

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 МВт, 9,3 МВт, 11 МВт

(тема кваліфікаційної роботи)

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

Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Віктор БАШИНСЬКИЙ
(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)

Башинському Віктору Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові студента)

1. Тема роботи Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 7 МВт, 9,3 МВт, 11 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 діляниць мережі; визначення номінальної напруги мереж; визначення зарядної реактивної потужності діляниць 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

В.О. Башинський

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 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 4815.055.000 ПЗ				
					Проектування електричної мережі з вуз-лами навантаження 7 МВт, 9,3 МВт, 11 МВт				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розроб.		Башинський В.							
Перевір.		Пономаренко О.М							
Т. Контр.									
Реценз.									
Н. Контр.									
Затверд.		Чернюк А.М.							
					Літ.		Маса		Масштаб
								1	1 : 1
					Арк.		Аркушів		
					Пояснювальна записка		ДЕА-Е21+Е22пр		

2.3. Наближене та точне потокорозподілення мережі у післяаварійному режимі

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

п/ст - підстанція

КП – компенсуючі пристрої

ПЛЕП – повітряна лінія електропередач

К.З. – коротке замикання

ІТП – інженерно технічні працівники

min – мінімальний

max – максимальний

п/ав – післяаварійний

КРП – компенсація реактивної потужності

ТЕП – техніко-економічне порівняння

ДЖ – джерело живлення

СВЧ – струмоведучі частини

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Енергетика - фундамент економічного розвитку держави. Однією з її ключових галузей є електроенергетика, яка виступає рушієм технічного прогресу не лише в промисловості, а й у соціальній сфері, транспорті, сільському господарстві та побуті. Безперебійне електропостачання стало необхідною умовою функціонування сучасного суспільства, сприяючи підвищенню продуктивності, комфорту і загального рівня життя.

Урбанізовані території є головними споживачами електроенергії — близько 75% загального обсягу споживання припадає саме на міста. Це визначає виняткову важливість ефективного проєктування міських схем електропостачання, які мають прямий вплив на структуру та стабільність національної електричної мережі.

Для забезпечення енергопостачання міст використовуються зовнішні електричні мережі, зокрема високовольтні лінії напругою 220 кВ і вище, що з'єднують міські електросистеми з енергогенеруючими джерелами. Центральну роль відіграють підстанції класу 220 кВ і більше, від яких живляться розподільчі мережі 110 кВ, що обслуговують різні райони міста. Такі системи повинні забезпечувати високу надійність та ефективність електропостачання за будь-яких умов.

Електроенергія — це універсальний енергоресурс, який можна передавати на великі відстані з мінімальними втратами, зберігати у високих концентраціях і легко інтегрувати в автоматизовані системи керування. Ці властивості роблять її незамінною у технологічно розвинених інфраструктурах.

Сучасні системи електропостачання мають відповідати ряду критичних вимог, серед яких: надійність, економічна доцільність, безпечність, зручність в експлуатації, стабільність напруги та частоти, а також відповідність стандартам якості електроенергії. Крім того, при проєктуванні необхідно

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

враховувати можливість швидкого монтажу та гнучке розширення системи без значного підвищення її вартості чи ускладнення структури.

Саме тому проєктування систем електропостачання є багатогранним і складним завданням, що вимагає всебічного аналізу, глибоких інженерних знань і довгострокового стратегічного планування.

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ

1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району

Вихідними даними для проектування є:

- перелік споживачів;
- величини активних потужностей;
- значення коефіцієнтів активної потужності (заданого і бажаного);
- координати місця розташування підстанцій споживачів і можливих джерел живлення;
- дані про категорійність споживачів;
- кліматичні умови району що електрифікується.

В даному проекті всі споживачі є споживачами першої категорії а кліматичні умови відповідають Харківської області. Інші вихідні дані наведені у таблиці 1.1 та на карті-схемі району що електрифікується що представлена на рисунку 1.1 і відповідають варіантові завдання на проектування.

Таблиця 1.1. - Вихідні данні на проектування

Параметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачі		
		А	Б	В	Г
Р _{зад}	МВт	***	7	9,3	11
cosφ	в.о.	***	0,86	0,84	0,89
координата Х	мм	15	10	60	80
координата Y	мм	5	45	65	30
масштаб	км/мм	0,2			

Проведемо аналіз кліматичних особливостей місцевості. Відповідно до вимог ПУЕ, розрахункові кліматичні параметри для проєктування повітряних ліній електропередач мають відповідати нормам кліматичного районування. За потреби вони уточнюються на основі багаторічних метеорологічних спостережень, зокрема за швидкістю вітру, інтенсивністю та питомою вагою ожеледно-ізморозових утворень, а також температурою повітря в зоні проходження траси повітряної лінії.

Проектowana ділянка розташована у другому районі за класифікацією швидкісних натисків вітру. Значення найбільших нормативних швидкісних напорів на висоті 10 метрів від поверхні землі для даного району наведено у таблиці 1.2 згідно з даними джерела [1].

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 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

В проектованому районі час гроз складає 80-100 годин.

