

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 41 МВт, 43 МВт, 37 МВт

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 4 курсу, групи ЗЕА-Е23 приск.

Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Дмитро ОСТРОУШКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/Вячеслав МЕЛЬНИКОВ
(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)

Остроушку Дмитру Олександровичу
(прізвище, ім'я, по батькові студента)

1. Тема роботи Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 41 МВт, 43 МВт, 37 МВт

керівник роботи Мельников В'ячеслав Євгенович, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від “10” квітня 2025 року № 4801-5/923

2. Строк подання студентом роботи 15.06.2025

3. Перелік питань, які потрібно розробити)

Розрахунок варіантів схеми мереж; аналіз вихідних даних та кліматичних умов району; складання варіантів схеми мережі; визначення відстаней ділянок мережі; визначення номінальної напруги мереж; визначення зарядної реактивної потужності ділянок 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 10.04.2025

Студент

підпис

Д.О. Остроушко

ініціали, прізвище

Керівник роботи

підпис

В.Є. Мельников

ініціали, прізвище

3MICT

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 діляниць мережі
- 1.4. Визначення номінальної напруги мереж
- 1.5. Визначення зарядної реактивної потужності діляниць 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 потокорозподілу варіантів мережі
- 1.10. Вибір проводів ділянок мережі
- 1.11. Розрахунок втрат мережі
- 1.12. Техніко економічне порівняння варіантів мережі

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ

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

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ									
					Проектування електричної мережі з вуз-лами навантаження 41 МВт, 43 МВт, 37 МВт				Літ.		Маса	Масштаб		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								1		1 : 1
Розроб.		Остроушко Д.О.												
Перевір.		Мельников В.Є.												
Т. Контр.									Арк.		Аркушів			
Реценз.					Пояснювальна записка				ЗЕА-Е23пр					
Н. Контр.														
Затверд.		Чернюк А.М.												

ВСТУП

Енергетичний сектор відіграє ключову роль у забезпеченні стабільного функціонування та сталого розвитку економіки України. Саме енергетика створює базові умови для роботи промислових підприємств, транспорту, сільського господарства, соціальної інфраструктури та побутової сфери, виступаючи стратегічною основою для економічного зростання, інноваційного розвитку та підвищення якості життя населення. Без надійного енергозабезпечення неможливо уявити повноцінну діяльність жодної галузі національного господарства.. Особливо вагому роль у цьому процесі відіграє електрое-нергетика — одна з найважливіших галузей, яка забезпечує енергетичну під-тримку всіх секторів господарства та значною мірою впливає на темпи тех-нологічного прогресу. Вона є рушієм не лише промисловості, а й транспорту, комунального господарства, сфери послуг, науки та побуту населення.

Міста є головними центрами споживання електроенергії. За статисти-кою, у міських агломераціях споживається близько 75% всієї виробленої еле-ктроенергії країни. Це обумовлює ключову роль схем електропостачання міст у загальній структурі електричної енергосистеми. Якість та ефективність цих схем мають безпосередній вплив на стабільність роботи всієї енергетич-ної інфраструктури.

Для забезпечення потреб міського електроспоживання застосовуються розгалужені системи зовнішнього електропостачання. До них належать висо-ковольтні лінії електропередачі напругою 220 кВ і вище, які з'єднують міські енергетичні центри з магістральними енергосистемами. Живлення міських мереж здійснюється через потужні трансформаторні підстанції напругою 220 кВ і вище, які передають енергію до мереж 110 кВ, забезпечуючи стійку та безперебійну роботу споживачів.

Універсальність електроенергії робить її незамінним ресурсом сучасного світу. Електрична енергія може передаватися на значні відстані з мінімаль-ними втратами, концентруватися у великих масштабах, а також забезпечує можливість повної автоматизації виробничих процесів. Це відкриває широкі

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

перспективи для впровадження енергоощадних технологій, підвищення продуктивності та якості послуг у різних галузях.

Сучасні системи електропостачання повинні відповідати високим технічним та експлуатаційним вимогам. До основних з них належать: надійність постачання електроенергії, економічна доцільність реалізації проекту, безпечність експлуатації, зручність обслуговування, стабільність параметрів електроенергії (напруга, частота), а також можливість швидкого реагування на зміну навантаження.

Окремо слід підкреслити важливість проектних рішень у створенні гнучкої та розширюваної енергетичної інфраструктури. Проектування має забезпечувати можливість подальшої модернізації та нарощування потужностей без значного ускладнення або збільшення вартості реалізації. У зв'язку з цим, проектування електропостачання — це складне завдання, яке виходить за межі простих розрахунків і потребує системного підходу, глибоких знань, урахування перспективного розвитку регіону та змін у споживанні електроенергії.

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ

1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району

Для виконання проєктних розрахунків були використані наступні вихідні дані:

- перелік електроспоживачів, які потребують підключення до електричної мережі;
- значення активних потужностей кожного з навантажень;
- задані та бажані значення коефіцієнтів потужності, які використовуються для аналізу режимів роботи мережі;
- географічні координати розташування споживачів, їх підстанцій та можливих джерел живлення;
- інформація щодо категорійності електроспоживачів згідно з вимогами надійності електропостачання;
- кліматичні особливості регіону, що впливають на вибір обладнання та параметри мережі.

В рамках даного проєкту всі електроприймачі класифікуються як споживачі першої категорії, що передбачає максимально високу надійність живлення. Проєктування здійснюється з урахуванням кліматичних умов, характерних для Харківської області, зокрема середніх температур, рівня вологості, вітрових навантажень та інших погодних чинників.

Детальні значення вихідних параметрів наведені в таблиці 1.1, а географічне розташування об'єктів електропостачання в межах району представлено на карті-схемі (рисунок 1.1). Всі ці дані відповідають обраному варіанту завдання на проєктування і є базою для подальшого техніко-економічного обґрунтування вибору схеми мережі.

