

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

До захисту допущено
кафедрою електротехніки та електроенергетики протокол № _____ від _____

завідувач кафедри _____ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

Реконструкція мереж 110 кВ Харківської області
(тема роботи)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

Здобувач _____ Андрій БОНДАРЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Науковий керівник _____ Костянтин БРОВКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Харків – 2026

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

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Завідувач кафедри

Артем ЧЕРНЮК

(ім'я, прізвище)

_____ (підпис)

«__» _____ 2026 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

БОНДАРЕНКО Андрій Миколайович
(прізвище, ім'я, по батькові здобувача)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

1. Тема роботи: Реконструкція мереж 110 кВ Харківської області

керівник роботи Бровко Костянтин Юрійович, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по Університету від «15» грудня 2025 року,

№ 4801-5/4399

2. Строк подання здобувачем роботи: «20» червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи: технологічний процес, характеристика
електроприймачів, кількість та потужність електроприймачів напругою до 1 кВ

4. Коротка характеристика району; Складання балансів активної і
реактивної потужності конфігурації діючої мережі; Розробка варіантів
конфігурації мережі; Розрахунок параметрів режиму максимального і
мінімального навантаження варіантів мережі; Техніко – економічне порівняння
варіантів; Розрахунок параметрів режиму оптимального варіанту; Вибір засобів

регулювання напруги; Аналіз впровадження сучасних багатофункціональних АСУ в районних розподільчих мережах

5. План роботи

№ з/п	Назви етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вихідні дані і коротка характеристика району		
2	Складання балансів активної і реактивної потужності конфігурації діючої мережі		
3	Варіанти конфігурації мережі		
4	Задачі і методика розрахунків сталих режимів мережі		
5	Розрахунок параметрів режиму максимального і мінімального навантаження варіантів мережі		
6	Техніко – економічне порівняння варіантів		
7	Розрахунок параметрів режиму оптимального варіанту		
8	Вибір засобів регулювання напруги		
9	Аналіз впровадження сучасних багатофункціональних АСУ в районних розподільчих мережах		
10	Охорона праці		

6. Дата видачі завдання: «__» _____ 2026 року

Здобувач вищої освіти _____ Андрій БОНДАРЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Керівник роботи _____ Костянтин БРОВКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

У бакалаврській роботі розглянуто питання реконструкції та розвитку електричної мережі 110 кВ Лозівського району Харківської області з метою підвищення надійності електропостачання споживачів.

Об'єкт дослідження – розподільна електрична мережа 110 кВ Лозівського енергорайону.

Предмет дослідження – процеси аналізу сталих і післяаварійних режимів, техніко-економічного порівняння варіантів конфігурації мережі, вибору засобів регулювання напруги та впровадження автоматизованих систем контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ).

У процесі виконання роботи було проведено аналіз сучасного стану існуючої мережі, складено баланси активної та реактивної потужності. На основі вихідних даних сформовано два варіанти конфігурації мережі: складно-замкнена та магістрально-радіальна. За допомогою спеціалізованої програми на ЕОМ виконано розрахунки поточкорозподілення та рівнів напруги в режимах максимальних навантажень та в післяаварійних ситуаціях.

За результатами техніко-економічного порівняння обрано оптимальний варіант, який передбачає заміну окремих ділянок проводів, що забезпечує підвищення пропускної здатності та надійності. Виконано перевірку обраних перетинів проводів за умовами нагріву в нормальних та післяаварійних режимах. Проведено оцінку достатності регульовального діапазону трансформаторів з РПН для забезпечення нормованих відхилень напруги у споживачів. Окрему увагу приділено аналізу впровадження сучасних багатофункціональних автоматизованих систем управління та комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) на прикладі АК «Харківобленерго» як засобу підвищення ефективності управління енергоспоживанням.

Ключові слова: електрична мережа 110 кВ, поточкорозподілення, реконструкція, надійність електропостачання, регулювання напруги, компенсація реактивної потужності.

ABSTRACT

The bachelor's thesis considers the issue of reconstruction and development of the 110 kV electric network of the Lozovsky district of the Kharkiv region in order to increase the reliability of electricity supply to consumers.

The object of the study is the 110 kV distribution electric network of the Lozovsky energy district.

The subject of the study is the processes of analysis of stable and post-accident modes, technical and economic comparison of network configuration options, selection of voltage regulation means and implementation of automated electricity control and metering systems.

In the process of performing the work, an analysis of the current state of the existing network was conducted, active and reactive power balances were compiled. Based on the initial data, two network configuration options were formed: complex-closed and main-radial. Using a specialized computer program, calculations of flow distribution and voltage levels in maximum load modes and in post-accident situations were performed.

According to the results of the technical and economic comparison, the optimal option was selected, which involves replacing individual sections of wires, which ensures increased throughput and reliability. Selected wire cross-sections were checked under heating conditions in normal and post-accident modes. The adequacy of the regulating range of transformers with on-load tap-changers to ensure normalized voltage deviations at consumers was assessed. Special attention was paid to the analysis of the implementation of modern multifunctional automated control systems and commercial electricity metering (ACSM) on the example of AK "Kharkivoblenergo" as a means of increasing the efficiency of energy consumption management.

Keywords: 110 kV electrical network, power distribution, reconstruction, reliability of power supply, voltage regulation, reactive power compensation.

ЗМІСТ

УМОВНІ ПОЗНАЧКИ.....	
ВСТУП.....	
1. Вихідні дані і коротка характеристика району.....	
2. Складання балансів активної і реактивної потужності конфігурації діючої мережі.....	
3. Варіанти конфігурації мережі.....	
4. Задачі і методика розрахунків сталих режимів мережі.....	
5. Розрахунок параметрів режиму максимального і мінімального навантаження варіантів мережі.....	
6. Техніко – економічне порівняння варіантів.....	
7. Розрахунок параметрів режиму оптимального варіанту.....	
8. Вибір засобів регулювання напруги.....	
9. Аналіз впровадження сучасних багатофункціональних АСУ в районних розподільчих мережах.....	
10. Охорона праці.....	
ВИСНОВКИ.....	
ЛІТЕРАТУРА.....	

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ			
Зм.	Лист	П.І.Б.	Підпис	Дата				
Розробив		Бондаренко			Реконструкція мереж 110 кВ Харківської обл.	Літ	Лист	Листів
Перевірив		Бровко						
Н. контрол.		Олійник				ЗЕА-Е23 (2к)		
Затвердив		Чернюк						

УМОВНІ ПОЗНАЧКИ

АТ	автотрансформатор
ПС	підстанція
ВЛ	високовольтна лінія
ЦЖ	центр живлення
КВП	контрольно-вимірювальні прилади
ЛЕП	лінія електропередачі
НТД	нормативно-технічна документація
ВРП	відкритий розподільний пристрій
ПТБ	правила техніки безпеки
ПУЕ	правила улаштування електроустановок
РП	розподільний пристрій
РП ВН	розподільний пристрій високої напруги
РП СН	розподільний пристрій середньої напруги
в.п.	власні потреби
ТН	трансформатор напруги
ТВП	трансформатор власних потреб
ТС	трансформатор струму

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВСТУП

Основними розподільними мережами в енергорайоні є мережі 330/110 кВ у даний час пропускна здатність мереж збільшується тому що міняється розподіл навантаження по вузлах. Крім того діючі підстанції експлуатуються з 30-40 років. Устаткування застаріло схеми не відповідають вимогам перетину діючих ЛЕП вимагає перевірки.

Частина підстанцій змінили свої призначення.

Усе це визначає актуальність роботи з реконструкції і розвитку енергорайонів країни.