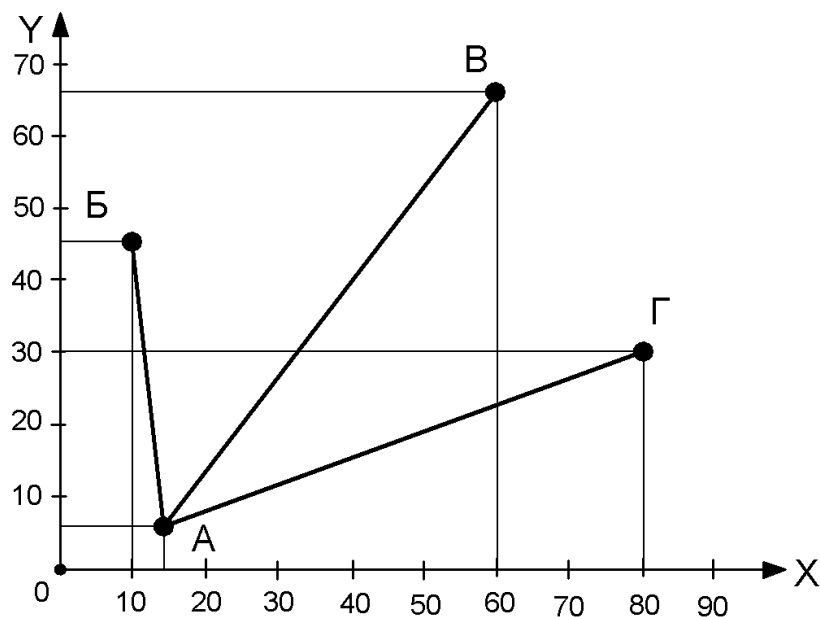


Рисунок 1.1. План – карта району

1.2. Складання варіантів схеми мережі

Для аналізу розглядаються конфігурації мереж, що забезпечують безперервну (необхідну) надійність електропостачання споживачів підстанцій першої категорії.

Серед усіх можливих варіантів схем до розгляду приймаються найпростіші типи, які слугують базовими елементами для побудови більш складних мереж:

- радіальна;
- магістральна;
- кільцева.

Усі зазначені типи схем забезпечують необхідний рівень надійності для споживачів першої категорії, оскільки передбачають електропостачання підстанцій через дві незалежні лінії. Відтак, вважаємо їх рівнонадійними.

Варіанти схем представлені на рисунку 1.2 – 1.4.

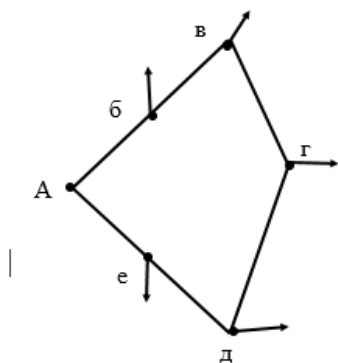


Рисунок 1.2. - Радіальна схема мережі

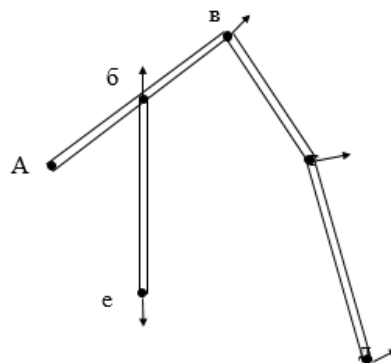


Рисунок 1.3. - Магістральна
схема мережі

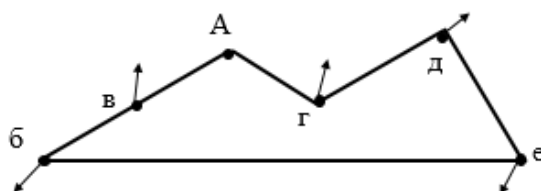


Рисунок 1.4. - Кільцева схема мережі

1.3. Визначення відстаней діляниць мережі

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

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

де $L_{вим.}$ – 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 4815.055.000 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

Вибір номінальної напруги здійснюється з урахуванням величини навантаження, що передається, та довжини повітряної лінії.

В районі проектування мережі наявне джерело живлення, яке забезпечує електропостачання споживчих підстанцій на напрузі від 35 до 220 кВ.

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

Таблиця 1.5. - Визначення оптимальної напруги мережі

Дільниця	Lрозр, км	P _{дільн} , МВт	U _{опт.} , кВ	U _{ном.дільн} ,кВ	U _{ном.мер.} ,кВ
Радіальна схема мережі					
АБ	9,27	7	49,32	110	110
АВ	17,25	9,3	57,95	110	
АГ	16,02	11	62,20	110	
Магістральна схема мережі					
АН	6,72	27,3	77,61	110	110
НМ	6,39	20,3	70,47	110	
МВ	4,15	9,3	50,68	110	
НБ	6,58	7	48,05	110	
МГ	8,29	11	58,97	110	
Кільцева схема живлення					
АБ	9,27	14,38	66,26	110	110
БВ	12,39	7,38	51,36	110	
ВГ	9,27	1,92	27,15	35	
АГ	16,02	12,92	66,71	110	

1.5. Визначення зарядної реактивної потужності ділень мережі

Зарядну потужність ліній необхідно враховувати під час розрахунку поточкорозподілу в мережі та визначення величини переданої потужності. У

протилежному разі баланс між виробленою та спожитою електроенергією не буде дотримано.

Розрахуємо зарядну потужність лінії для всіх ділянок мережі 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 $\text{См} \cdot 10^{-4}$. 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	$L_{\text{розр}}, \text{ км}$	$b_0, 10^{-4}, \text{ См}$	$Q_{\text{зар}}, \text{ Мвар}$
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

На вибір схеми електричних з'єднань підстанцій впливає низка чинників, серед яких основними є: тип і функціональне призначення підстанції, її розташування в структурі енергосистеми, кількість та потужність трансформаторів (або автотрансформаторів), кількість і параметри ліній електропередач (ЛЕП), обсяги місцевого навантаження, категорійність споживачів, схеми та рівні напруги прилеглих мереж, рівень струмів короткого замикання, наявність обладнання з необхідними характеристиками, масштаби можливих збитків через недовідпуск електроенергії або її знижену якість, а також наявність вільних площ для будівництва.

Частина з цих чинників врахована у завданні до курсового проєкту. Проте, через загальний характер опису проєктованої підстанції, залишаються невизначеними такі важливі аспекти, як: перспективи розвитку електричних мереж у регіоні, особливості організації диспетчерського управління як всією енергосистемою, так і безпосередньо підстанцією, спеціальні вимоги до схеми з урахуванням динамічної стійкості, очікувані рівні внутрішніх перенапруг, а також прогнозоване зростання навантажень у мережах середньої та низької напруги.

У зв'язку з цим частину параметрів доводиться приймати умовно, керуючись техніко-економічною доцільністю та інженерною логікою. При цьому доцільно передбачати наявність споживачів усіх трьох категорій на обслуговуванні підстанцією території.

