	$P'_B + P'_{Г}$	$=$	11,07	+	13,08	$=$	24,15	МВт
$P_{АН}$	$=$	$P_{НМ} + P'_Б$	$=$	24,15	+	7,55	$=$	31,70	МВт
$Q_{MГ}$	$=$	$Q'_{Г} - Q_{зарMГ}$	$=$	3,97	-	0,53	$=$	3,44	Мвар
Q_{MB}	$=$	$Q'_B - Q_{зарMB}$	$=$	3,39	-	0,27	$=$	3,12	Мвар
$Q_{НБ}$	$=$	$Q'_Б - Q_{зарНБ}$	$=$	2,31	-	0,42	$=$	1,89	Мвар
$Q_{НМ}$	$=$	$Q_{BM} + Q_{ГМ} - Q_{зарНМ}$	$=$	3,12	+	3,44	-	0,12	$=$ 6,44 Мвар
$Q_{АН}$	$=$	$Q_{НБ} + Q_{НМ} - Q_{зарАН}$	$=$	1,89	+	6,44	-	0,43	$=$ 7,90 Мвар
$S_{MГ}$	$=$	$P_{MГ} + jQ_{MГ}$	$=$		15,76				МВА
S_{MB}	$=$	$P_{MB} + jQ_{MB}$	$=$		11,50				МВА
$S_{НБ}$	$=$	$P_{НБ} + jQ_{НБ}$	$=$		7,78				МВА
$S_{НМ}$	$=$	$P_{НМ} + jQ_{НМ}$	$=$		24,99				МВА
$S_{АН}$	$=$	$P_{АН} + jQ_{АН}$	$=$		32,67				МВА

1.10. Вибір проводів діляниць мережі

Вибір марки та перетину проводу здійснюється на основі розрахованих струмових навантажень кожної ділянки мережі. Головним критерієм при визначенні перетину проводів повітряних ліній є мінімізація приведених витрат, що включають витрати на матеріали, монтаж, експлуатацію та втрати електроенергії.

У практиці проектування ліній масового будівництва вибір перетину проводів зазвичай не проводиться шляхом детальних техніко-економічних розрахунків для кожного конкретного випадку, а базується на узагальнених нормативних показниках і типових рішеннях, що враховують особливості регіону та технології будівництва.

Перехід до масового будівництва повітряних ліній електропередачі (ПЛЕП) на уніфікованих опорах значно вплинув на співвідношення вартості ліній з різними перетинами проводів. Зокрема, виявилось, що будівництво деяких ПЛЕП з меншим перетином проводів може бути дорожчим через необхідність використання додаткових опор або більш складних монтажних робіт, ніж лінії з більшими перетинами, що дозволяють зменшити кількість опор і спростити конструкцію.

Вибір перетину проводу для кожної ділянки лінії з проміжними опорами здійснюється відповідно до розрахункового навантаження саме цієї ділянки. При цьому допускається застосовувати однаковий перетин для двох суміжних ділянок, особливо якщо вони мають приблизно рівні навантаження, що належать до сусідніх економічних інтервалів. У такому разі вибір робиться за більш протяжною ділянкою для оптимізації витрат і забезпечення надійності роботи лінії.

Таким чином, при виборі перетину проводу враховуються не лише технічні параметри навантаження, але й економічні фактори, технологічні особливості будівництва, а також нормативні рекомендації для забезпечення оптимального співвідношення вартості та надійності експлуатації ліній електропередачі.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

В даному проекті вибір проводів будемо здійснювати методом економічної щільності струму, яка для неізолюваних алюмінієвих струмоведучих частин становить 1,1 А/мм². З умов відсутності корони не можна приймати проводи перетином менш ніж 120 мм² для мережі 110 кВ та проводи перетином менш ніж 240 мм² для мережі 220 кВ.