У дипломному проекту розглянемо режими роботи мережі 110 кВ Лозівського району Харківської області і метою проекту є розробка заходів щодо підвищення надійності електропостачання споживачів району.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ВИХІДНІ ДАНІ І КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ

Вихідними даними для виконання проекту є:

- план-карта району, на якій відображено взаємне розташування ймовірних джерел живлення та споживачів, що діють, і ліній, що проектуються;
- лінії електропередачі та підстанції;
- значення максимальних повних потужностей вузлів навантаження (підстанцій та споживачів) у комплексному виді на період до 2030 р.;
- паспорт підстанції «А» 330/110 кВ – центру живлення району;
- потужність короткого замикання на шинах підстанції 330 кВ ПС «А», що становить 5700 МВА;
- бажане значення $\cos \varphi$ мережі 110 кВ ($\cos \varphi_{110} = 0,92$);
- річне число годин використання максимуму навантаження $T_{\max} = 6100$ год/рік;
- кліматична зона району.

Згідно з ПУЕ, визначення розрахункових кліматичних умов для проектування повітряних ліній повинно відповідати нормам кліматичного районування, уточненим за потреби на підставі даних багаторічних спостережень за швидкістю вітру, інтенсивністю та питомою вагою ожеледно-ізморозних відкладень і температурою траси в зоні проєктованої повітряної лінії.

Проєктована ділянка розташована у другому районі за швидкісними напорами вітру. Величини найбільших нормативних швидкісних напорів на висоті 10 м від землі для характерного району беремо з [1] і зводимо в таблицю 1.1.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 1.1. Величина швидкісних напорів вітру

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

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

Для проєктованої ділянки характерний третій район по ожеледі. Нормативна товщина стінки ожеледі на висоті 10 м над землею беремо з [1] і зводимо в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2. Нормативна товщина стінки ожеледі

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

У проєктованому районі час гроз складає 80-100 годин.

1.1. Характеристика мережного району, вимоги до конфігурації мережі

Мережі 110 кВ є розподільними і призначені для електропостачання промислових підприємств, сільського господарства, електрифікованих залізниць та міст.

Підстанції можуть бути транзитними або тупиковими, підключеними відпайками ЛЕП. На деяких підстанціях встановлені силові трансформатори потужністю, що не відповідає навантаженню споживачів. Мережі виконані проводами, перетин яких також не відповідає сучасним вимогам. Устатку-

вання низки підстанцій вичерпало свій ресурс – воно морально та фізично застаріло, оскільки термін його служби досягає 40 років, а іноді й перевищує його.

У зв'язку з цим в енергетиці приділяється велика увага як розвитку, так і реконструкції високовольтних електричних мереж.

Відповідно до карти-схеми електричних мереж у районі наявні 8 підстанцій, з'єднаних у складну замкнену мережу. Потужність підстанцій у перспективі на 2030 р. представлена в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3. Потужність підстанцій у перспективі на 2030 р.

Підстанція	Широке	Лозова	Ковальсько-механічний завод	Трактордеталь	Лозівський молочний завод	Степанівка	Панютинський вагоноремонтний завод	Закутнівка
P+jQ, МВА	10+j5	25+j5	21+j10	10+j5	24+j7.5	16+j8	31+j14	11+j6

Центр живлення підстанція «А» 330/110 кВ

Перетини і довжини ділянок ЛЕП 110 кВ приведені в таблиці 1.4

Таблиця 1.4 Перетину і довжини ділянок ЛЕП 110 кВ району

Ділянка	Довжина ЛЕП, км	Марка і перетин ЛЕП	Ділянка	Довжина ЛЕП, км	Марка і перетин ЛЕП
11-1	8	АС-185	5-6	3	АС-120
1-2	3	АС-185	6-7	4	2хАС-95
2-3	7	АС-120	7-8	9,2	2хАС-185
3-4	8	АС-120	8-11	8	2хАС-185
4-5	2,3	АС-120	2-10	3	АС-95
10-9	2	АС-95	9-4	6,3	АС-95
9-11	8,3	АС-185			

У районі по вимогах надійності електропостачання маються споживачі I, II й III категорій.

Вибір схем електричної мережі полягає у визначенні розташування підстанцій, зв'язків між ними, розробці принципів схем підстанцій, визначенні числа та потужності трансформаторів на підстанціях і перетинів проводів ЛЕП.

Складання найбільш доцільних варіантів схем є досить складною задачею. Для вибору економічно ефективних варіантів розвитку електричних мереж використовуються математичні моделі та ЕОМ.

Основною вимогою до схеми мережі є забезпечення необхідної надійності [1]. За цим критерієм електроприймачі розподіляються на категорії:

Перша категорія споживачів – електроприймачі, порушення електропостачання яких може створити небезпеку для життя людей, завдати значних збитків народному господарству або порушити функціонування особливо важливих елементів економіки. Ці електроприймачі повинні одержувати живлення від двох незалежних джерел, а будь-яке переривання електропостачання допускається лише на час автоматичного введення резервного живлення.

При розробці схем електричних мереж необхідно забезпечувати нормальну якість електричної енергії для споживачів. Схема повинна бути гнучкою, пристосованою до різних режимів передачі і розподілу потужності. Розвиток мереж повинен передбачати раціональне поєднання нових і діючих ліній, максимальне використання існуючих мереж з урахуванням їх реконструкції.

Схема повинна забезпечувати оптимальний рівень струмів короткого замикання, який у мережах 110 кВ не повинен перевищувати 31,5 кА. Прийнята схема мережі повинна враховувати можливість виконання релейного захисту, протиаварійної та режимної автоматики. Однією з найважливіших вимог є можливість побудови схеми з уніфікованих елементів.

На даний час в енергорайоні необхідно провести реконструкцію підстанцій ХПФ (№6) та Південно-Західна (№1), а також заміну проводів на окремих ділянках ЛЕП.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На підставі зазначених принципів можна рекомендувати до подальшого розгляду два варіанти мереж:

- складно-замкнена мережа;
- мережа з використанням магістрально-радіальних ліній.

Кільцеві мережі, порівняно з магістральними, мають більшу довжину трас, підвищені втрати потужності та енергії, а також більші втрати напруги у післяаварійному режимі. Водночас вони дозволяють спрощувати схеми транзитних підстанцій, можуть знизити вартість одноланцюгових ліній і забезпечують зручні можливості приєднання нових підстанцій.

Для кожного варіанту схеми визначаються та перевіряються номінальні напруги.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sum Q_{л} = q_{оср} \cdot \sum L_{дiюч} ,$$

де $\sum L_{дiюч}$ - сумарна довжина ліній варіантів електричної мережі

$$\sum L_{дiюч} = \sum L_{1цен} + \sum L_{2цен} = (8+3+7+8+2,3+2+8,3+3+3+6,3) + 2 \cdot (4+9,2+8) = 93,3 \text{ км}$$

$$\sum Q_{л} = 0,035 \cdot 93,3 = 3,27 \text{ Мвар}$$

Розрахунок балансів потужності приведемо в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Розрахунок балансів потужності

Найменування	Активна потужність, МВА	Реактивна потужність Мвар
Споживання		
споживачі району	148	60,5
втрати потужності	13,32	9,68
разом	161,32	70,18
Покриття		
від підстанції «А»	161,32	64,9
зарядна потужність ліній		3,27
разом	161,32	68,17
$\Delta Q = Q_A + \sum Q_{л} - \sum Q_{п}$		- 2,01

Дефіцит реактивної потужності складає 2,01 Мвар

На деяких підстанціях необхідно передбачити установку пристроїв, що компенсують реактивну потужність

3. ВАРІАНТИ КОНФІГУРАЦІЇ МЕРЕЖІ

Варіант №1 представляє існуючу схему мережі району, що є складно-замкненою. Базовий варіант представлений на рисунку 3.1.

На рисунку пронумеровані характерні крапки мережі, зазначені величини потужностей підстанцій споживачів і відстані між характерними крапками, а так само марка і перетин проводу ЛЕП у даний момент. Відкілья видно, що на ряді ділянок застосовується провід марки АС – 95, що говорить про додаткові втрати на корону.