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1. - Вихідні данні на проектування

Параметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачі		
		А	Б	В	Г
$P_{\text{зад}}$	МВт	***	41	43	37
$\cos\varphi$	в.о.	***	0,86	0,84	0,89
координата X	мм	10	40	70	30
координата Y	мм	20	50	40	15
масштаб	км/мм	0,25			

Розглянемо кліматичні умови району, в якому планується будівництво повітряної лінії. Згідно з вимогами "Правил улаштування електроустановок" (ПУЕ), визначення розрахункових кліматичних параметрів для проектування повітряних ліній електропередачі повинно здійснюватися відповідно до норм кліматичного районування. У разі необхідності ці норми можуть бути уточнені на основі статистичної обробки багаторічних метеорологічних спостережень. Зокрема, враховуються такі показники, як середня та максимальна швидкість вітру, інтенсивність і щільність ожеледно-ізморозових утворень, а також температурні характеристики повітря в зоні розташування траси лінії.

Проектована траса повітряної лінії розташована у II кліматичному районі за вітровими навантаженнями, що визначається швидкісними напорами вітру. Це означає, що при проектуванні конструкцій опор та виборі провідників слід враховувати навантаження, характерні саме для цієї кліматичної зони.

Значення найбільших нормативних швидкісних напорів на висоті 10 метрів над рівнем землі, які характерні для обраного регіону, визначаються згідно з [1] і наведені у таблиці 1.2. Ці дані є основою для розрахунку механічної міцності елементів повітряної лінії та забезпечення її надійної експлуатації в умовах можливих екстремальних погодних явищ.

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 троси визначаються виходячи з товщини стінки ожеледі приведенного до циліндричної форми з питомою вагою 0,92 г/см³.

Для проектованої ділянки характерний третій район по ожеледі. Нормативна товщина стінки ожеледі на висоті 10м 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.

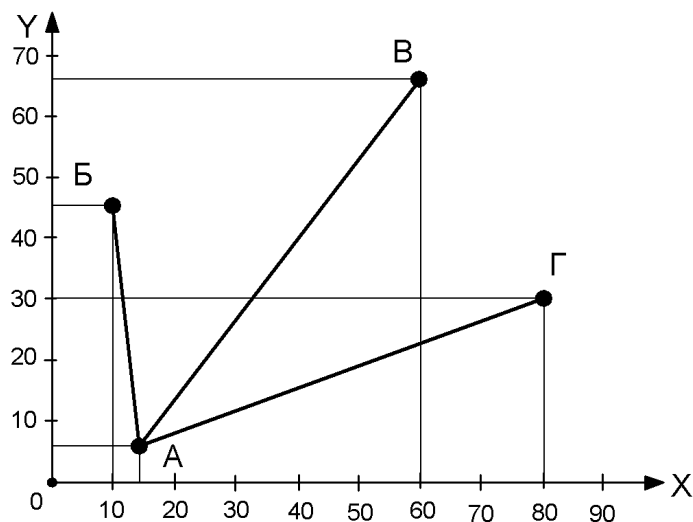


Рисунок 1.1. - План – карта району

1.2. Складання варіантів схеми мережі

До розгляду приймаються варіанти конфігурацій електричної мережі, які здатні забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання для споживачів першої категорії. Згідно з нормативними вимогами, такі споживачі повинні отримувати електроенергію від не менше ніж двох незалежних джерел живлення, що гарантує безперервність постачання у разі аварійної ситуації на одному з напрямків.

Серед усіх можливих структур мережі до розгляду відібрано найпростіші типи схем, які водночас можуть служити базовими елементами для побудови більш складних топологій. До таких схем належать:

- радіальна схема, яка характеризується простотою будови та експлуатації;
- магістральна схема, що дозволяє ефективно розподіляти навантаження вздовж ліній передачі;
- кільцева схема, яка забезпечує резервування живлення за рахунок замкнутого контуру.

Усі зазначені варіанти конфігурацій забезпечують живлення підстанцій споживачів по двох незалежних лініях, що відповідає вимогам першої категорії надійності. Тому в межах даного проєкту вони розглядаються як рівнозначні з точки зору надійності електропостачання та можуть бути використані як основа для вибору оптимального варіанту побудови мережі.

Варіанти схем представлені на рисунках 1.2 – 1.4.

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

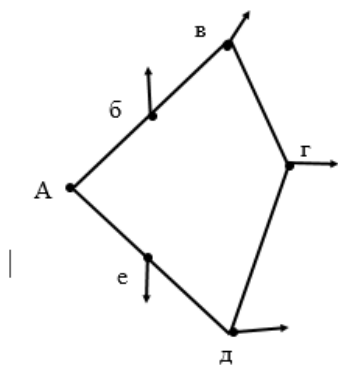


Рисунок 1.2. - Радіальна схема мережі

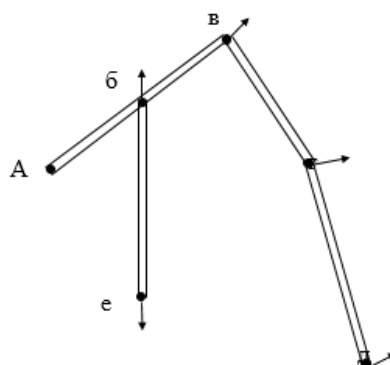


Рисунок 1.3. - Магістральна
схема мережі

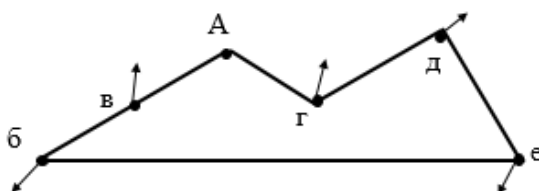


Рисунок 1.4. - Кільцева схема мережі

1.3. Визначення відстаней ділянок мережі

Розрахункова відстань ділянок мережі визначається згідно план - карти району та у відповідності до масштабу, що наведений у вихідних даних за формулою

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

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 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.4. - Визначення відстаней діляниць мережі

Ділянка	L _{вим.,мм}	L _{вим,км}	$\Delta L, км$	L _{розр, км}
Радіальна схема мережі				
АБ	42,43	10,61	1,59	12,20
АВ	63,25	15,81	2,37	18,18
АГ	20,62	5,15	0,77	5,93
Магістральна схема мережі				
АН	17,72	4,43	0,66	5,09
НМ	21,19	5,30	0,79	6,09
МВ	24,35	6,09	0,91	7,00
НБ	28,18	7,04	1,06	8,10
МГ	24,04	6,01	0,90	6,91
Кільцева схема живлення				
АБ	42,43	10,61	1,59	12,20
БВ	31,62	7,91	1,19	9,09
ВГ	47,17	11,79	1,77	13,56
АГ	20,62	5,15	0,77	5,93

1.4. Визначення номінальної напруги мережі

Вибір номінальної напруги здійснюється з урахуванням обсягу передаваного навантаження та протяжності лінії електропередачі. Ці параметри безпосередньо впливають на техніко-економічну доцільність проєкту та втрати електроенергії під час транспортування.