РПВН призначений для введення електроенергії на підстанцію. Його конфігурація визначається способом підключення до ліній енергосистеми та може виконуватися за схемою «два блоки трансформатор–лінія з перемичкою» або за схемою «мостова з робочою та ремонтною перемичками».

В межах проєкту розглянуто два основні варіанти виконання РПВН:

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- Схема з робочою та ремонтною перемичками — застосовується для транзитних підстанцій, що включені в розрив (розсічку) повітряної лінії, аналогічно кільцевій мережі.

- Схема лише з ремонтною перемичкою — використовується для тупикових підстанцій, характерних для радіальних або магістральних схем електропостачання.

Схеми РУВН, що застосовуються в даному проєкті, наведено на рисунку 1.5.

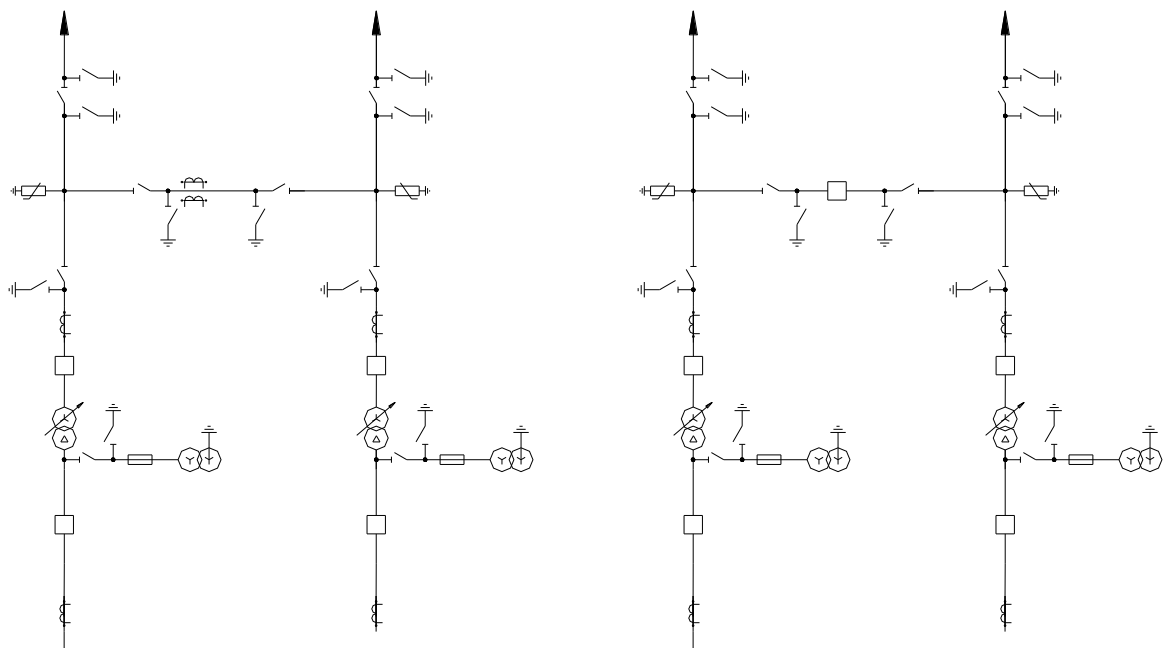


Рисунок 1.5. Варіанти схем РПВН підстанцій споживачів

1.7. Вибір пристроїв що компенсують та силових трансформаторів підстанцій

Компенсаційні пристрої встановлюються з метою мінімізації переданої по лінії реактивної потужності. Зменшення реактивної складової призводить до зниження струму в лінії, що, у свою чергу, зменшує втрати активної потужності.

Компенсація реактивної потужності суттєво впливає на повне навантаження підстанцій, а отже — на вибір номінальних потужностей трансформаторів, перерізів проводів ліній електропередач, а також на рівень втрат напруги, потужності та електроенергії.

Таким чином, правильний вибір потужності компенсуючих пристроїв і місця їхнього встановлення має істотне значення для техніко-економічної ефективності схеми електромережі. Це також може вплинути на обґрунтованість вибору номінальної напруги та схеми проєктованої мережі.

Для спрощення розрахунків умовно вважаємо, що періоди споживання активної та реактивної потужності підстанції збігаються за часом. Тому визначення реактивного навантаження виконується на основі максимального значення активного навантаження та заданого коефіцієнта потужності.

З метою підвищення коефіцієнта потужності на шинах вторинної напруги підстанції до значення 0,96, підбираються батареї конденсаторів відповідної потужності.

Орієнтовне значення потужності компенсуючих пристроїв, що встановлюються на шинах вторинної напруги, визначається за формулами, наведеними в таблиці 1.7.

Для забезпечення надійності електропостачання на понижувальній підстанції передбачено встановлення двох трансформаторів. Розрахунок базується на припустимому перевантаженні до 40% у період максимуму навантаження.

Потужність кожного трансформатора приймається в межах 65–70% від максимального навантаження підстанції. Такий підхід забезпечує живлення всіх споживачів у разі виходу з ладу одного трансформатора.

Тип і номінальну потужність трансформаторів визначаємо за розрахунковим навантаженням.

Результати вибору наведено в таблиці 1.7.

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Підстанції		Б	В	Г
Параметри				
Р _{зад} , МВт		7	9,3	11
cosφ, зад		0,86	0,84	0,89
tgφ, зад		0,59	0,65	0,51
Q _{зад} =Р _{зад} *tgφ _{зад} , Мвар		4,15	6,01	5,64
cosφ, б		0,96	0,96	0,96
tgφ, б		0,29	0,29	0,29
Q _б = Р _{зад} *tgφ _б , Мвар		2,04	2,71	3,21
К _н		0,9	0,9	0,9
Q _{кп} =К _н (Q _{зад} -Q _б), Мвар		1,90	2,97	2,18
S _б , МВА		7,29	9,69	11,46
S _{б/1,4} , МВА		5,21	6,92	8,18
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 трансформатора передбачає врахування втрат потужності в трансформаторах підстанцій, а також зарядної потужності ліній електропередач. Це необхідно для коректного розрахунку обраного варіанта схеми електропостачання.