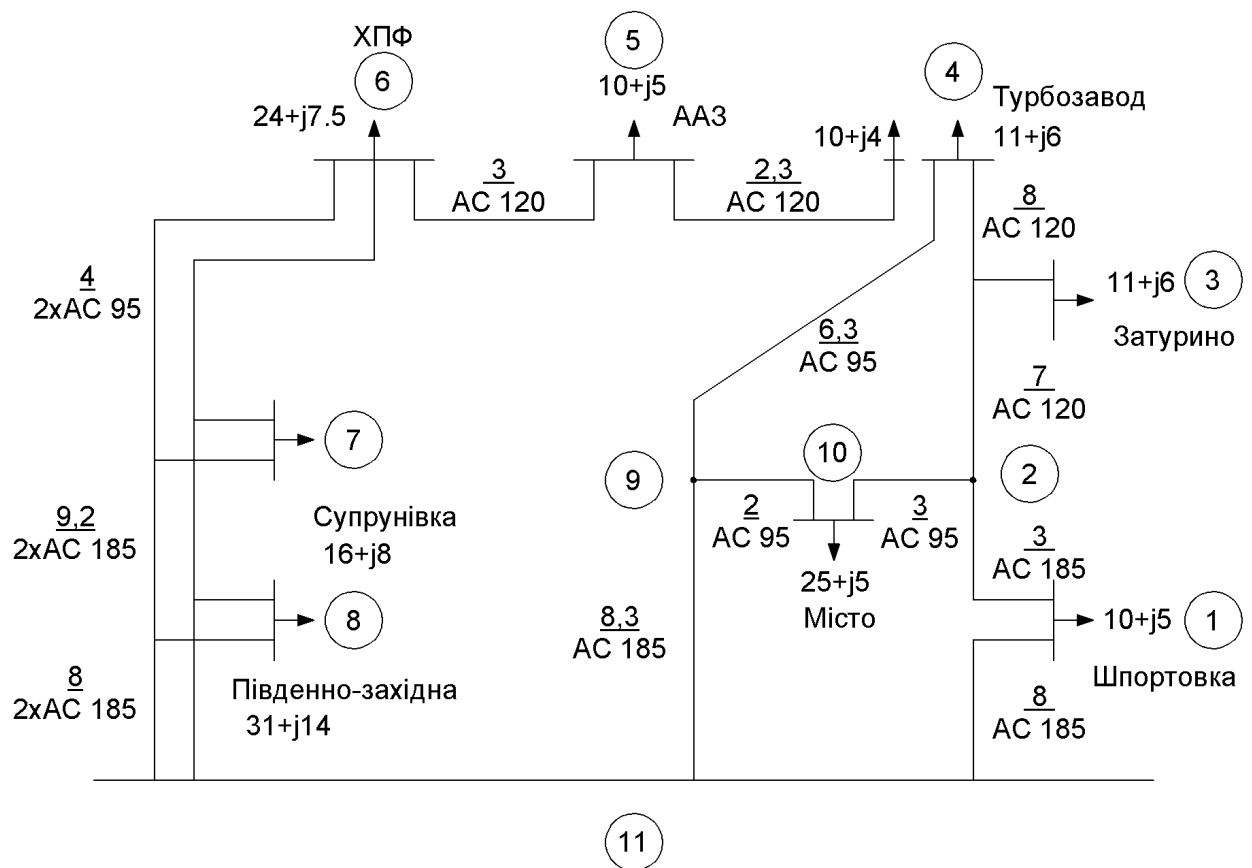


Рис. 3.1. Варіант мережі №1

Другий варіант мережі складений із застосуванням магістральних схем і представлений на рис. 3.2.

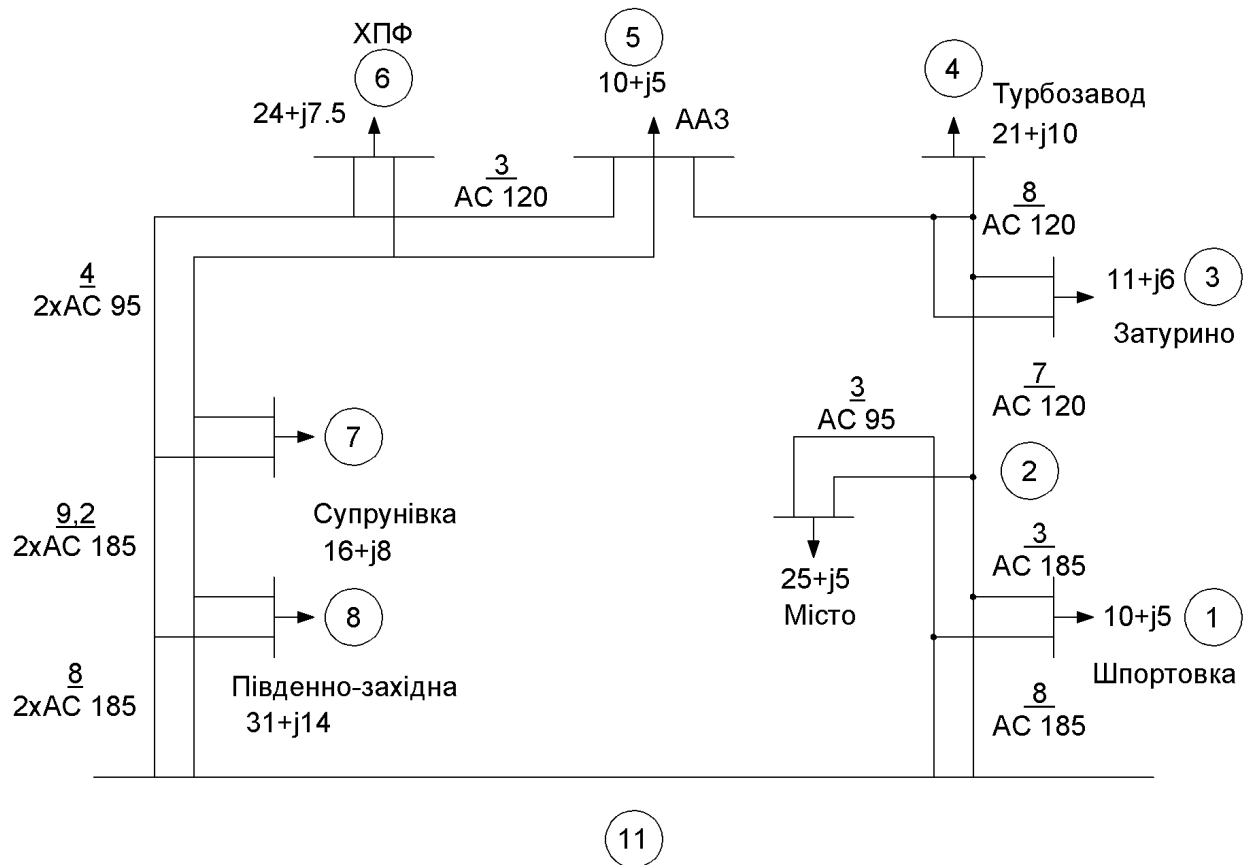


Рис. 3.2. Варіант мережі №2

На даному рисунку зазначені марка і перетин проводів, що теоретично можливо залишити. Доцільно це чи ні – розглянемо далі в проекті і прийнемо рішення про заміну окремих ділянок мережі.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. ЗАДАЧІ І МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ СТАЛИХ РЕЖИМІВ

Розподіл потоків потужності в мережі визначається розрахунками на ПЕОМ. Програма розрахунку розроблена на кафедрі «Електротехніки та електроенергетики» Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна.

Розрахунки виконуються за допущеннями про симетрію навантажень та рівність власних і взаємних опорів проводів ЛЕП. При цьому застосовуються однакові параметри фаз. У реальних умовах параметри фаз можуть відрізнятися через несиметричне розташування проводів на опорах та наявність рівнобіжних ліній, що проходять по одній трасі.

Як правило, для розрахунків приймають одну лінійну схему з параметрами, що відповідають схемі заміщення частки прямої послідовності.