У районі, де передбачається будівництво мережі, наявне джерело живлення, яке здатне забезпечити підключення підстанцій споживачів на рівнях

напруги в діапазоні від 35 кВ до 220 кВ. Це дає змогу гнучко підходити до вибору оптимального рівня напруги відповідно до умов конкретного проєкту.

Оптимальна напруга може бути знайдене 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 діляниць мережі та номінальних напруг варіантів мережі в цілому здійснюємо у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5. - Визначення оптимальної напруги мережі

Ділянка	L _{розр} , км	P _{дільн} , МВт	U _{опт.} , кВ	U _{ном.діл} ,кВ	U _{ном.мер.} ,кВ
Радіальна схема мережі					
АБ	12,20	41	99,03	110	110
АВ	18,18	43	108,06	110	
АГ	5,93	37	81,13	110	
Магістральна схема мережі					
АН	5,09	121	91,74	110	110
НМ	6,09	80	93,94	110	
МВ	7,00	43	87,86	110	
НБ	8,10	41	90,28	110	
МГ	6,91	37	84,54	110	
Кільцева схема живлення					
АБ	12,20	54,66	107,38	110	110
БВ	9,09	13,66	64,83	110	
ВГ	13,56	29,34	90,50	110	
АГ	5,93	66,34	90,52	110	

1.5. Визначення зарядної реактивної потужності ділянок мережі

Зарядну потужність лінії необхідно враховувати при розрахунку потоко-розподілення в мережі і визначенні потужності переданої по лініях, у іншому випадку не буде зведений баланс виробленої та спожитої електроенергії.

Визначимо зарядну потужність лінії для всіх ділянок мережі по формулі:

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

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

L розрахункова довжина лінії в км.

Розрахунок виконаємо у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6. - Визначення зарядної реактивної потужності ліній

Дільниця	$L_{\text{розр}}$, км	b_0 , 10^{-4} , См	$Q_{\text{зар}}$, Мвар
Радіальна схема мережі			
АБ	12,20	2,66	0,39
АВ	18,18	2,66	1,17
АГ	5,93	2,66	0,38
Магістральна схема мережі			
АН	5,09	2,66	0,33
НМ	6,09	2,66	0,12
МВ	7,00	2,66	0,45
НБ	8,10	2,66	0,52
МГ	6,91	2,66	0,44
Кільцева схема живлення			
АБ	12,20	2,66	0,39
БВ	9,09	2,66	0,29
ВГ	13,56	2,66	0,44
АГ	5,93	2,66	0,19

1.6. Вибір схем підстанцій споживачів

На вибір схеми електричних з'єднань підстанції впливає низка чинників. Серед основних слід виділити такі: тип і функціональне призначення підстанції, її розташування в структурі енергосистеми, кількість і потужність силових трансформаторів або автотрансформаторів, кількість та параметри приєднаних ліній електропередач (ЛЕП), рівень локального навантаження, категорійність споживачів, схеми та рівні напруги суміжних ділянок енергосистеми, очікувані значення струмів короткого замикання, наявність обладнання з відповідними характеристиками, величина ймовірних збитків у разі перерви в електропостачанні або погіршення якості електроенергії, а також наявність достатньої площі для будівництва.

Частина з вищезазначених факторів вказана у завданні до курсового проєкту. Проте, враховуючи узагальнений характер проєктованої підстанції, деякі важливі аспекти, такі як перспективи розвитку електричних мереж району, особливості організації диспетчерського управління, специфічні вимоги до схеми підстанції, результати розрахунків динамічної стійкості, можливі внутрішні перенапруги, темпи зростання навантажень у мережах середньої та низької напруги — залишаються невідомими. Тому ці параметри приймаються умовно, з урахуванням загальних міркувань.

В всіх випадках доцільно передбачати наявність споживачів усіх трьох категорій на вводі високої напруги. В межах даного проєкту розглядається розподільчий пристрій високої напруги (РПВН), який призначений для забезпечення підключення підстанції до енергосистеми. Залежно від конфігурації мережі, РПВН може виконуватися за схемою «два блоки трансформатор-лінія з перемичкою» або за схемою «мостова з робочою і ремонтною перемичкою».

В роботі розглянуто два основних варіанти побудови РПВН:

1. Схема з робочою та ремонтною перемичкою — застосовується для транзитної підстанції, включеної в розрив ЛЕП, що характерно для кільцевих схем.

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2. Схема лише з ремонтною перемичкою — доцільна для тупикових підстанцій, які функціонують у радіальних або магістральних схемах електропостачання.

Схеми РПВН, що розглядаються в роботі, приведені на рисунку 1.5.