Розрахунок струмів та вибір проводів в радіальній схемі

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{7,81}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 20,53 \text{ А}$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{11,30}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 29,69 \text{ А}$$

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{13,41}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 35,23 \text{ А}$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{20,53}{1,1} = 18,66 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{29,69}{1,1} = 26,99 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAG} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{35,23}{1,1} = 32,03 \text{ мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках

Ділянка	Марка проводу	г0, Ом /км	Х0, Ом/км
АБ	АС- 120	0,25	0,427
АВ	АС- 120	0,25	0,427
АГ	АС- 120	0,25	0,427

Розрахунок струмів та вибір проводів в магістральній схемі

$$I_{MГ} = \frac{S_{MГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{15,76}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 41,41 \quad A$$

$$I_{MВ} = \frac{S_{MВ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{11,50}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 30,21 \quad A$$

$$I_{HБ} = \frac{S_{HБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{7,78}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 20,45 \quad A$$

$$I_{HМ} = \frac{S_{HМ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{24,99}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 65,66 \quad A$$

$$I_{Aн} = \frac{S_{Aн}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{32,67}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 85,83 \quad A$$

$$q_{екMГ} = \frac{I_{MГ}}{j_{ек}} = \frac{41,41}{1,1} = 37,65 \quad мм2$$

$$q_{екMВ} = \frac{I_{MВ}}{j_{ек}} = \frac{30,21}{1,1} = 27,46 \quad мм2$$

$$q_{екHБ} = \frac{I_{HБ}}{j_{ек}} = \frac{20,45}{1,1} = 18,59 \quad мм2$$

$$q_{екHМ} = \frac{I_{HМ}}{j_{ек}} = \frac{65,66}{1,1} = 59,69 \quad мм2$$

$$q_{екAн} = \frac{I_{Aн}}{j_{ек}} = \frac{85,83}{1,1} = 78,02 \quad мм2$$

Вибір марки проводів на ділянках

Діляниця	Марка проводу	r_0 , Ом /км	X_0 , Ом/км
МГ	АС- 120	0,25	0,427
МВ	АС- 120	0,25	0,427
НБ	АС- 120	0,25	0,427
НМ	АС- 120	0,25	0,427
АН	АС- 120	0,25	0,427

Розрахунок струмів та вибір проводів в кільцевій схемі

$$I_{AГ} = \sqrt{\frac{S_{AГ}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{15,76}{3 \cdot 1 \cdot 110}} = 82,83 \quad A$$

$$I_{AБ} = \sqrt{\frac{S_{AБ}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{17,15}{3 \cdot 1 \cdot 110}} = 90,12 \quad A$$

$$I_{BГ} = \sqrt{\frac{S_{BГ}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{2,14}{3 \cdot 1 \cdot 110}} = 11,23 \quad A$$

$$I_{BБ} = \sqrt{\frac{S_{BБ}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{9,16}{3 \cdot 1 \cdot 110}} = 48,14 \quad A$$

$$q_{екAГ} = \frac{I_{AГ}}{j_{ек}} = \frac{82,83}{1,1} = 75,30 \quad \text{мм}^2$$

$$q_{екAБ} = \frac{I_{AБ}}{j_{ек}} = \frac{90,12}{1,1} = 81,93 \quad \text{мм}^2$$

$$q_{екBГ} = \frac{I_{BГ}}{j_{ек}} = \frac{11,23}{1,1} = 10,21 \quad \text{мм}^2$$

$$q_{екBБ} = \frac{I_{BБ}}{j_{ек}} = \frac{48,14}{1,1} = 43,76 \quad \text{мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках

Ділянка	Марка проводу	r_0 , Ом /км	X_0 , Ом/км
AГ	АС- 120	0,25	0,427
AБ	АС- 120	0,25	0,427
BГ	АС- 120	0,25	0,427
BБ	АС- 120	0,25	0,427

1.11. Розрахунок втрат мережі

На підставі даних про обрані проводи і їхні основні параметри робимо розрахунки втрат потужності, енергії і напруги в лініях по формулах:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_n^2} \cdot R_{л};$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_n^2} \cdot x_{л};$$

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{\text{л}} + Q_{\text{л}} \cdot x_{\text{л}}}{n \cdot U_{\text{н}}};$$

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P \cdot \tau,$$

де Р - активна потужність, передана по лінії в МВт;

Q - реактивна потужність, передана по лінії в Мвар;

U_н - номінальна напруга мережі в кВ;

R_л = r₀·l - активний опір лінії в Ом;

X_л = x₀·l - реактивний опір лінії в Ом;

n - кількість ланцюгів у лінії;

τ - річне число годин використання максимуму навантаження в год.