Джерелом живлення в таких схемах є система необмеженої потужності, а елементами системи – лінії електропередачі, трансформатори та електричні навантаження.

На рис. 4.1 приведена розрахункова схема заміщення лінії з подовжніми опорами r_L , x_L та ємнісними провідностями на землю $B_L/2$.

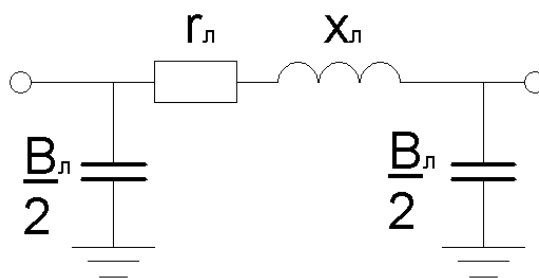


Рис 4.1 Схема заміщення лінії ЕП.

ПС «А» вважається джерелом необмеженої потужності, при цьому приймаємо напругу шин 110 кВ. При складанні схеми заміщення розподільної мережі параметри трансформаторів 330/110 кВ не враховуються.

Електричне навантаження складається з приймачів електричної енергії, які підключаються до розподільної мережі через знижувальні трансформатори (рис. 1.4). Комплексні навантаження задаються потужністю S_{ni} :

$$S_{ni} = P + jQ = U \cdot I^*$$

де I^* – сполучений комплексний струм.

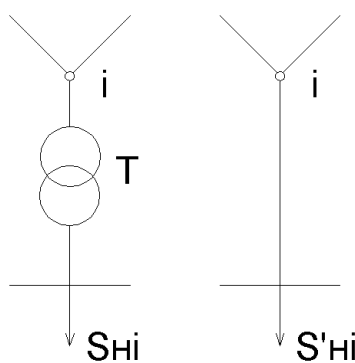


Рис 4.2. Вузол навантаження.

Для спрощення розрахункової схеми у вузлах мережі задають так, називану приведене навантаження S_{Hi}

$$S_{Hi} = \underline{S}_{Hi} + \Delta \underline{S}_T = \underline{S}_{Hi} + \Delta \underline{S}_M + \Delta \underline{S}_{ст},$$

де $\Delta \underline{S}$ - утрати потужності в трансформаторі, що складаються з утрат потужності в міді $\Delta \underline{S}_M$ і втрат потужності в сталі $\Delta \underline{S}_{ст}$ при виборі варіантів схеми мережі приймаємо за розрахункові задані потужності навантажень підстанції, зазначеної в таблиці 4.1. При відсутності даних про понижуючі трансформатори втратами активної потужності зневажають, тобто $\Delta P_T=0$, а втрати реактивної потужності визначають приблизно:

$$\Delta Q_T \approx 0,08 S_{Hi}$$

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Найбільший розподіл для розрахунків сталих режимів електричної мережі одержав метод вузлових напруг.

Рівняння вузлових напруг випливає з першого закону Кірхгофа. Рівняння балансу струмів для виробничих вузлів мережі мають вигляд:

$$\underline{I}_i - \sum \underline{I}_{li} = 0 \quad i=1, n$$

$$I_i = \frac{S_i^*}{U_i^*},$$

де \underline{I}_i – струм навантаження у вузлі i ;

n – число вузлів

\underline{I}_{li} – струм, що підтікає до вузла i по гілці li .

Для розв'язання рівнянь балансу струмів можна застосовувати різні методи.

Для розрахунку режимів розподільних мереж найбільш доцільними вважають методи з простою обчислювальною процедурою та високою швидкістю. Основними ітераційними методами є метод простої ітерації, метод Зейделя та метод Ньютона.

У розробленій програмі застосовується метод Ньютона. Він базується на лінеаризації рівнянь у процесі ітерацій шляхом розкладання функцій нев'язок у ряд Тейлора та відкидання нелінійних членів.

Рівняння балансу струмів для розрахункової схеми має вигляд:

$$I_i + U_i \sum_{l=0}^n Y_{il} \cdot \eta_{il} = 0$$
$$\bar{i}, \bar{l} = \bar{1}, \bar{n},$$

де

n – число вузлів схеми, крім вузла нульового потенціалу – «землі»

коефіцієнт трансформації – K_{ij} , $\eta_{il} = 1$, якщо лінія без трансформатора

$Y = 1/z$ - провідність гілок

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\underline{U} = Ue^{j\varphi} = U^I + j U^II$ - комплекс напруги;

U^I, U^II, U, φ -- речовинний і мнимий складова, модуль і фаза напруги

Виразивши струм \underline{I}_i через потужність S_i і напругу, запишемо рівняння у вигляді:

$$\Phi_i(U) = \frac{S_i^*}{U_i^*} + U_i \sum_{l=0}^n \eta_{il} \cdot Y_{il} = 0, \quad i = \bar{1}, \bar{n}$$

де $\Phi_i(U)$ – функція нев'язань рівнянь

S_i – повна потужність навантажень, спрямована від вузла i .

Наявність сполученого комплексу напруги приводить до недиференцируемості функцій нев'язань на комплексній площині. У наслідку цього при рішенні рівнянь методом Ньютона їх розділяють на речовинні і мнимі складові.

У результаті математичних викладень отримана ітераційна формула, яка прийнята в програмі розрахунку сталих режимів.

$$\underline{U}^{(k+1)} = \underline{U}^{(k)} + \Delta \underline{U}^{(k+1)}$$

де $\underline{U}^{(k)}, \underline{U}^{(k+1)}$ – k -і, $(k+1)$ -е наближення шуканого перемінного (U).

Помноживши U_i , можна одержати рівняння балансу потужностей

$$F = S_i^* = U_i^{*2} \sum_{i=0}^n \eta_{il} Y_{il} = 0$$

Небаланс потужності у вузлі $I (F_i, 1, n-1)$ визначають на кожній ітерації.

При досягненні достатньої точності ітераційного процесу розрахунку припиняють. Припустимий небаланс потужності $(0,001-0,01) S$.

5. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМІВ МАКСИМАЛЬНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ВАРІАНТІВ КОНФІГУРАЦІЇ

Програма дозволяє визначати модулі та фази напруг у вузлах, втрати активної та реактивної потужності на кінцях кожної з гілок схеми, а також струми в гілках.

Програма враховує такі типи вузлів електричної мережі:

Балансуєчий вузол – у якому напруга U_b задається модулем і нульовою фазою, а активна та реактивна потужності в цьому вузлі визначаються за балансом потужностей.

Навантажувальні вузли – у яких задані величини активної P та реактивної Q потужності навантажень, а модулі та фази напруг у цих вузлах розраховуються.

Генераторні вузли – у даному випадку відсутні.

Програма складається з різних модулів: уведення вихідних даних, формування матриці провідностей та її обернення, обчислення напруг.

Вихідні дані по гілках наведені в таблиці 5.1. Розрахунок виконується для варіантів, при яких вузлам присвоюють порядкові номери; балансуєчий вузол приймається за центр живлення.

Гілки кодуються парою номерів вузлів, між якими вони розташовані: **лівий вузол – I, правий вузол – J**. Позитивним напрямком потоку потужності в гілках вважається напрямок до вузла I.