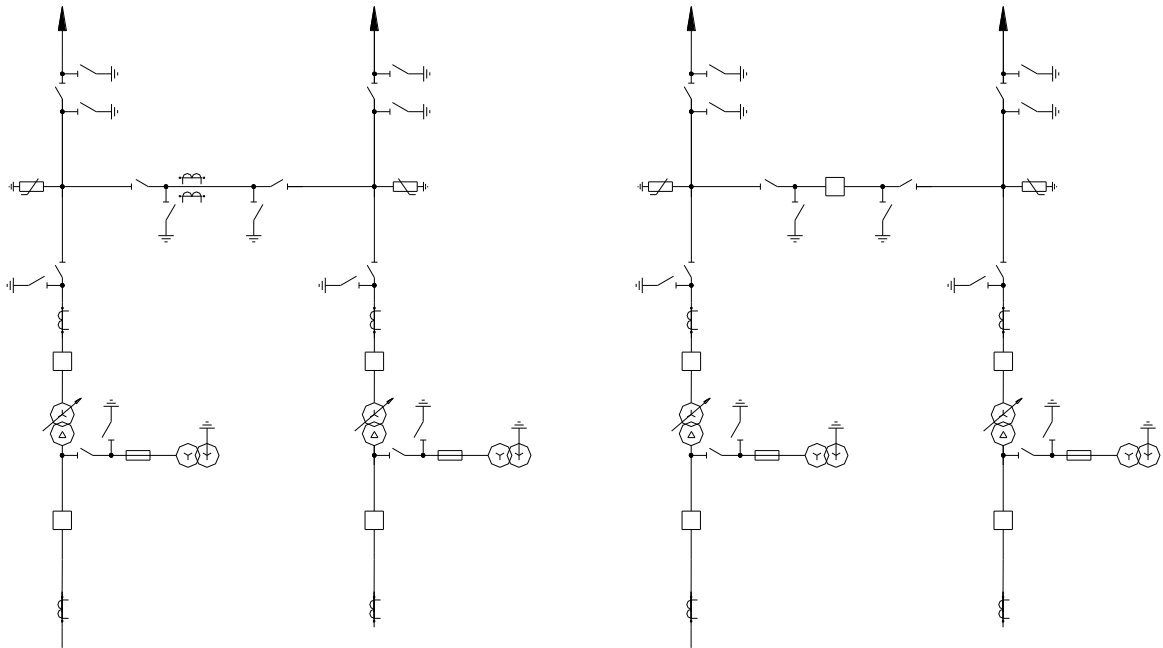


Рисунок 1.5. - Варіанти схем РПВН підстанцій споживачів

1.7. Вибір пристроїв що компенсують та силових трансформаторів підстанцій

Пристрої, що компенсують, виконуються для того, щоб реактивна потужність, передана по лінії, була мінімальною. При зменшенні переданої реактивної потужності по лінії, знижується струм, а при зменшенні струму зменшуються втрати активної потужності.

Компенсація реактивної потужності може істотно впливати на величину повних навантажень підстанцій, отже, і на обрані номінальні потужності трансформаторів, перетин проводів ліній електропередач, на втрати напруги, потужності й енергії. У підсумку вибір потужності пристроїв, що компенсу-

ють, і їхнє розміщення впливають на техніко-економічні показники варіантів схем мережі, а також можуть вплинути на правильність вибору величини номінальної напруги і схеми проекрованої мережі.

Умовно приймаємо збіг за часом періодів споживання активного і реактивного навантажень підстанції. Тому визначення реактивних навантажень виробляється по найбільшим активним навантаженням і заданих значеннях коефіцієнта активної потужності .

Вибираємо батареї конденсаторів такої потужності, щоб підняти коефіцієнт активної потужності на шинах вторинної напруги підстанції до 0,96.

Приблизне значення потужності пристроїв що компенсують, установлюваних на шинах вторинної напруги підстанції, визначається за формулами що наведені у таблиці 1.7.

На понижуючій підстанції приймаємо до установки два трансформатори, виходячи з умови надійності електропостачання. Виходячи з допустимого перевантаження на час максимуму навантаження на 40%

Потужність кожного з двох трансформаторів вибирається рівної (0,65-:-0,7) максимального навантаження підстанції. При цьому забезпечується живлення всіх споживачів при аварії одного з трансформаторів. По розрахунковій потужності вибираємо тип і потужність трансформаторів. Дані вибору приведемо у таблиці 1.7.

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

Підстанції		Б	В	Г
Параметри				
Р _{зад} , МВт		41	43	37
cosφ, зад		0,86	0,84	0,89
tgφ, зад		0,59	0,65	0,51
Q _{зад} =Р _{зад} *tgφ _{зад} , Мвар		24,33	27,78	18,96
cosφ, б		0,96	0,96	0,96
tgφ, б		0,29	0,29	0,29
Q _б = Р _{зад} *tgφ _б , Мвар		11,96	12,54	10,79
К _н		0,9	0,9	0,9
Q _{кп} =К _н (Q _{зад} -Q _б), Мвар		11,13	13,71	7,35
S _б , МВА		42,71	44,79	38,54
S _{б/1,4} , МВА		30,51	31,99	27,53
S _{н.тр} , МВА		32	32	32
Тип трансформатора		ТРДН-32000/220	ТРДН-32000/220	ТРДН-32000/220
Параметри трансф-ра	Р _х , кВт	53	53	53
	Р _{к.з.} , кВт	167	167	167
	U, к.з.,%	12	12	12
	I _{х.х.} ,%	0,9	0,9	0,9

1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Приведення навантаження до вищої напруги полягає в тому, що при розрахунку обраної схеми мережі необхідно враховувати втрати потужності в трансформаторах на підстанціях, а також зарядну потужність повітряних або кабельних ліній електропередач.

Розрахунок приведення навантаження до вищої сторони виконується за відповідними формулами, наведеними нижче, а результати подано в таблиці 1.8.

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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.