Результати розрахунків представимо в таблиці 1.9.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.9. - Розрахунок втрат варіантів мережі.

Ошибка! Ошибка вязи.

1.12. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Вибір економічно найбільш вигідного варіанту проектної схеми здійснюється на основі порівняння приведених розрахункових витрат. З усіх розглянутих варіантів залишаються ті, що повністю відповідають технічним вимогам та нормативам, після чого серед них обирається варіант із найменшими приведеними витратами. Кожен з таких варіантів повинен бути детально опрацьований: включати розроблені схеми всіх підстанцій, враховувати втрати потужності, зміни напруги та інші параметри режиму роботи мережі.

При порівнянні варіантів необхідно враховувати комплекс витрат, які формують загальні приведені витрати. Сюди входять вартість будівництва і монтажу повітряних або кабельних ліній електропередач, вартість комірок комутаційних апаратів, трансформаторів, пристроїв компенсації реактивної потужності та іншого необхідного обладнання. Окрім цього, у загальну вартість включаються і відрахування на амортизацію, що відображають знос обладнання в процесі його експлуатації.

Варіанти мережевих схем можна вважати економічно рівноцінними, якщо різниця в їх приведених витратах не перевищує 5%. Такий допуск дозволяє врахувати незначні коливання вартості, які не мають суттєвого впливу на загальну ефективність проекту.

Основним економічним критерієм для вибору найбільш вигідного варіанту залишається мінімум приведених витрат, які обчислюються за спеціальною формулою, що включає всі відповідні витрати на будівництво, експлуатацію та втрати електроенергії протягом розрахункового терміну служби мережі.

Таким чином, комплексний підхід до оцінки варіантів із урахуванням технічних параметрів і повного спектра економічних витрат дозволяє прийняти оптимальне рішення щодо вибору схеми електричної мережі, що забезпечує максимальну ефективність і надійність при мінімальних витратах:

$$Z = K \cdot E + B + Y, \text{ тис. грн./рік}$$

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

де З - витрати на спорудження мережі;

К - одноразові капіталовкладення в об'єкти, що споруджуються;

$E = 1/T_0 = 1/4 = 0,25$ - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень
(T_0 - строк окупності, рівним 4 рокам);

В - витрати експлуатації ($B = K \cdot \% \text{ відр.}$);

У - очікуваний збиток від недовідпустки продукції при різній надійності.

Найбільш економічну схему приймаємо для подальшого розрахунку.

Техніко економічне порівняння здійснимо у таблиці 1.10.

Таблиця 1.10. – Техніко-економічне порівняння варіантів мережі.

Наименование показателя	Од. вим.	Ціна	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
		тис.грн.	Кільк	Вартість	Кільк	Вартість	Кільк	Вартість
Капіталовкладення								
Напруга мережі	кВ	110						
Комірка вимикача ВРП	компл.	46,3	12	555,6	8	370,4	11	509,3
Капіталовкладення в підстанції (К п/с)				555,6		370,4		509,3
АС-120	км	13,1		0,00		0,00	46,95	615,05
АС-150	км	13,2		0,00		0,00		0,00
АС-185	км	13,8		0,00		0,00		0,00
АС-240	км	15,1		0,00		0,00		0,00
АС-300	км	18,2		0,00		0,00		0,00
2 АС-120	км	20,4	42,54	867,82	32,13	655,45		0,00
2 АС-150	км	22,2		0,00		0,00		0,00
2 АС-185	км	23,6		0,00		0,00		0,00
2 АС-240	км	25		0,00		0,00		0,00
2АС-300	км	31,2		0,00		0,00		0,00
Капіталовкладення в ПЛЕП (К пл)				867,82		655,45		615,05
Одночасні капіталовкладення в мережі				1423,42		1025,85		1124,35
Приведені капіталовкладення				355,85		256,46		281,09
Витрати								
Витрати експлуатації підстанцій				83,34		33,34		45,84
Витрати експлуатації ПЛЕП				43,39		19,66		18,45
Вартість втрат електроенергії	МВт*ч	0,14	157,52	22,05	380,04	53,21	434,48	60,83
Сумарні витрати				148,78		106,21		125,11
Приведені загальні затрати				504,64		362,67		406,20