Параметри гілок включають: активний опір R , реактивний опір X , ємнісну провідність лінії B та коефіцієнт трансформації K (для лінії $K=1$). У таблиці 5.1 значення 0 позначає відсутність параметрів.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 5.1. Параметри гілок, варіант 1

Номер початку I	Номер кінця J	R, Ом	X, Ом
11	1	1,28	3,2
1	2	0,48	1,2
2	3	1,12	2,8
3	4	1,84	3,2
4	5	0,57	0,9
5	6	0,75	1,2
6	7	0,6	0,8
7	8	0,74	1,84
8	11	0,64	1,6
9	10	1,65	2,2
10	11	4,2	3,5
9	11	1,6	4

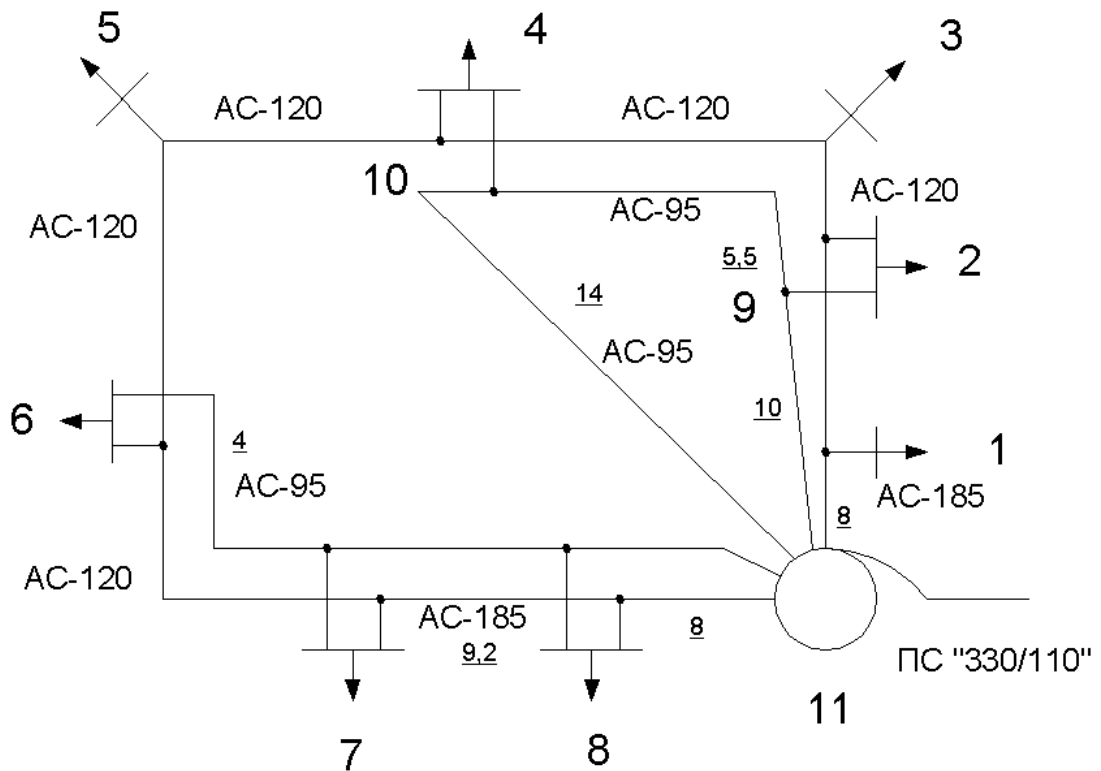


Рис 5.1. Варіант розподільної мережі

Підстанції, що відповідають вузлам 3,5, - прохідні, інші – тупикові, приєднані відпайками до ЛЕП.

У попередніх розрахунках приймаємо перетину проводів, Експлуатованих у даний час.

У таблиці 5.2 приведені параметри вузлів (варіанти 1 і 2)

Таблиця 5.2. Параметри вузлів схеми

Номер вузла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Активна потужність Р, МВт	10	25/2	11	21/2	10	13	1,6	31	12,5	21/2	0
Q, Мвар	5	5/2	6	10/2	5	4	8	14	2,5	10/2	0

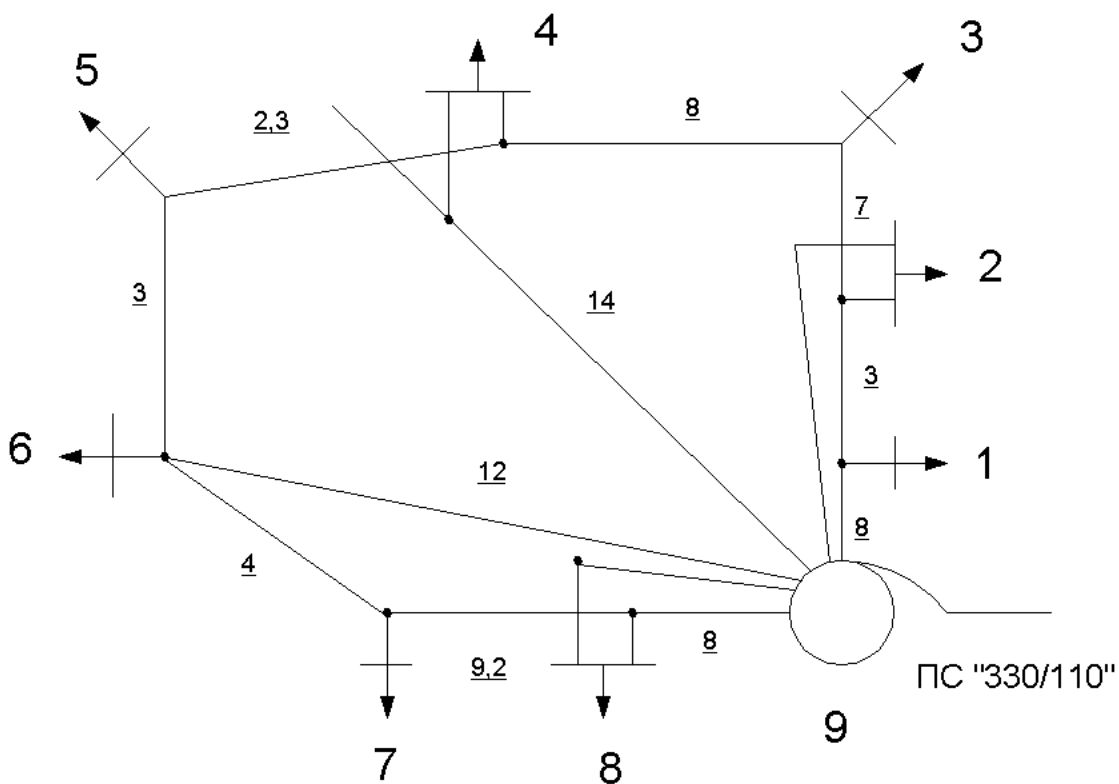


Рис 5.2. Розподіл мережі 110 кВ.

Намічаємо другий варіант мережі, де підстанції 3, 4, 5, 6, 7 з'єднані в складно-замкнену мережу.

Таблиця 5.3 Параметри гілок варіант 2.

Номер початку I	Номер кінця J	Гілка L, км	R, Ом	X, Ом
9	1	8	1,28	3,2
1	2	3	0,48	1,2
2	3	7	1,12	2,8
3	4	8	1,85	3,2
9	4	14	1,68	5,6
9	2	11	3,3	4,4
4	5	3	0,57	0,9
5	6	3	0,75	1,2
6	9	12	1,44	4
6	7	4	0,92	1,6
7	8	9,2	1,48	3,68
8	9	4	0,64	1,6

Опору ділянок мережі визначається з урахуванням числа рівнобіжних гілок, ємнісною провідністю зневажаємо.

Результати ітераційного розрахунку режиму визначають напруга у вузлах, кутф. при числі ітерацій циклу, рівному чотирьом, небаланс потужностей (активного і реактивної) малий порядку 0,001, що дозволило перейти до розрахунків поточкорозподілення потужностей по гілкам схем.

Результати розрахунку поточкорозподілення приведені в таблицях.

Таблиця 5.4. Результати розрахунку поточкорозподілення. Варіант 1.