Таблиця 1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр}$, кВт	254,73	269,60	227,13
$\Delta Q_{тр}$, кВт	579,42	579,76	578,79
P' , МВт	41,25	43,27	37,23
Q' , Мвар	12,54	13,12	11,37
S' , МВА	43,12	45,22	38,92

1.9. Розрахунок потокорозподілу варіантів мережі

Розрахунки електричних мереж виконуються для визначення:

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- завантаження елементів мережі, відповідності пропускної здатності мережі очікуваним потокам потужності (визначення поточкорозподілення по лініях);

- перетину проводів;

- втрат ΔP , ΔQ , ΔW , ΔU ;

Розрахунок поточкорозподілення в радіальній схемі

$P_{AB} =$	$P'_B =$	41,25		МВт
$P_{AB} =$	$P'_B =$	43,27		МВт
$P_{AG} =$	$P'_G =$	37,23		МВт
$Q_{AB} = Q'_B - Q_{зарAB} =$	12,54	- 0,39	= 12,15	Мвар
$Q_{AB} = Q'_B - Q_{зарAB} =$	13,12	- 1,17	= 11,95	Мвар
$Q_{AG} = Q'_G - Q_{зарAG} =$	11,37	- 0,38	= 10,99	Мвар
$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} =$		43,01		МВА
$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} =$		44,89		МВА
$S_{AG} = P_{AG} + jQ_{AG} =$		38,82		МВА

Розрахунок поточкорозподілення в магістральній схемі

$P_{MГ}$	$=$	$P'_{Г}$	$=$	37,23		МВт
P_{MB}	$=$	P'_{B}	$=$	43,27		МВт
$P_{НБ}$	$=$	$P'_{Б}$	$=$	41,25		МВт
$P_{НМ}$	$=$	$P'_{B} + P'_{Г}$	$=$	43,27	$+$	$37,23 = 80,50$ МВт
$P_{АН}$	$=$	$P_{НМ} + P'_{Б}$	$=$	80,50	$+$	$41,25 = 121,75$ МВт
$Q_{MГ}$	$=$	$Q'_{Г} - Q_{зарMГ}$	$=$	11,37	$-$	$0,44 = 10,93$ Мвар
Q_{MB}	$=$	$Q'_{B} - Q_{зарMB}$	$=$	13,12	$-$	$0,45 = 12,67$ Мвар
$Q_{НБ}$	$=$	$Q'_{Б} - Q_{зарНБ}$	$=$	12,54	$-$	$0,52 = 12,02$ Мвар
$Q_{НМ}$	$=$	$Q_{BM} + Q_{ГМ} - Q_{зарНМ}$	$=$	12,67	$+$	$10,93 - 0,12 = 23,48$ Мвар
$Q_{АН}$	$=$	$Q_{НБ} + Q_{НМ} - Q_{зарАН}$	$=$	12,02	$+$	$23,48 - 0,33 = 35,16$ Мвар
$S_{MГ}$	$=$	$P_{MГ} + jQ_{MГ}$	$=$	69,72		МВА
S_{MB}	$=$	$P_{MB} + jQ_{MB}$	$=$	45,09		МВА
$S_{НБ}$	$=$	$P_{НБ} + jQ_{НБ}$	$=$	42,97		МВА
$S_{НМ}$	$=$	$P_{НМ} + jQ_{НМ}$	$=$	83,85		МВА
$S_{АН}$	$=$	$P_{АН} + jQ_{АН}$	$=$	126,73		МВА

1.10. Вибір проводів ділянок мережі

На основі попередньо визначених струмових навантажень здійснюється вибір марки та перерізу проводу для повітряної лінії електропередач. Основним критерієм при цьому є мінімізація приведених витрат, що дозволяє забезпечити техніко-економічну доцільність у проектуванні.

У практиці проектування повітряних ліній електропередач (ПЛ) масового будівництва переріз проводу зазвичай визначають не шляхом детального техніко-економічного аналізу для кожного конкретного випадку, а за узагальненими показниками, сформованими на основі досвіду та типових проектних рішень.

Перехід до масового впровадження уніфікованих опор та конструкцій ліній призвів до змін у співвідношенні вартості повітряних ліній з різними перерізами проводів. Зокрема, на практиці встановлено, що використання проводів меншого перерізу не завжди є економічно вигідним: іноді лінії з більшими перерізами проводів можуть бути дешевшими в будівництві через зменшення втрат, зниження кількості опор або спрощення монтажу.

Вибір перерізу проводу на кожній окремій ділянці траси виконується відповідно до розрахованого струмового навантаження для цієї ділянки. При цьому допускається встановлення однакового перерізу для двох суміжних ділянок, якщо їхні навантаження потрапляють у сусідні економічні інтервали, з урахуванням найбільш протяжної ділянки.

В рамках даного дипломного проекту вибір проводів виконується за критерієм економічної щільності струму. Для неізолюваних алюмінієвих струмопровідних елементів допустиме значення щільності струму приймається на рівні $1,1 \text{ А/мм}^2$. Крім того, відповідно до вимог щодо недопущення виникнення коронного розряду, не допускається використання проводів з перерізом менше ніж 120 мм^2 для мереж напругою 110 кВ та менше ніж 240 мм^2 для мереж 220 кВ .

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок струмів та вибір проводів в радіальній схемі

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{43,01}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 112,99 \text{ А}$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{44,89}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 117,94 \text{ А}$$

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{38,82}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 101,98 \text{ А}$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{112,99}{1,1} = 102,72 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{117,94}{1,1} = 107,22 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAG} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{101,98}{1,1} = 92,71 \text{ мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках

Діляниця	Марка проводу	r_0 , Ом /км	X_0 , 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 кільцевій схемі

$$I_{AG} = \sqrt{\frac{S_{AG}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{69,72}{3 \cdot 1 \cdot 110}} = 366,35 \quad A$$

$$I_{AB} = \sqrt{\frac{S_{AB}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{57,37}{3 \cdot 1 \cdot 110}} = 301,49 \quad A$$

$$I_{BG} = \sqrt{\frac{S_{BG}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{30,67}{3 \cdot 1 \cdot 110}} = 161,17 \quad A$$

$$I_{BB} = \sqrt{\frac{S_{BB}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}} = \sqrt{\frac{14,19}{3 \cdot 1 \cdot 110}} = 74,54 \quad A$$

$$q_{екAG} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{366,35}{1,1} = 333,04 \quad \text{мм}^2$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{301,49}{1,1} = 274,09 \quad \text{мм}^2$$

$$q_{екBG} = \frac{I_{BG}}{j_{ек}} = \frac{161,17}{1,1} = 146,52 \quad \text{мм}^2$$

$$q_{екBB} = \frac{I_{BB}}{j_{ек}} = \frac{74,54}{1,1} = 67,77 \quad \text{мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках

Дільниця	Марка проводу	г0, Ом /км	х0, Ом/км
АГ	АС- 300	0,098	0,405
АБ	АС- 300	0,098	0,405
ВГ	АС- 150	0,2	0,42
ВБ	АС- 120	0,25	0,427

1.11. Розрахунок втрат мережі

На основі даних про обрані типи проводів та їх основні технічні характеристики виконується розрахунок втрат потужності, енергії та напруги в лініях згідно з відповідними формулами:

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

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

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{\text{л}} + Q \cdot x_{\text{л}}}{n \cdot U_n};$$

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

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

Q - реактивна потужність, передана по лінії в Мвар;

U_n - номінальна напруга мережі в кВ;

$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l$ - активний опір лінії в Ом;

$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l$ - 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 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.9. Розрахунок втрат варіантів мережі.