Результати приведення навантаження до вищої сторони здійснимо по приведеним нижче формулах і представимо в таблиці 1.8 .

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

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

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;

$S_{\bar{o}}$ – 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 4815.055.000 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	45,44	55,22	66,08
$\Delta Q_{тр}$, кВт	126,44	180,49	180,69
P' , МВт	7,05	9,36	11,07
Q' , Мвар	2,17	2,89	3,39
S' , МВА	7,37	9,79	11,57

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

$P_{AB} =$	$P'_B =$		7,05		МВт
$P_{AB} =$	$P'_B =$		9,36		МВт
$P_{AG} =$	$P'_G =$		11,07		МВт
$Q_{AB} =$	$Q'_B - Q_{зарAB} =$	2,17	-	0,30 =	1,87 Мвар
$Q_{AB} =$	$Q'_B - Q_{зарAB} =$	2,89	-	1,11 =	1,78 Мвар
$Q_{AG} =$	$Q'_G - Q_{зарAG} =$	3,39	-	1,03 =	2,36 Мвар
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB} =$			7,29	МВА
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB} =$			9,52	МВА
$S_{AG} =$	$P_{AG} + jQ_{AG} =$			11,31	МВА

Розрахунок потокорозподілення в магістральній схемі

$P_{MG} =$	$P'_G =$		11,07		МВт
$P_{MB} =$	$P'_B =$		9,36		МВт
$P_{NB} =$	$P'_B =$		7,05		МВт
$P_{NM} =$	$P'_B + P'_G =$	9,36	+	11,07 =	20,42 МВт
$P_{AN} =$	$P_{NM} + P'_B =$	20,42	+	7,05 =	27,47 МВт
$Q_{MG} =$	$Q'_G - Q_{зарMG} =$	3,39	-	0,53 =	2,86 Мвар
$Q_{MB} =$	$Q'_B - Q_{зарMB} =$	2,89	-	0,27 =	2,63 Мвар
$Q_{NB} =$	$Q'_B - Q_{зарNB} =$	2,17	-	0,42 =	1,74 Мвар
$Q_{NM} =$	$Q_{BM} + Q_{GM} - Q_{зарNM} =$	2,63	+	2,86 -	0,12 = 5,36 Мвар
$Q_{AN} =$	$Q_{NB} + Q_{NM} - Q_{зарAN} =$	1,74	+	5,36 -	0,43 = 6,67 Мвар
$S_{MG} =$	$P_{MG} + jQ_{MG} =$			13,46	МВА
$S_{MB} =$	$P_{MB} + jQ_{MB} =$			9,72	МВА
$S_{NB} =$	$P_{NB} + jQ_{NB} =$			7,26	МВА
$S_{NM} =$	$P_{NM} + jQ_{NM} =$			21,11	МВА
$S_{AN} =$	$P_{AN} + jQ_{AN} =$			28,27	МВА

Розрахунок потокорозподилення в кільцевій схемі

$$P_{AB} = \frac{P'_G \cdot L_{GA} + P'_B \cdot (L_{GB} + L_{GA}) + P'_B \cdot (L_{BB} + L_{GB} + L_{GA})}{L_{BG} + L_{GB} + L_{BA} + L_{BA}} =$$

$$= \frac{11,07 \cdot 16,02 + 9,36 \cdot (9,27 + 16,02) + 7,05 \cdot (12,39 + 9,27 + 16,02)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} =$$

$$= 14,47 \text{ МВт}$$

$$P_{AG} = \frac{P'_B \cdot L_{BA} + P'_B \cdot (L_{BA} + L_{BB}) + P'_G \cdot (L_{BA} + L_{BB} + L_{GB})}{L_{BG} + L_{GB} + L_{BA} + L_{BA}} =$$

$$= \frac{7,05 \cdot 9,27 + 9,36 \cdot (9,27 + 12,39) + 11,07 \cdot (9,27 + 12,39 + 9,27)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} =$$

$$= 13,00 \text{ МВт}$$

$$P_{BG} = P_{AG} - P'_G = 13,00 - 11,07 = 1,93 \text{ МВт}$$

$$P_{BB} = P_{AB} - P'_B = 14,47 - 7,05 = 7,42 \text{ МВт}$$

$$Q_{AB} = \frac{Q'_G \cdot L_{GA} + Q'_B \cdot (L_{GB} + L_{GA}) + Q'_B \cdot (L_{BB} + L_{GB} + L_{GA})}{L_{BG} + L_{GB} + L_{BA} + L_{BA}} - Q_{зар AB} =$$

$$= \frac{3,39 \cdot 16,02 + 2,89 \cdot (9,27 + 16,02) + 2,17 \cdot (12,39 + 9,27 + 16,02)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} -$$

$$- 0,30 = 4,16 \text{ Мвар}$$

$$Q_{AG} = \frac{Q'_B \cdot L_{BA} + Q'_B \cdot (L_{BA} + L_{BB}) + Q'_G \cdot (L_{BA} + L_{BB} + L_{GB})}{L_{BG} + L_{GB} + L_{BA} + L_{BA}} - Q_{зар AG} =$$

$$= \frac{2,17 \cdot 9,27 + 2,89 \cdot (9,27 + 12,39) + 3,39 \cdot (9,27 + 12,39 + 9,27)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} -$$

$$- 0,52 = 3,48 \text{ Мвар}$$

$$Q_{BG} = Q_{AG} - Q'_G - Q_{зар BG} = 3,48 - 3,39 - 0,30 = -0,21 \text{ Мвар}$$

$$Q_{BB} = Q_{AB} - Q'_B - Q_{зар BB} = 4,16 - 2,17 - 0,40 = 1,59 \text{ Мвар}$$

$$S_{AG} = P_{AG} + jQ_{AG} = 13,00 + j 3,48 = 13,46 \text{ МВА}$$

$$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 14,47 + j 4,16 = 15,05 \text{ МВА}$$

$$S_{BG} = P_{BG} + jQ_{BG} = 1,93 + j -0,21 = 1,94 \text{ МВА}$$

$$S_{BB} = P_{BB} + jQ_{BB} = 7,42 + j 1,59 = 7,59 \text{ МВА}$$

1.10. Вибір проводів діляниць мережі

Відповідно до розрахованих струмових навантажень здійснюється вибір марки та перетину проводу. Основним критерієм при виборі перетину проводів повітряної лінії є мінімізація приведених витрат.