Для подальшого розрахунку приймаємо варіант схеми №3 (кільцева схема),
як більш надійний.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУСХЕМИ МЕРЕЖІ

Розрахунки режимів роботи електричних мереж проводяться для визначення таких основних параметрів:

- завантаження окремих елементів мережі та оцінки відповідності пропускної здатності мережі очікуваним потокам потужності;
- підбору перетинів проводів і кабелів, а також потужності трансформаторів;
- рівня напруги в вузлах та елементах мережі, а також заходів, які забезпечують підтримання напруги в допустимих межах, визначення втрат потужності і електроенергії з метою оцінки економічності мережі та ефективності заходів зі зниження цих втрат;
- інтегральних показників роботи мережі у цілому за тривалий період передачі електроенергії, середніх значень окремих параметрів режиму (напруги у вузлах, завантаження трансформаторів, щільності струму в лініях електропередач) або діапазону змін цих параметрів для розрахункових елементів мережі.

При аналізі передбачуваних сталих режимів роботи важливо розрізняти розрахункові тривалі потоки потужності, що виникають у нормальних режимах роботи енергосистеми, та розрахункові максимальні потоки, які обумовлені випадковими відхиленнями від нормальних умов.

Для визначення найбільших значень тривалих розрахункових потоків зазвичай достатньо розглянути такі характерні режими:

- режим максимальних навантажень у зимовий період, коли відбувається найбільше споживання електроенергії і максимально використовується потужність електростанцій.

Для виявлення максимальних значень нерегулярних потоків потужності необхідно в першу чергу врахувати післяаварійний режим, який виникає при відключенні найбільш завантажених ліній, трансформаторів або автотрансформаторів, а також при аварійному виході з ладу у вузлі або районі, що генерує значну потужність.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Під мінімальним режимом розуміється робота мережі при зниженні навантаження споживачів до 25% від максимального значення.

Наближене потокорозподілення мережі в максимальному режимі було розраховано раніше. Визначимо точне потокорозподілення мережі тобто з урахуванням втрат у лініях. Запишемо значення переданих потужностей для характерних точок мережі.

2.1. Точне потокорозподілення мережі в максимальному режимі

Кільцева схема

$$P_B = P'_B = 11,07 \text{ МВт}$$

$$P_\Gamma = P_{B\Gamma} + P'_\Gamma + \Delta P_{B\Gamma} = 2,13 + 13,08 + 0,001 = 15,21 \text{ МВт}$$

$$P_B = P_{BB} + P'_B + \Delta P_{BB} = 8,93 + 7,55 + 0,021 = 16,50 \text{ МВт}$$

$$P_A = P_\Gamma + \Delta P_{A\Gamma} = 15,21 + 0,082 = 15,30 \text{ МВт}$$

$$P_{A'} = P_B + \Delta P_{AB} = 16,50 + 0,056 = 16,56 \text{ МВт}$$

$$Q_B = Q'_B = 3,39 \text{ МВт}$$

$$Q_\Gamma = Q_{B\Gamma} + Q'_\Gamma + \Delta Q_{B\Gamma} = -0,15 + 3,97 + 0,001 = 3,83 = \text{Мвар}$$

$$Q_B = Q_{BB} + Q'_B + \Delta Q_{BB} = 2,03 + 2,31 + 0,037 = 4,38 = \text{Мвар}$$