Ділянка	L, км	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	I, А	Марка про- воду	r ₀ , Ом км	x ₀ , Ом км	ΔP, МВт	ΔQ, Мвар	ΔU, кВ	ΔW, МВт год	ΣΔW, МВт год
Радіальна схема													
АБ	12,20	41,25	12,15	43,01	112,99	АС - 120	0,25	0,427	0,233	0,398	0,86	629,23	1900,29
АВ	18,18	43,27	11,95	44,89	117,94	АС - 120	0,25	0,427	0,379	0,647	1,32	1022,00	
АГ	5,93	37,23	10,99	38,82	101,98	АС - 120	0,25	0,427	0,092	0,158	0,38	249,07	
Магістральна схема													
АН	5,09	121,75	35,16	126,73	332,97	АС - 300	0,098	0,405	0,331	1,369	0,61	894,59	2467,93
НМ	6,09	80,50	23,48	83,85	220,31	АС - 240	0,12	0,405	0,212	0,717	0,53	573,45	
НБ	8,10	41,25	12,02	42,97	112,90	АС - 120	0,25	0,427	0,155	0,264	0,57	417,20	
МГ	6,91	37,23	10,93	38,80	183,17	АС - 185	0,16	0,413	0,069	0,178	0,33	185,73	
МВ	7,00	43,27	12,67	45,09	118,46	АС - 120	0,25	0,427	0,147	0,251	0,52	396,96	
Кільцева схема													
АБ	12,20	55,00	16,32	57,37	301,49	АС - 300	0,098	0,405	0,325	1,344	1,33	878,04	2179,33
БВ	9,09	13,75	3,49	14,19	74,54	АС - 120	0,25	0,427	0,038	0,065	0,41	102,06	
ВГ	13,56	29,52	8,32	30,67	161,17	АС - 150	0,2	0,42	0,211	0,443	1,16	569,30	
АГ	5,93	66,75	20,13	69,72	366,35	АС - 300	0,098	0,405	0,233	0,964	0,79	629,94	

ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ

1.12. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Вибір економічно доцільного варіанта здійснюється шляхом порівняння приведених розрахункових витрат. Серед технічно прийнятних рішень обирається той варіант, у якого ці витрати є найменшими. При цьому кожне з рішень, що береться до аналізу, повинно повністю відповідати встановленим технічним вимогам: передбачати детальну розробку схем усіх підстанцій, враховувати витрати потужності, напруги та інші ключові показники.

Під час порівняння варіантів за критерієм приведених витрат необхідно враховувати загальні капітальні витрати на будівництво ліній електропередач, комірок комутаційних пристроїв, трансформаторів, компенсуючого обладнання та іншого устаткування. Окрім того, враховуються амортизаційні відрахування та експлуатаційні витрати.

Розраховані варіанти схем вважаються економічно рівноцінними, якщо різниця у приведених витратах між ними не перевищує 5%.

Основним економічним критерієм при виборі найвигіднішого варіанту є мінімізація приведених витрат, які визначаються за відповідною формулою:

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

де Z - витрати на спорудження мережі;

K - 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);

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

U - очікуваний збиток від недовідпустки продукції при різній надійності.

Найбільш економічну схему приймаємо для подальшого розрахунку.

Техніко економічне порівняння здійснимо у таблиці 1.10.

Якщо більш надійний варіант схеми по затратах не перевищує інші варіанти більш ніж на 5 % рекомендується прийняти для подальшого розгляду його

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.10. - Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Найменування показника	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	9,09	119,08
АС-150	км	13,2		0,00		0,00	13,56	178,99
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	18,13	329,97
2 АС-120	км	20,4	36,31	740,72	15,1	308,04		0,00
2 АС-150	км	22,2		0,00		0,00		0,00
2 АС-185	км	23,6		0,00	6,91	163,08		0,00
2 АС-240	км	25		0,00	6,09	152,25		0,00
2АС-300	км	31,2		0,00	5,09	158,81		0,00
Капіталовкладення в ПЛЕП (К пл)				740,72		782,17		628,04
Однчасні капіталовкладення в мережі				1296,32		1152,57		1137,34
Приведені капіталовкладення				324,08		288,14		284,33
Витрати								
Витрати експлуатації підстанцій				83,34		33,34		45,84
Витрати експлатації ПЛЕП				37,04		23,47		18,84
Вартість втрат електроенергії	МВт*ч	0,14	#####	266,04	2467,93	345,51	2179,33	305,11
Сумарні витрати				386,42		402,31		369,78
Приведені загальні затрати				710,50		690,46		654,12

Для подальшого розрахунку приймаємо варіант схеми №3 (кільцева схема).

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ

Розрахунки режимів роботи електричних мереж виконуються з метою визначення низки ключових параметрів, що впливають на надійність, ефективність та економічність функціонування енергосистеми. Зокрема, ці розрахунки дозволяють:

- оцінити ступінь завантаження елементів мережі та перевірити, чи відповідає їх пропускна здатність очікуваним потокам потужності;
- визначити необхідні перерізи проводів і кабелів, а також потужність силових трансформаторів;
- проаналізувати рівні напруги у вузлах і на окремих елементах мережі, а також вжити заходів щодо стабілізації напруги у допустимих межах;
- обчислити втрати активної потужності та електроенергії з метою оцінки економічності роботи мережі та ефективності заходів зі зменшення втрат;
- визначити інтегральні показники роботи мережі за тривалий період, такі як загальний обсяг переданої електроенергії, середні значення напруги у вузлах, середнє завантаження трансформаторів, щільність струму в повітряних та кабельних лініях тощо;
- оцінити діапазони коливань окремих параметрів режиму у розрахункових елементах мережі.