У практиці проєктування ліній масового будівництва вибір перетину проводів зазвичай не базується на індивідуальних техніко-економічних розрахунках для кожного конкретного випадку, а здійснюється на основі узагальнених нормативних показників.

Перехід до масового будівництва повітряних ліній електропередач (ПЛЕП) на уніфікованих опорах суттєво вплинув на співвідношення вартості ПЛЕП з різними перетинами проводів. Зокрема, виявилось, що будівництво деяких ліній з меншими перетинами проводів може бути дорожчим за варіанти з більшими перетинами.

Вибір перетину проводу на кожній ділянці лінії з проміжними опорами виконується за розрахунковим навантаженням відповідної ділянки. При цьому допускається застосовувати однаковий перетин для двох суміжних ділянок (з урахуванням більшої протяжності), якщо їхні навантаження знаходяться в суміжних економічних інтервалах.

У цьому проєкті вибір проводів здійснюватиметься за методом економічної щільності струму, яка для неізолюваних алюмінієвих струмоведучих частин приймається рівною $1,1 \text{ А/мм}^2$. З метою уникнення виникнення корони не допускається застосовувати провідники з перетином менше 120 мм^2 для мережі 110 кВ та менше 240 мм^2 для мережі 220 кВ.

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок струмів та вибір проводів в радіальній схемі

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{7,29}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 19,15 \text{ А}$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{9,52}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 25,02 \text{ А}$$

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{11,31}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 29,73 \text{ А}$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{19,15}{1,1} = 17,41 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{25,02}{1,1} = 22,75 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAG} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{29,73}{1,1} = 27,03 \text{ мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках

Ділянка	Марка проводу	r0, Ом /км	X0, 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

$I_{MГ} = \frac{S_{MГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{13,46}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 35,35$	A
$I_{MВ} = \frac{S_{MВ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{9,72}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 25,53$	A
$I_{HБ} = \frac{S_{HБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{7,26}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 19,07$	A
$I_{HМ} = \frac{S_{HМ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{21,11}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 55,47$	A
$I_{AН} = \frac{S_{AН}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{28,27}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 74,27$	A
$q_{екMГ} = \frac{I_{MГ}}{j_{ек}} = \frac{35,35}{1,1} = 32,14$	мм2
$q_{екMВ} = \frac{I_{MВ}}{j_{ек}} = \frac{25,53}{1,1} = 23,21$	мм2
$q_{екHБ} = \frac{I_{HБ}}{j_{ек}} = \frac{19,07}{1,1} = 17,34$	мм2
$q_{екHМ} = \frac{I_{HМ}}{j_{ек}} = \frac{55,47}{1,1} = 50,43$	мм2
$q_{екAН} = \frac{I_{AН}}{j_{ек}} = \frac{74,27}{1,1} = 67,52$	мм2

Вибір марки проводів на ділянках

Ділянка	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

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{13,46}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 70,71 \text{ A}$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{15,05}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 79,11 \text{ A}$$

$$I_{BG} = \frac{S_{BG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{1,94}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 10,21 \text{ A}$$

$$I_{BB} = \frac{S_{BB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{7,59}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 39,89 \text{ A}$$

$$q_{КАГ} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{70,71}{1,1} = 64,28 \text{ мм}^2$$

$$q_{КАБ} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{79,11}{1,1} = 71,92 \text{ мм}^2$$

$$q_{КВГ} = \frac{I_{BG}}{j_{ек}} = \frac{10,21}{1,1} = 9,28 \text{ мм}^2$$

$$q_{КВБ} = \frac{I_{BB}}{j_{ек}} = \frac{39,89}{1,1} = 36,27 \text{ мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках

Ділянка	Марка проводу	r_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км
АГ	АС- 120	0,25	0,427
АБ	АС- 120	0,25	0,427
ВГ	АС- 120	0,25	0,427
ВБ	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:

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

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

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_l + Q_l \cdot x_l}{n \cdot U_n};$$

$$\Delta W_l = \Delta P \cdot \tau,$$

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 на рік.

Результати розрахунків представимо в таблиці 1.9.

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Зм.															
Лист		Таблиця 1.9. - Розрахунок втрат варіантів мережі.													
№ докум.															
Підпис															
Дата															
ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ															

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.12. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Вибір економічно найбільш вигідного варіанту здійснюється шляхом порівняння приведених розрахункових витрат. З-поміж усіх розглянутих варіантів обирається той, у якого ці витрати мінімальні. При цьому кожен варіант повинен повністю відповідати технічним вимогам, бути детально опрацьованим, включаючи вибір схем підстанцій, а також розрахунок витрат потужності, напруги тощо.

При порівнянні варіантів за приведеними витратами враховується вартість ліній електропередач, комірок комутаційних апаратів, трансформаторів, компенсуючих пристроїв та іншого обладнання. Окрім того, до уваги беруться відрахування на амортизацію.

Варіанти схем вважаються економічно рівноцінними, якщо різниця в приведених витратах не перевищує 5%.

Основним економічним критерієм для вибору оптимального варіанту є мінімум приведених витрат, які розраховуються за формулою:

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

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.