Гілка I - J	Потік		Потік	
	P _{I-J} , МВт	j _{I-J} , Мвар	P _{J-I} , МВт	j _{J-I} , Мвар
11-1	-43,096	-18,949	42,882	18,413
1-2	-32,88	-13,413	32,838	13,297
2-3	-20,84	-10,796	20,792	10,677
3-4	-9,796	-4,677	9,779	4,6479
4-5	0,716	0,353	-0,716	-0,353
5-6	10,711	5,351	-10,719	-5,365
6-7	34,71	12,866	34,775	12,952
7-8	50,77	20,952	-50,944	-21,385
8-11	81,938	35,384	-82,33	-36,36
9-10	0,6	-3,505	-0,6	3,503
10-11	10,604	1,496	-10,64	-1,527
9-11	11,897	6,01	-11,919	-6,06

Негативні значення говорять про те, що потік має зворотна напруга (не від І до J, а від J до І)

Таблиця 5.5. Результати розрахунку поточкорозподілення в мережі. Варіант 2.

Гілка І - J	Потік		Потік	
	P_{I-J} , МВт	j_{I-J} , Мвар	P_{J-I} , МВт	j_{J-I} , Мвар
9-1	-25,768	-11,78	25,69	11,586
1-2	-15,69	-6,59	15,68	6,56
2-3	-12,056	-4,889	12,041	4,85
3-4	-1,04	1,146	1,04	-1,147
9-4	-24,65	-12,62	24,558	12,3
9-2	-21,49	-3,489	21,374	3,32
4-5	-4,6	-1,151	4,6	1,149
5-6	5,396	3,85	-5,398	-3,854
6-9	28,356	13,4	-28,465	-13,766
6-7	1,0405	-2,0476	-1,0409	2,0469
7-8	17,039	5,953	-17,076	-6,0457
8-9	48,075	20,047	-48,2078	-20,358

Результати розрахунку режиму наносимо на схему заміщення

6. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ МЕРЕЖІ

Критерієм вибору варіанта можна вважати сумарну довжину ліній і кількість вимикачів у схемі, крім того варто врахувати технічні характеристики елементів мережі, До їх числа відносяться: марка проводів ЛЕП, типи і номінальні потужності трансформаторів, типи схем.

За результатами розрахунків можна перевірити перетину ділянок ЛЕП.

Розрахункові значення робочих струмів і обрані перетини гілок зведені в таблицю.

Величина перетину ЛЕП визначається по економічній щільності струму.

$$F_{ек} = \frac{I_{роз}}{j_{ек}},$$

де $I_{роз}$ - результати розрахунків на ЕОМ $j_{ек}$ залежить від числа годин використання максимального навантаження в мережі і бажаного $\cos \phi$ приймаємо $j_{ек}=1,1 \text{ А/мм}^2$

Таблиця 6.1. Вибір перетину ЛЕП.

1 варіант				2 варіант			
Гілка	$I_{розр}, \text{ А}$	$F_{ек}, \text{ мм}^2$	$F_{обр}, \text{ мм}^2$	Гілка	$I_{розр}, \text{ А}$	$F_{ек}, \text{ мм}^2$	$F_{обр}, \text{ мм}^2$
1-2	179,8	185	185	1-2	86	95	125
2-3	119	120	120	2-3	65,7	95	120
3-4	56	95	120	3-4	7,8	95	120
4-5	41	95	120	4-5	24	95	120
6-7	189	240	240	5-6	34	95	120
7-8	279,7	2*185	2*185	6-7	12	120	120
8-11	452	2*240	2*240	7-8	91	185	185
9-11	68	95	120	9-1	142	185	185
9-10	18	95	120	6-9	158,7	185	240
10-11	54	95	120	8-9	263	2*185	2*185
11-1	236	240	240	9-4	139	185	185
				9-2	169,3	185	185

Відповідно до «Норм технологічного проектування ЛЕП 3-750 кВ» пропонується на окремих ділянках діючої мережі зробити заміну проводів із застосуванням марок проводів, що рекомендуються, АС-120 і АС-240.

У варіантах 1 замінити проводу на ділянках 9-11, 9-10-11, 8-11 і 11-1, 6-7 при цьому врахувати поворотну вартість проводу що демонтують.

У варіантах 2 зробити заміну проводів на ділянках 9-1, 1-2, 7-8.

Вибір варіанта мережі робимо на підставі економічних показників по ЛЕП, з урахуванням забезпечення надійності роботи мережі при її розвитку.

Таблиця 6.2. Оцінка капітальних вкладень.

1 варіант	l, км	К, млн грн	2 варіант	l, км	К, млн грн
АС-240 1 ланцюг	12	1,75	АС 240 (1 ланцюг)	26	3,5
АС-120	29,5	2,04	АС 120	10	0,7
АС-240 2 ланцюг	8	1,17	АС 240 (2 ланцюг)	—	—
Демонтаж	29	0,4	Демонтаж	29	0.10
АС-95	8	0,42	АС-95	8	0.35
АС-185	33,6	3,77	АС-185	33,6	2.90
Разом, КЛЕП	46,3	9,55	Разом, КЛЕП	20	7.45

Висновок: Другий варіант приймаємо до проектування. Він має значні переваги по капітальних вкладеннях у мережне переозброєння. Крім того в цьому варіанті можливий розвиток підстанції 6 вузловий, що підвищує надійність і гнучкість схема електропостачання мережного району.

7. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ ОПТИМАЛЬНО ВАРІАНТА

7.1. Складання розрахункової схеми мережі

На плакаті представлена схема заміщення мережі, приведені значення опору ділянок, потоків потужності в режиму максимальних навантажень.

Для розрахунку поточкорозподілення необхідно привести задану у вузлах навантаження до сторони високої напруги, для цього варто перевірити чи відповідає встановлена потужність понижуючих трансформаторів вимогам забезпечення надійності роботи споживачів підстанції.

Підстанція 6 – вузлова. На підстанції встановлюємо трансформатори потужністю:

$$S_n \geq 0,7(\sqrt{24^2 + 7,5^2}) \geq 17,6 \text{ МВА}$$

$S_n = 25$ мВА, трансформатор ТДТН-25000/110 трансформатор трифазний, трьохобмотковий.

На діючій підстанції встановлені ТДТН -16000/110.

Для підвищення $\cos \phi$ на шинах низької напруги ПС передбачається установка конденсаторних батарей.

Визначимо розрахункове навантаження підстанції для цього розраховуємо втрати потужності в трансформаторах ($n=2$)

$$\Delta P_T = n \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \Delta P_k \left(\frac{S_{нав}}{S_{н.тр.}} \right)^2$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} S_{н.тр} + \frac{1}{n} \frac{U_k}{100} S_{н.тр} \left(\frac{S_{нав}}{S_{н.тр}} \right)^2$$

$$S' = P_{нагр} + jQ_{нагр} + \Delta P_T + jQ_T$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot 31 + \frac{1}{2} 140 \left(\frac{25,14}{25} \right)^2 = 62,87 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot 175 + \frac{1}{2} \frac{17}{100} 25 \left(\frac{25,14}{25} \right)^2 = 352 \text{ квар}$$

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ТДТН-25000/110

Сн.тр.	U _{ВН}	U _{НН}	U _{к%} U _{ВН}	ΔP _к	ΔP _{хх}	I _{хх}	ΔQ _{хх}
МВА	кВ	кВ	%	кВт	кВт	%	квар
25	115	11	17	140	31	0,7	175

$$\underline{S}^I = 24 + 0.0628 + j(7.5 + 0.352) = 24 + j 7.85 \text{ МВА}$$

Підстанція зв'язана із системою по лінії 110 кВ, відповідно до завдання по цій лінії в режимі максимального навантаження мережі підходить потужність порядку 11+j 3.5 МВА.

Для розрахунку параметрів режиму складемо таблицю вихідних даних.

Таблиця 7.1. Вихідні дані параметрів мережі.