При аналізі перспективних сталих режимів енергосистеми доцільно розрізняти два типи розрахункових потоків потужності:

- тривалі розрахункові потоки, які виникають у нормальних режимах роботи та враховуються при довгостроковому плануванні;
- максимальні розрахункові потоки, обумовлені аварійними або позаштатними ситуаціями, що призводять до суттєвих відхилень від нормальної роботи системи.

Для визначення найбільших значень тривалих потоків потужності зазвичай розглядають такі характерні режими:

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- режим максимального навантаження в зимовий період, коли споживання електроенергії є найвищим, а електростанції працюють з максимальною віддачею потужності.

Для виявлення пікових значень нерегулярних потоків потужності необхідно в першу чергу моделювати післяаварійні режими, що виникають при відключенні найбільш завантажених ліній, трансформаторів, автотрансформаторів або в разі втрати значної генерації у вузлових районах.

Окремо аналізується так званий мінімальний режим, який відповідає роботі мережі за умов найменшого споживання — приблизно 25% від максимального навантаження. Такий режим дозволяє виявити критичні ситуації, пов'язані з надлишком напруги, перевантаженням окремих елементів або неефективним використанням обладнання.

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

2.1. Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі

2.2. Наближене та точне поточкорозподілення мережі у мініимальному режимі

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

Навантаження мініимального режиму наведені у таблиці 2.1.

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1. - Навантаження мінімального режиму

Параметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачі		
		А	Б	В	Г
Р _{зад}	МВт	***	10,25	10,75	9,25

Приведемо навантаження до високої сторони підстанції у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. - Приведення навантаження до високої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
ΔР _{тр} , кВт	115,30	116,22	113,57
ΔQ _{тр} , кВт	789,75	811,11	750,08
Р', МВт	10,37	10,87	9,36
Q', Мвар	3,78	3,95	3,45
S', МВА	11,03	11,56	9,98

Розрахунок струмів у мінімальному режимі

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{17,29}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 90,85 \text{ А}$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{14,71}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 77,29 \text{ А}$$

$$I_{BG} = \frac{S_{BG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{7,19}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 37,76 \text{ А}$$

$$I_{BB} = \frac{S_{BB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{3,59}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 18,84 \text{ А}$$

Розрахунок втрат мережі здійснимо у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3. - Розрахунок втрат мережі у мінімальному режимі

Ділянка	L, км	P, МВт	Q,Мвар	S,МВА	I,А	Марка проводу	г0,Ом км	х0, Ом км	ΔP, МВт	ΔQ, Мвар	ΔU, кВ	ΔW, МВт ч
АБ	12,20	13,82	5,04	14,71	77,29	АС - 300	0,098	0,405	0,021	0,088	0,38	57,70
БВ	9,09	3,45	0,96	3,59	18,84	АС - 120	0,25	0,427	0,002	0,004	0,11	6,52
ВГ	13,56	6,93	1,89	7,19	37,76	АС - 150	0,2	0,42	0,012	0,024	0,27	31,25
АГ	5,93	16,30	5,77	17,29	90,85	АС - 300	0,098	0,405	0,014	0,059	0,21	38,74

Проведемо розрахунок точного поточкорозподілення в мінімальному режимі

$$P_B = P'_B = 10,87 \text{ МВт}$$

$$P_\Gamma = P_{B\Gamma} + P'_\Gamma + \Delta P_{B\Gamma} = 6,93 + 9,36 + 0,012 = ##### \text{ МВт}$$

$$P_B = P_{BB} + P'_B + \Delta P_{BB} = 3,45 + 10,37 + 0,002 = ##### \text{ МВт}$$

$$P_A = P_\Gamma + \Delta P_{A\Gamma} = 16,31 + 0,014 = 16,32 \text{ МВт}$$

$$P_{A'} = P_B + \Delta P_{AB} = 13,82 + 0,021 = 13,84 \text{ МВт}$$

$$Q_B = Q'_B = 3,95 \text{ МВар}$$

$$Q_\Gamma = Q_{B\Gamma} + Q'_\Gamma + \Delta Q_{B\Gamma} = 1,89 + 3,45 + 0,024 = 5,36 \text{ Мвар}$$

$$Q_B = Q_{BB} + Q'_B + \Delta Q_{BB} = 0,96 + 3,78 + 0,964 = 5,71 \text{ Мвар}$$

$$Q_A = Q_\Gamma + \Delta Q_{A\Gamma} = 5,36 + 5,773 = 11,13 \text{ МВТ}$$

$$Q_{A'} = Q_B + \Delta Q_{AB} = 5,71 + 0,088 = 5,80 \text{ МВТ}$$

$$S_B = P_B + jQ_B = 11,56 \text{ МВА}$$

$$S_\Gamma = P_\Gamma + jQ_\Gamma = 17,17 \text{ МВА}$$

$$S_B = P_M + jQ_M = 14,95 \text{ МВА}$$

$$S_A = P_B + jQ_B = 19,76 \text{ МВА}$$

$$S_{A'} = P_H + jQ_H = 15,01 \text{ МВА}$$

2.3. Наближене та точне поточкорозподілення мережі у післяаварійному режимі

Усі розрахунки виконуються за аналогією з максимальним режимом, з урахуванням вже обраного електрообладнання та параметрів ліній електропередач. При цьому розглядається аварійна ситуація — обрив одного з проводів на основній ділянці АБ. У результаті цього схема мережі змінюється на магістральну з однобічним живленням.

Незважаючи на обмеження, на підстанціях продовжують працювати два трансформатори завдяки наявності ремонтної перемички. Це дозволяє за допомогою оперативних перемикачів зберегти працездатність двох трансформаторів, забезпечуючи безперервність електропостачання споживачів.