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 експлатації ПЛЕП				43,39		19,66		18,45
Вартість втрат електроенергії	МВт*ч	0,14	114,57	16,04	280,00	39,20	320,77	44,91
Сумарні витрати				142,77		92,20		109,20
Приведені загальні затрати				498,63		348,66		390,28

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

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ

Розрахунок режимів електричних мереж виконується з метою визначення:

- навантаження елементів мережі та відповідності її пропускну здатності очікуваним потокам потужності;
- перерізів проводів і кабелів, а також потужності трансформаторів;
- рівня напруги у вузлах і на елементах мережі, а також заходів, що забезпечують підтримання напруги в допустимих межах;
- втрат потужності та електроенергії для оцінки економічності мережі і ефективності заходів зі зниження цих втрат;
- інтегральних показників режиму роботи мережі за тривалий період передачі енергії, середніх значень окремих параметрів режиму (напруги у вузлах, завантаження трансформаторів, щільності струму в лініях електропередач), а також діапазону змін цих параметрів для розрахункових елементів мережі.

При аналізі перспективних сталих режимів необхідно розрізняти:

- розрахункові тривалі потоки потужності, що відповідають нормальним режимам роботи енергосистеми;
- розрахункові максимальні потоки, які виникають через випадкові відхилення від нормальних режимів.
- Для виявлення найбільших значень розрахункових тривалих потоків, як правило, достатньо розглянути такі характерні режими:
- режим максимальних навантажень у зимовий період, коли спостерігається найбільше споживання електроенергії та максимальне використання потужностей електростанцій.

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Для визначення максимальних значень нерегулярних потоків потужності перш за все необхідно розглянути післяаварійний режим, який виникає при відключенні найбільш завантажених ліній, трансформаторів або автотрансформаторів, а також при аварійному виході з ладу значного генеруючого потужність вузла (району).

Під мінімальним режимом роботи мережі розуміють стан, коли навантаження споживачів знижується до 25% від максимального значення.

Попереднє наближене потокорозподілення мережі в максимальному режимі було виконано раніше. Тепер необхідно визначити точне потокорозподілення мережі з урахуванням втрат потужності в лініях. Для цього зафіксуємо значення переданих потужностей у характерних точках мережі.

2.1. Точне потокорозподілення мережі в максимальному режимі

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1. - Точне потокорозподілення мережі в максимальному режимі

Кільцева схема

$P_B = P'_B =$	9,36	МВт					
$P_\Gamma = P_{B\Gamma} + P'_\Gamma + \Delta P_{B\Gamma} =$	1,93	+	11,07	+	0,001	=	13,00 МВт
$P_B = P_{BB} + P'_B + \Delta P_{BB} =$	7,42	+	7,05	+	0,015	=	14,48 МВт
$P_A = P_\Gamma + \Delta P_{A\Gamma} =$	13,00	+	0,060	=			13,06 МВт
$P_{A'} = P_B + \Delta P_{AB} =$	14,48	+	0,043	=			14,53 МВт
$Q_B = Q'_B =$	2,89	МВар					
$Q_\Gamma = Q_{B\Gamma} + Q'_\Gamma + \Delta Q_{B\Gamma} =$	-0,21	+	3,39	+	0,001	=	3,18 = Мвар
$Q_B = Q_{BB} + Q'_B + \Delta Q_{BB} =$	1,59	+	2,17	+	0,025	=	3,78 = Мвар
$Q_A = Q_\Gamma + \Delta Q_{A\Gamma} =$	3,18	+	0,102	=			3,29 МВт
$Q_{A'} = Q_B + \Delta Q_{AB} =$	3,78	+	0,074	=			3,86 МВт

$S_B =$	$P_B + jQ_B$	$=$	9,79	МВА
$S_\Gamma =$	$P_\Gamma + jQ_\Gamma$	$=$	13,38	МВА
$S_B =$	$P_B + jQ_B$	$=$	14,97	МВА
$S_A =$	$P_A + jQ_A$	$=$	13,47	МВА
$S_{A'} =$	$P_{A'} + jQ_{A'}$	$=$	15,03	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 2.2. - Навантаження мінімального режиму

Парметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачі		
		А	Б	В	Г
$P_{зад}$	МВт	***	1,75	2,325	2,75

Приведемо навантаження до високої сторони підстанції у таблиці 2.2.

Таблиця 2.3. - Приведення навантаження до високої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр}, \text{кВт}$	24,40	29,70	30,38
$\Delta Q_{тр}, \text{кВт}$	153,69	210,79	223,08
$P', \text{МВт}$	1,77	2,35	2,78
$Q', \text{Мвар}$	0,66	0,89	1,03
$S', \text{МВА}$	1,89	2,52	2,96

Розрахунок потокорозподілення в мінімальному режимі

$$P_{AB} = \frac{P'_T \cdot L_{TA} + P'_B \cdot (L_{TB} + L_{TA}) + P'_B \cdot (L_{BB} + L_{TB} + L_{TA})}{L_{BT} + L_{TB} + L_{BA} + L_{BA}} =$$

$$= \frac{2,78 * ##### + 2,35 * (9,27 + 16,02) + 1,77 * (12,39 + 9,27 + 16,02)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} =$$

$$= 3,64 \text{ МВт}$$

$$P_{AG} = \frac{P'_B \cdot L_{BA} + P'_B \cdot (L_{BA} + L_{BB}) + P'_T \cdot (L_{BA} + L_{BB} + L_{TB})}{L_{BT} + L_{TB} + L_{BA} + L_{BA}} =$$

$$= \frac{1,77 * 9,27 + 2,35 * (9,27 + 16,02) + 2,78 * (9,27 + 12,39 + 9,27)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} =$$

$$= 3,45 \text{ МВт}$$

$$P_{BG} = P_{AG} - P'_T = 3,45 - 2,78 = 0,67 \text{ МВт}$$

$$P_{BB} = P_{AB} - P'_B = 3,64 - 1,77 = 1,87 \text{ МВт}$$

$$Q_{AB} = \frac{Q'_T \cdot L_{TA} + Q'_B \cdot (L_{TB} + L_{TA}) + Q'_B \cdot (L_{BB} + L_{TB} + L_{TA})}{L_{BT} + L_{TB} + L_{BA} + L_{BA}} - Q_{зар AB} =$$