Ділянка	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-8	9-4	9-6	9-2
l, км	3	7	8	2,3	3	4	9,2	8	8	14	12	
R, Ом	0,48	1,68	2	0,58	0,75	1	1,47	0,64	0,64	2,24	1,44	3,3
X, Ом	1,23	2,99	3,42	0,98	1,28	1,7	3,77	1,64	1,64	5,7	4,8	4,4
b, % ⁻⁶ див	0,825	0,19	0,16	0,06	0,08	0,1	0,25	1,1	1,1	0,39	0,33	

Таблиця 7.2. Потокорозподілу в післяварійному режимі. Відрив ЛЕП 9-6

Гілка	Потік потужності P _{tj}		Струм I, А
	Потік на початку ділянки МВА	Потік наприкінці ділянки МВА	
1-2	-	-	-
2-3	25,049 + j 5,171	24,95 + j 4,99	138,5
3-4	36,28 + j 11,566	36,03 + j 11,16	204,4
4-5	0,83 - j 1,43	0,83 + j 1,43	0,9
5-6	10,83 + j 3,58	10,82 + j 3,57	60
6-7	23,87 + j 7,67	23,8 + j 7,58	134
7-8	40,09 + j 16,26	39,86 + j 15,67	229
8-9	71,407 + j 31,08	71,086 + j 30,26	408,7
9-1	10,01 + j 5,02	9,99 + j 4,99	59
9-4	57,14 + j 24,81	56,42 + j 22,99	327
9-6	0	0	-

Таблиця 7.3. Післяаварійний режим відключення ЛЕП 7-8.

Гілка	Потік на початку ділянки МВА	Потік наприкінці ділянки МВА	Струм, А
9-1	-26,66 - j 7,61	26,579 + j 7,4	145,5
1-2	-16,58 - j 2,4	16,56 + j 2,38	89
9-2	-24,12 - j 9,35	24,05 + j 9,2	135,8
2-3	-15,62 - j 6,48	15,57 + j 6,42	89,3
3-4	-4,58 - j 0,419	4,574 + j 0,414	24,5
4-5	-12,84 - j 3,78	12,74 + j 3,77	70,5
5-6	-2,74 + j 1,23	2,74 - j 1,23	15,95
6-7	-16,02 - j 8,04	15,99 + j 7,99	95,2
8-9	30,99 + j 14	-31,06 - j 14,14	179
6-9	37,27 + j 16,78	-37,47 - j 17,46	217
4-9	29,16 + j 13,37	-29,31 - j 13,855	170

7.2. Розрахунок параметрів післяаварійного режиму

Розглянемо один з аварійних режимів мережі. Припустимо відключилася ЛЕП 9-6 довжиною 12 км, по якій протікає потік потужності $S=28.4+j13.4$ МВА

У таблиці 7.3 приведені результати розрахунків потікорозподілення і величин струмів у гілках. Задачею розрахунку є перевірка обраних перетинів окремих ділянок ЕП.

Найбільш завантажені ділянки 9-4 і 8-9, перевіримо правильність попереднього обраного перетину з умови.

$$I_{\text{доп}} < I_{\text{пар}}$$

$$\text{Гілка 9-4 AC-185/24 } I_{\text{доп}} = 520 \text{ А} > I_{\text{пар}}$$

$$\text{Гілка 8-9 2*AC-185/24 } I_{\text{доп}} = 1040 \text{ А} > I_{\text{пар}}$$

Довгостроково припустимі струми $I_{\text{доп}}$ менше максимально струму в одному з післяаварійних режимів.

Лінія 1-2 може бути виконана одноланцюговий меншого перетину. У випадку відключення ЛЕП 7-8 розподіл потоків такого, що найбільш завантажена ЛЕП 6-9 (таблиця 7.3). У цьому режимі припустимий струм обраного пе-

ретину ЛЕП не перевищує струму, що протікає по ЛЕП у режимі найбільшого завантаження ЛЕП.

Перевірки перетину:

$$217A < I_{\text{доп}} = AC-240$$

Висновок: Перевірка перетинів ЛЕП показала правильність обраних перетинів окремих ділянок, по ЛЕП 1-2 протікає невелика потужність ділянок, нема рації збільшувати перетин на ділянці 1-2, тобто залишаємо AC-95/16.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9. АНАЛІЗ ВПРОВАДЖЕННЯ СУЧАСНИХ БАГАТОФУНКЦІОНАЛЬНИХ АСУ В РАЙОННИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ

9.1. Загальні відомості

У зв'язку з переходом до ринкової економіки виникла необхідність підвищити ефективність управління енергоспоживанням, оскільки це відповідає економічним інтересам постачальників і споживачів електроенергії. Одним із напрямів вирішення цієї задачі є точний контроль та облік електроенергії, що повинен забезпечити значну частину загального енергозбереження, потенціал якого складає понад одну третину всього нинішнього обсягу енергоспоживання.

Нові економічні відносини у сфері управління енергоспоживанням проявляються у формуванні єдиного ринку електроенергії. Ринок електроенергії повинен бути багатокомпонентним механізмом узгодження економічних інтересів постачальників та споживачів.

Одним із найважливіших компонентів ринку електроенергії є його інструментальне забезпечення, яке включає сукупність систем, приладів, пристроїв, каналів зв'язку та алгоритмів для контролю і управління параметрами енергоспоживання. Базою формування та розвитку інструментального забезпечення є автоматизовані системи контролю і обліку споживання електроенергії.

В умовах державного централізованого планування баланс економічних інтересів виробників і споживачів електроенергії визначався державними планами. Споживачі отримували заплановану кількість електроенергії у потрібний для них час, а основне призначення енергетичної системи полягало в надійному та безперебійному енергопостачанні в запланованих обсягах. Для цього здійснювалося управління процесами виробництва, передачі та розподілу електроенергії. Навантаження регулювалося методом прямого управління – за вимогою урядових органів та енергокомпаній. У цих умовах електрична

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

енергія розглядалася як фізична субстанція, а першочерговим засобом управління енергоспоживанням була автоматизована система диспетчерського управління (АСДУ), яка виконувала роль регулятора потоків електроенергії у процесі її виробництва, передачі та розподілу.

Потреба в обліку великих потоків електроенергії при її експорті та перетіканнях між енергосистемами, об'єднаними енергетичними системами і в масштабах Єдиної енергетичної системи, зумовила необхідність створення локальних автоматизованих систем вимірювання та контролю електроенергії (АСКОЕ).

У період переходу до ринкової економіки електроенергія стала повноцінним товаром, об'єктом купівлі-продажу. Вартість електроенергії визначається не тільки її кількістю, але й ціною, а основними ринковими параметрами стають обсяг корисно відпущеної енергії та її сплачена вартість. Роздрібний і оптовий ринки електроенергії фактично формують ринок корисно спожитої енергії.

Розвиток ринку електроенергії на основі економічного методу управління потребував створення повномасштабних ієрархічних систем:

- автоматизованих систем вимірювання електроенергії (АСКОЕ);
- обліку споживання і збуту електроенергії (АСУПСЕ);
- диспетчерського управління (АСДУ);
- контролю та обліку енергоспоживання (АСКОЕ).

Основна особливість економічного методу управління полягає в розгляді енергоспоживання як ключової ланки, що керує ринком електроенергії. Ринок у свою чергу складається з технологічного процесу (виробництво, передача, розподіл і споживання електроенергії), обліково-фінансового процесу та політико-економічного аспекту, що відображає поточну політику у сфері енергетики.

Це створює передумови для управління ринком електроенергії через інтегровану систему управління енергоспоживанням на базі АСИЕ, АСУПСЕ, АСДУ та АСКОЕ.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9.2. Організація проектування автоматизованих систем контролю і обліку енергії на прикладі Енергозбуту АТ "Харківобленерго"

В АК «Харківобленерго» створюється регіональна багаторівнева автоматизована система контролю і обліку вироблення, транспорту, розподілу та споживання електричної енергії. Основою цієї системи є автоматизація обліку безпосередньо у споживачів.

Більшість підприємств-споживачів мають на балансі вузлові підстанції 110–220 кВ, від яких живляться як основний абонент, так і транзитні споживачі та їх субабоненти. Тому розрахунковий облік спожитої електроенергії ведеться на підстанціях споживачів, а не на рівні енергосистеми.