Розрахунок поточкорозподілення в післяаварійному режимі

$$P_{БВ} = P'_{Б} = 41,25 \text{ МВт}$$

$$P_{ВГ} = P_{БВ} + P'_{В} = 41,25 + 43,27 = 84,52 \text{ МВт}$$

$$P_{АГ} = P_{ВГ} + P'_{Г} = 84,52 + 37,23 = 121,75 \text{ МВт}$$

$$Q_{БВ} = Q'_{Б} - Q_{зар \text{ БВ}} = 12,54 + 0,29 = 12,83 \text{ МВт}$$

$$Q_{ВГ} = Q_{БВ} + Q'_{В} - Q_{зар \text{ ВГ}} = 12,83 + 13,12 - 0,44 = 25,52 \text{ МВт}$$

$$Q_{АГ} = Q_{ВГ} + Q'_{Г} - Q_{зар \text{ АГ}} = 25,52 + 11,37 - 0,19 = 36,70 \text{ МВт}$$

$$S_{БВ} = P_{БВ} + jQ_{БВ} = 43,20 \text{ МВА}$$

$$S_{ВГ} = P_{ВГ} + jQ_{ВГ} = 88,29 \text{ МВА}$$

$$S_{АГ} = P_{АГ} + jQ_{АГ} = 127,16 \text{ МВА}$$

Розрахунок струмів в після аварійному режимі

$$I_{\text{БВ}} = \frac{S_{\text{МГ}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{43,20}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = \text{#####} \text{ А}$$

$$I_{\text{ВГ}} = \frac{S_{\text{МВ}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{88,29}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = \text{#####} \text{ А}$$

$$I_{\text{АГ}} = \frac{S_{\text{НБ}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{127,16}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = \text{#####} \text{ А}$$

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4. - Розрахунок втрат в післяаварійному режимі

Ділянка	L, км	P, МВт	Q,Мвар	S,МВА	I,A	Марка проводу	r0,Ом км	x0, Ом км	ΔP, МВт	ΔQ, Мвар	ΔU, кВ	ΔW, МВт ч
БВ	9,09	41,25	12,83	43,20	113,52	АС - 120	0,25	0,427	0,351	0,599	1,31	946,68
ВГ	13,56	84,52	25,52	88,29	231,98	АС - 150	0,2	0,42	1,747	3,669	3,41	4717,91
АГ	5,93	121,75	36,70	127,16	334,11	АС - 300	0,098	0,405	0,776	3,208	1,44	2095,78

БВ	9,09	41,25	12,83	43,20	113,52	АС - 120	0,25	0,427	0,351	0,599	1,31	946,68
ВГ	13,56	84,52	25,52	88,29	231,98	АС - 150	0,2	0,42	1,747	3,669	3,41	4717,91
АГ	5,93	121,75	36,70	127,16	334,11	АС - 300	0,098	0,405	0,776	3,208	1,44	2095,78

Розрахунок точного поточкорозподілення в післяаварійному режимі

$$\begin{aligned}
 P_B &= P'_B = 41,25 \text{ МВт} \\
 P_B &= P'_B + P_B + \Delta P_{BB} = 43,27 + 41,25 + 0,351 = 84,87 \text{ МВт} \\
 P_\Gamma &= P'_\Gamma + P_B + \Delta P_{B\Gamma} = 37,23 + 84,87 + 1,747 = ##### \text{ МВт} \\
 P_A &= P_\Gamma + \Delta P_{A\Gamma} = 123,85 + 0,78 = ##### \text{ МВт}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_B &= Q'_B = 12,54 \text{ МВТ} \\
 Q_B &= Q'_B + Q_B + \Delta Q_{BB} = 13,12 + 12,54 + 0,599 = 26,26 \text{ МВТ} \\
 Q_\Gamma &= Q'_\Gamma + Q_B + \Delta Q_{B\Gamma} = 11,37 + 26,26 + 3,669 = 41,30 \text{ МВТ} \\
 Q_A &= Q_\Gamma + \Delta Q_{A\Gamma} = 41,30 + 3,21 = 44,51 \text{ МВТ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 S_B &= P_B + jQ_B = 43,12 \text{ МВА} \\
 S_B &= P_\Gamma + jQ_\Gamma = 88,84 \text{ МВА} \\
 S_\Gamma &= P_M + jQ_M = 130,55 \text{ МВА} \\
 S_A &= P_M + jQ_M = 132,33 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

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.

ВИСНОВКИ

В рамках даного бакалаврської роботи, відповідно до технічного завдання, була спроектована електрична мережа напругою 110 кВ. Мережа має кільцеву схему живлення, яка характеризується підвищеним рівнем надійності та забезпечує оптимальні техніко-економічні показники, включаючи зниження втрат потужності, стабільність напруги та високу живучість у разі аварій.

Серед кількох розглянутих варіантів топології мережі було обрано оптимальний — на основі результатів розрахунку в режимі максимального навантаження. Додатково цей варіант був проаналізований у режимах мінімального навантаження та післяаварійному режимі, що дозволило всебічно оцінити надійність роботи мережі в різних умовах експлуатації. Проведені розрахунки підтвердили здатність мережі забезпечувати безперебійне та ефективне енергопостачання за будь-якого сценарію.

У процесі проектування було враховано кліматичні особливості регіону, що впливають на вибір обладнання та режимів його роботи. На основі цього аналізу та розрахункових даних були обґрунтовано підібрані наступні компоненти системи:

- компенсуючі пристрої для підтримання необхідного рівня напруги;
- силові трансформатори, що відповідають вимогам навантаження;
- проводи повітряних ліній електропередач відповідного перерізу;
- типові опори, адаптовані до умов експлуатації.

Таким чином, спроектована мережа 110 кВ повністю відповідає критеріям надійності, енергоефективності та економічної доцільності, що робить її ефективним рішенням для забезпечення стабільного електропостачання споживачів.

					ЕТ та ЕЕ 4815.080.000 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 4815.080.000 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 4815.080.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		