$$= \frac{1,03 * ##### + 0,89 * (9,27 + 16,02) + 0,66 * (12,39 + 9,27 + 16,02)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} -$$

$$- 0,30 = 1,36 \text{ Мвар}$$

$$Q_{AG} = \frac{Q'_B \cdot L_{BA} + Q'_B \cdot (L_{BA} + L_{BB}) + Q'_T \cdot (L_{BA} + L_{BB} + L_{TB})}{L_{BT} + L_{TB} + L_{BA} + L_{BA}} - Q_{зар AG} =$$

$$= \frac{0,66 * 9,27 + 0,89 * (9,27 + 16,02) + 1,03 * (9,27 + 12,39 + 9,27)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} -$$

$$- 0,52 = 0,77 \text{ Мвар}$$

$$Q_{BG} = Q_{AG} - Q'_T - Q_{зар BG} = 0,77 - 1,03 - 0,30 = -0,55 \text{ Мвар}$$

$$Q_{BB} = Q_{AB} - Q'_B - Q_{зар BB} = 1,36 - 0,66 - 0,40 = 0,30 \text{ Мвар}$$

$$S_{AG} = P_{AG} + jQ_{AG} = 3,45 + j 0,77 = 3,54 \text{ МВА}$$

$$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 3,64 + j 1,36 = 3,89 \text{ МВА}$$

		$S_{BG} =$	$P_{BG} + jQ_{BG} =$	$0,67 + j -0,55 =$	$0,87 \text{ МВА}$	Лист
		$S_{BB} =$	$P_{BB} + jQ_{BB} =$	$1,87 + j 0,30 =$	$1,89 \text{ МВА}$	
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	1,87	

ЕТ та ЕЕ 4815,055.000 ПЗ

Розрахунок струмів у мінімальному режимі

$$I_{AГ} = \frac{S_{AГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{3,54}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 18,58 \text{ A}$$

$$I_{AБ} = \frac{S_{AБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{3,89}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 20,43 \text{ A}$$

$$I_{BГ} = \frac{S_{BГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{0,87}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 4,57 \text{ A}$$

$$I_{BБ} = \frac{S_{BБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,89}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 9,93 \text{ A}$$

Розрахунок втрат мережі здійснимо у таблиці 2.4.

					ЕТ та ЕЕ 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4. 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	3,64	1,36	3,89	20,43	АС - 120	0,25	0,427	0,003	0,005	0,13	7,82
БВ	12,39	1,87	0,30	1,89	9,93	АС - 120	0,25	0,427	0,001	0,002	0,07	2,47
ВГ	9,27	0,67	-0,55	0,87	4,57	АС - 120	0,25	0,427	0,000	0,000	-0,01	0,39
АГ	16,02	3,45	0,77	3,54	18,58	АС - 120	0,25	0,427	0,004	0,007	0,17	11,17

Проведемо розрахунок точного поточкорозподілення в мінімальному режимі

$$P_B = P'_B = 2,35 \text{ МВт}$$

$$P_\Gamma = P_{B\Gamma} + P'_\Gamma + \Delta P_{B\Gamma} = 0,67 + 2,78 + 0,000 = 3,45 \text{ МВт}$$

$$P_B = P_{BB} + P'_B + \Delta P_{BB} = 1,87 + 1,77 + 0,001 = 3,64 \text{ МВт}$$

$$P_A = P_\Gamma + \Delta P_{A\Gamma} = 3,45 + 0,004 = 3,45 \text{ МВт}$$

$$P_{A'} = P_B + \Delta P_{AB} = 3,64 + 0,003 = 3,64 \text{ МВт}$$

$$Q_B = Q'_B = 0,89 \text{ МВар}$$

$$Q_\Gamma = Q_{B\Gamma} + Q'_\Gamma + \Delta Q_{B\Gamma} = -0,55 + 1,03 + 0,000 = 0,47 \text{ Мвар}$$

$$Q_B = Q_{BB} + Q'_B + \Delta Q_{BB} = 0,30 + 0,66 + 0,299 = 1,26 \text{ Мвар}$$

$$Q_A = Q_\Gamma + \Delta Q_{A\Gamma} = 0,47 + 0,770 = 1,24 \text{ МВТ}$$

$$Q_{A'} = Q_B + \Delta Q_{AB} = 1,26 + 0,005 = 1,27 \text{ МВТ}$$

$$S_B = P_B + jQ_B = 2,52 \text{ МВА}$$

$$S_\Gamma = P_\Gamma + jQ_\Gamma = 3,48 \text{ МВА}$$

$$S_B = P_M + jQ_M = 3,85 \text{ МВА}$$

$$S_A = P_B + jQ_B = 3,67 \text{ МВА}$$

$$S_{A'} = P_H + jQ_H = 3,86 \text{ МВА}$$

2.3. Наближене та точне поточкорозподілення мережі в післяаварійному режимі

Усі розрахунки здійснюються аналогічно максимальному режиму у відповідності до вже вибраного електрообладнання та ліній електропередач при умові обриву одного проводу на головній ділянці АБ. При цьому схема перетворюється у магістральну з однобічним живленням, а на підстанціях залишаються в роботі два трансформатори внаслідок роботи ремонтної перемички, що дозволяє шляхом оперативних перемикачів залишити в роботі два трансформатори.