$$Q_A = Q_\Gamma + \Delta Q_{A\Gamma} = 3,83 + 0,140 = 3,97 \text{ МВт}$$

$$Q_{A'} = Q_B + \Delta Q_{AB} = 4,38 + 0,096 = 4,47 \text{ МВт}$$

$$S_B = P_B + jQ_B = 11,57 \text{ МВА}$$

$$S_\Gamma = P_\Gamma + jQ_\Gamma = 15,69 \text{ МВА}$$

$$S_B = P_B + jQ_B = 17,07 \text{ МВА}$$

$$S_A = P_A + jQ_A = 15,80 \text{ МВА}$$

$$S_{A'} = P_{A'} + jQ_{A'} = 17,15 \text{ МВА}$$

2.2. Наближене та точне потокорозподілення мережі в мінімальному режимі

Усі розрахунки здійснюються аналогічно максимальному режиму у відповідності до вже вибраного електрообладнання та ліній електропередачі.

Навантаження мінімального режиму наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. - Навантаження мінімального режиму

Параметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачі		
		А	Б	В	Г
$P_{\text{зад}}$	МВт	***	1,875	2,75	3,25

Приведемо навантаження до високої сторони підстанції у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. - Приведення навантаження до високої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{\text{тр}}$, кВт	24,61	30,38	31,32
$\Delta Q_{\text{тр}}$, кВт	157,79	223,08	240,17
P' , МВт	1,90	2,78	3,28
Q' , Мвар	0,70	1,03	1,19
S' , МВА	2,03	2,96	3,49

Розрахунок струмів у мінімальному режимі

$$I_{AГ} = \frac{S_{AГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{4,15}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 21,79 \text{ A}$$

$$I_{AБ} = \frac{S_{AБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{4,41}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 23,19 \text{ A}$$

$$I_{BГ} = \frac{S_{BГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{0,92}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 4,83 \text{ A}$$

$$I_{BБ} = \frac{S_{BБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{2,28}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 11,99 \text{ A}$$

Розрахунок втрат мережі здійснимо у таблиці 2.3.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3. - Розрахунок втрат мережі у мінімальному режимі

Дільниця	L, км	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	I, А	Марка проводу	r0, Ом км	x0, Ом км	ΔP , МВт	ΔQ , Мвар	ΔU , кВ	ΔW , МВт ч
АБ	9,27	4,14	1,52	4,41	23,19	АС - 120	0,25	0,427	0,004	0,006	0,14	10,07
БВ	12,39	2,24	0,42	2,28	11,99	АС - 120	0,25	0,427	0,001	0,002	0,08	3,60
ВГ	9,27	0,75	-0,53	0,92	4,83	АС - 120	0,25	0,427	0,000	0,000	0,00	0,44
АГ	16,02	4,03	0,96	4,15	21,79	АС - 120	0,25	0,427	0,006	0,010	0,21	15,37

Проведемо розрахунок точного поточкорозподілення в мінімальному режимі
Ошибка! Ошибка связи.

2.3. Наближене та точне поточкорозподілення мережі в післяаварійному режимі

Всі розрахунки виконуються за аналогією з максимальним режимом, з урахуванням уже вибраного електрообладнання та ліній електропередач, але за умови обриву одного проводу на головній ділянці АБ. У цьому випадку схема перетворюється на магістральну з однобічним живленням, при цьому на підстанціях продовжують працювати два трансформатори завдяки наявності ремонтної перемички. Це дозволяє, за допомогою оперативних перемичок, забезпечити безперервну роботу двох трансформаторів.

Розрахунок струмів в після аварійному режимі
Ошибка! Ошибка связи.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4. - Розрахунок втрат в післяаварійному режимі

Ошибка! Ошибка связи.
Ошибка! Ошибка связи.

Розрахунок точного поточкорозподілення в п/ав. Режимі

Ошибка! Ошибка связи.

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

Для всіх точок схеми зробимо розрахунок рівнів напруги по наступних формулах.