					ЕТ та ЕЕ 041.055.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Розрахунок поточкорозподілення в п/ав режимі

$$P_{БВ} = P'_{Б} = 7,05 \text{ МВт}$$

$$P_{ВГ} = P_{БВ} + P'_{В} = 7,05 + 9,36 = 16,40 \text{ МВт}$$

$$P_{АГ} = P_{ВГ} + P'_{Г} = 16,40 + 11,07 = 27,47 \text{ МВт}$$

$$Q_{БВ} = Q'_{Б} - Q_{зар\ БВ} = 2,17 + 0,40 = 2,57 \text{ МВт}$$

$$Q_{ВГ} = Q_{БВ} + Q'_{В} - Q_{зар\ ВГ} = 2,57 + 2,89 - 0,30 = 5,16 \text{ МВт}$$

$$Q_{АГ} = Q_{ВГ} + Q'_{Г} - Q_{зар\ АГ} = 5,16 + 3,39 - 0,52 = 8,03 \text{ МВт}$$

$$S_{БВ} = P_{БВ} + jQ_{БВ} = 7,50 \text{ МВА}$$

$$S_{ВГ} = P_{ВГ} + jQ_{ВГ} = 17,19 \text{ МВА}$$

$$S_{АГ} = P_{АГ} + jQ_{АГ} = 28,62 \text{ МВА}$$

Розрахунок струмів в після аварійному режимі

$$I_{БВ} = \sqrt{\frac{S_{МГ}}{3 \cdot n \cdot U_{НОМ}}} = \sqrt{\frac{7,50}{3 \cdot 1 \cdot 110}} = 19,70 \text{ А}$$

$$I_{ВГ} = \sqrt{\frac{S_{МВ}}{3 \cdot n \cdot U_{НОМ}}} = \sqrt{\frac{17,19}{3 \cdot 1 \cdot 110}} = 45,18 \text{ А}$$

$$I_{АГ} = \sqrt{\frac{S_{НБ}}{3 \cdot n \cdot U_{НОМ}}} = \sqrt{\frac{28,62}{3 \cdot 1 \cdot 110}} = 75,19 \text{ А}$$

Таблиця 2.4. - Розрахунок втрат в післяаварійному режимі

Дільниця	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	12,39	7,05	2,57	7,50	19,70	АС - 120	0,25	0,427	0,014	0,025	0,32	38,85
ВГ	9,27	16,40	5,16	17,19	45,18	АС - 120	0,25	0,427	0,057	0,097	0,53	152,90
АГ	16,02	27,47	8,03	28,62	75,19	АС - 120	0,25	0,427	0,271	0,463	1,50	731,80

БВ	12,39	7,05	2,57	7,50	19,70	АС - 120	0,25	0,427	0,014	0,025	0,32	38,85
ВГ	9,27	16,40	5,16	17,19	45,18	АС - 120	0,25	0,427	0,057	0,097	0,53	152,90
АГ	16,02	27,47	8,03	28,62	75,19	АС - 120	0,25	0,427	0,271	0,463	1,50	731,80

Розрахунок точного потокорозподілення в післяаварійному режимі

$$\begin{aligned}
 P_B &= P'_B = 7,05 \text{ МВт} \\
 P_B &= P'_B + P_B + \Delta P_{BB} = 9,36 + 7,05 + 0,014 = 16,42 \text{ МВт} \\
 P_\Gamma &= P'_\Gamma + P_B + \Delta P_{B\Gamma} = ##### + 16,42 + 0,057 = 27,54 \text{ МВт} \\
 P_A &= P_\Gamma + \Delta P_{A\Gamma} = ##### + 0,27 = 27,81 \text{ МВт}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_B &= Q'_B = 2,17 \text{ МВт} \\
 Q_B &= Q'_B + Q_B + \Delta Q_{BB} = 2,89 + 2,17 + 0,025 = 5,09 \text{ МВт} \\
 Q_\Gamma &= Q'_\Gamma + Q_B + \Delta Q_{B\Gamma} = 3,39 + 5,09 + 0,097 = 8,57 \text{ МВт} \\
 Q_A &= Q_\Gamma + \Delta Q_{A\Gamma} = 8,57 + 0,46 = 9,03 \text{ МВт}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 S_B &= P_B + jQ_B = 7,37 \text{ МВА} \\
 S_B &= P_\Gamma + jQ_\Gamma = 17,18 \text{ МВА} \\
 S_\Gamma &= P_M + jQ_M = 28,84 \text{ МВА} \\
 S_A &= P_M + jQ_M = 29,24 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

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

Максимальний режим

$$\begin{aligned}
 U_{\Gamma} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АГ}} = \text{#####} - 0,69 = 114,31 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В(А)}} &= U_{\Gamma} - \Delta U_{\text{ВГ}} = \text{#####} - 0,03 = 114,28 \text{ кВ} \\
 U_{\text{Б}} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АБ}} = \text{#####} - 0,45 = 114,55 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В(А')}} &= U_{\text{Б}} - \Delta U_{\text{БВ}} = \text{#####} - 0,29 = 114,26 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В}} &= (U_{\text{В(А)}} + U_{\text{В(А')}})/2 = \frac{\text{#####} + 114,26}{2} = 114,27 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Мінімальний режим

$$\begin{aligned}
 U_{\Gamma} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АГ}} = \text{#####} - 0,17 = 114,83 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В(А)}} &= U_{\Gamma} - \Delta U_{\text{ВГ}} = \text{#####} - 0,00 = 114,83 \text{ кВ} \\
 U_{\text{Б}} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АБ}} = \text{#####} - 0,13 = 114,87 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В(А')}} &= U_{\text{Б}} - \Delta U_{\text{БВ}} = \text{#####} - 0,07 = 114,81 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В}} &= (U_{\text{В(А)}} + U_{\text{В(А')}})/2 = \frac{\text{#####} + 114,81}{2} = 114,82 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Післяаварійний режим

$$\begin{aligned}
 U_{\Gamma} &= U_{\text{ДЖ}} - \Delta U_{\text{АГ}} = \text{#####} - 1,50 = 113,50 \text{ кВ} \\
 U_{\text{В}} &= U_{\Gamma} - \Delta U_{\text{ВГ}} = \text{#####} - 0,53 = 112,97 \text{ кВ} \\
 U_{\text{Б}} &= U_{\text{В}} - \Delta U_{\text{ВБ}} = \text{#####} - 0,32 = 112,65 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

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

ВИСНОВКИ:

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 4815.055.000 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. Режими 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 4815.055.000 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 4815.055.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		