В усіх режимах рівень напруги на високій стороні підстанцій споживачів задовольняє існуючим вимогам.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В рамках даного проекту, відповідно до поставленого технічного завдання, було спроектовано електричну мережу з номінальною напругою 110 кВ, яка відповідає сучасним вимогам енергетичної безпеки та надійності. Для живлення споживачів була обрана кільцева схема мережі, що є однією з найбільш надійних та ефективних з техніко-економічної точки зору. Кільцева топологія дозволяє забезпечити безперервність електропостачання навіть у випадку аварійних відключень, оскільки передбачає альтернативні шляхи подачі електроенергії, що підвищує загальну стійкість системи.

Оптимальний варіант мережі було обрано серед кількох розглянутих схем на основі комплексного аналізу максимально можливих режимів роботи, у тому числі з урахуванням пікових навантажень. Для підвищення достовірності вибору, розрахунки були також виконані для мінімальних режимів, а також у післяаварійному режимі, який імітує роботу мережі при відключенні окремих ліній або трансформаторів. Це дозволило оцінити здатність мережі підтримувати надійне електропостачання у найрізноманітніших умовах, що підтверджує стабільність та безперебійність роботи системи.

У процесі проектування була проведена детальна оцінка кліматичних особливостей району, що має важливе значення для вибору конструктивних та експлуатаційних параметрів обладнання. На основі зібраних метеорологічних даних та їхнього аналізу були визначені параметри впливу таких факторів, як температура, швидкість вітру, наявність ожеледі, що впливають на надійність роботи повітряних ліній електропередач. З урахуванням цих особливостей було виконано підбір компенсуючих пристроїв для підстанцій, які дозволяють знизити втрати реактивної потужності, а також вибір силових трансформаторів із відповідними характеристиками, що гарантують ефективну роботу мережі в умовах коливань навантажень.

Крім того, при проектуванні мережі було ретельно підібрано перетини проводів повітряних ліній електропередач і типи опор, що забезпечують необхідну механічну міцність, довговічність та безпеку експлуатації в умовах

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

місцевого клімату. Все це дозволяє створити збалансовану, надійну та економічно вигідну електричну мережу, що відповідає сучасним стандартам і забезпечує стабільне електропостачання споживачів першої категорії на довгострокову перспективу.

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Олійник Ю.С. Методичні рекомендації до проведення практичних занять з курсу «Електричні системи і мережі та оперативна діяльність»/Ю.С. Олійник. – Х.: УПА, 2021. – 63 с.;
2. Олійник Ю.С. Методичні рекомендації до курсового проекту з курсу «Електричні системи і мережі та оперативна діяльність»/Ю.С. Олійник. – Х.: УПА, 2021. – 35 с.;
3. В.М. Сулейманов Електричні мережі та системи: підручн. [Текст]/ В.М. Сулейманов, Т.Л. Кацадзе. – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.;
4. Кацадзе Т.Л. Основи механічних розрахунків повітряних ліній електропередавання: підручник/Т.Л. Кацадзе. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2019. – 336 с.;
5. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Вилучено з <https://de.com.ua/uploads/0/1703-EnergyStratagy2030.pdf>
6. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж [Текст]: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”/Уклад. В.В.Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.- 130с.;
7. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с. ISBN 978-966-553-762-5;
8. Омельчук А.О. Електричні системи та мережі Київ: Видавничий центр НУБІП України, 2006 – 160 с.
9. Гаврилов Ф.А. Електричні системи та мережі. Навч. посібник. — Маріуполь: ПДТУ, 2002. — 172 с.;
10. Романюк, Ю. Ф. Електричні системи та мережі: навч. посіб. / Ю. Ф. Романюк. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. - 272 с. <http://194.44.112.13/chytalna/511/index.html>.;

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

11. Принц М.В. Електричні мережі: монтаж, обслуговування та ремонт: [підручник] /тМ.В. Принц, В.М. Цимбалістий – Львів: Оріяна-Нова, 2003. – 297 с.

12. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики у сучасному світі/ [упоряд. С.Г. Плачкова, І.В. Плачков та ін.] – К. 2013 [http://energetika.in.ua/ua/]

					ЕТ та ЕЕ 4815.056.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		