Для забезпечення точного обліку електроенергії і всіх тарифних груп споживачів встановлюються автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), що розміщуються безпосередньо у споживачів, формуючи складні ієрархічні структури.

Розробка проектів автоматизації обліку неможлива без опрацювання питань вибору, розміщення та установки технічних засобів АСКОЕ, пристроїв збору і передачі інформації. Через відсутність достатніх інвестицій та власних ресурсів, виконання проектів силами енергокомпанії забезпечується лабораторією енергопостачання АК "Харківобленерго".

Комплекс робіт включає два етапи:

1. Підготовчі роботи та збір інформації

- обстеження існуючої системи обліку та розрахунків за електроенергію на підприємстві;
- вивчення договорів на користування електроенергією;
- складання переліку субабонентів, лічильників активної та реактивної енергії, схем розміщення облікових приладів;
- обговорення з підприємством принципів побудови АСКОЕ, вибору обладнання та способів зв'язку.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Розробка проектних рішень та оформлення технічної документації

- проектна схема автоматизації комерційного обліку;
- структурна схема збору та передачі інформації від лічильників до диспетчерських пунктів;
- схема електроживлення та з'єднань елементів АСКОЕ;
- перелік каналів комерційного обліку, склад груп обліку по вузлах та тарифних групах;
- специфікація замовленого обладнання та приладів.

Для підвищення надійності АСКОЕ застосовуються мікропроцесорні пристрої «Енергія-мікро» або комплекс технічних засобів (КТС) «Енергія». Живлення обчислювального комплексу забезпечується мережею змінного струму 220 В з резервним блоком безперебійного живлення (UPS).

Сучасні інтелектуальні лічильники, наприклад сімейства АЛЬФА фірми АББ ВЕІ "Метроника", виконують функції обліку електроенергії та вимірювання її параметрів. Лічильники підключаються до адаптерів або мультиплексорів (МПП-16М) через інтерфейси ІРПС, RS-422/485 або нульмодемні канали. До одного об'єкта контролю можуть входити до 31 мультиплексора та до 16 лічильників на кожен.

Обмін інформацією між лічильниками та контролерами ІВМ РС-СОВМІСНИХ здійснюється через резидентний драйвер, що працює під MS-DOS, і дозволяє:

- встановлювати час лічильників;
- отримувати дані про активну та реактивну енергію по квадрантах і тарифних зонах;
- відстежувати стан лічильників та процес обміну інформацією в реальному часі;
- збирати параметри якості електроенергії (частота мережі, напруга, струм по фазах, активна та повна потужність, коефіцієнт потужності).

Зв'язок верхнього рівня (Windows NT) з нижнім рівнем здійснюється через локальну обчислювальну мережу (ЛВС) з використанням протоколу NETBIOS, багатопортових плат RS-232 та модемів для передачі даних по телефонній мережі.

Таким чином, АСКОВЕ АК «Харківобленерго» забезпечує точний облік, контроль і збір інформації по електроенергії, що дозволяє реалізовувати ефективне управління енергоспоживанням у регіоні.

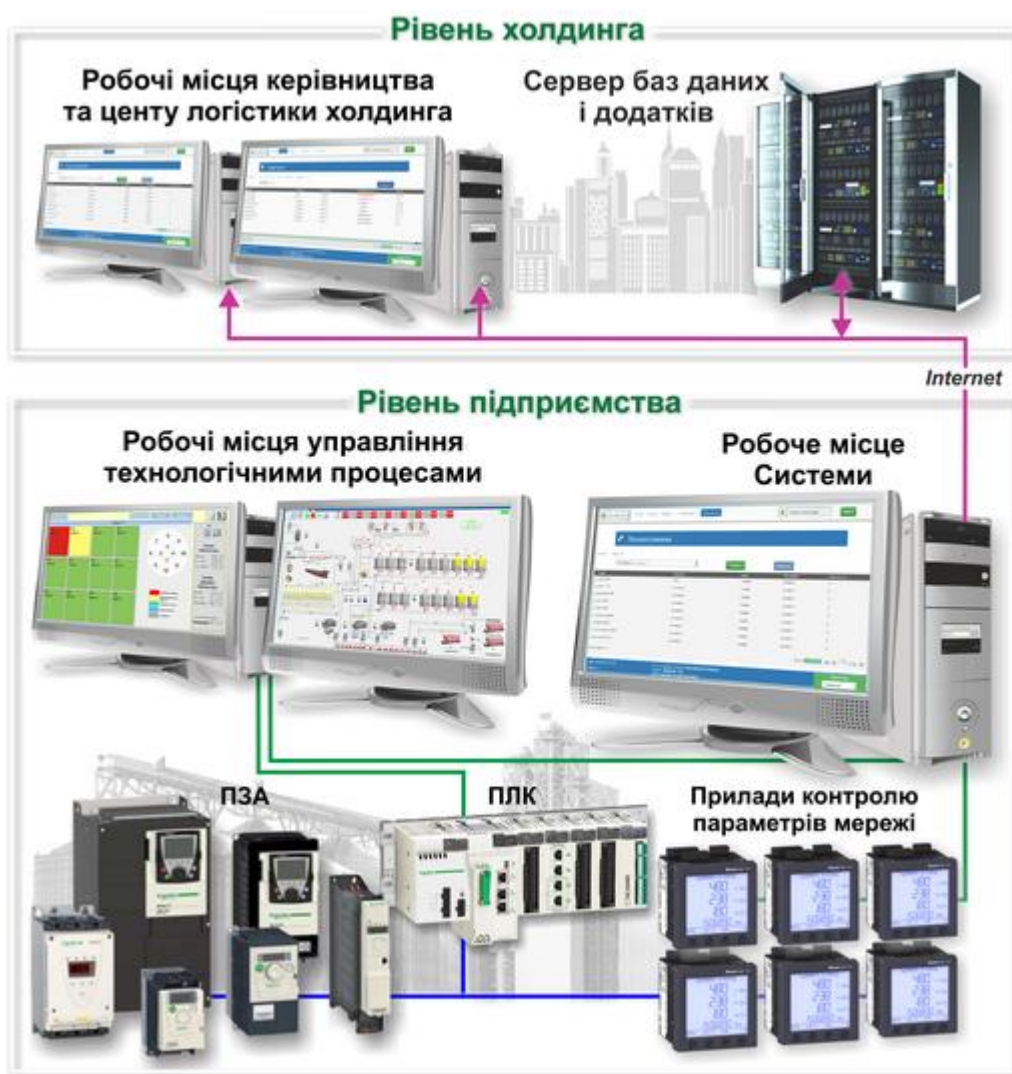


Рис. 9.1 Структурна схема системи технологічного контролю енергоспоживання

Хоча автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) створюються на базі типових приладів обліку та відповідно до «Типових технічних вимог до засобів автоматизації контролю і обліку електроенергії і потужності для АСКОВ енергосистем», використання їх для фінансових розрахунків за спожиту електроенергію та потужність має специфічні особливості для кожного підприємства.

У проектній роботі особлива увага приділяється розділу «**Порядок визначення витрати електроенергії і потужності для розрахунків із споживачем АСКОВ**», який охоплює такі питання:

1. Облік втрат енергії та потужності

- Врахування втрат у лініях і трансформаторах при розміщенні розрахункових лічильників не на межі балансової приналежності мереж.

2. Облік витрат дрібних споживачів

- Порядок визначення споживання електроенергії підприємствами, розрахункові лічильники яких не підключені до АСКОВ через відсутність лінії зв'язку, розкиданість або віддаленість від УСД.

3. Облік спільного та роздільного споживання

- Визначення витрати енергії та потужності по вузлу підприємства спільно з усіма субабонентами;
- Визначення витрати енергії та потужності окремо основним абонентом та кожним субабонентом.

4. Контроль сплачених значень

- Контроль сплаченого значення електричної потужності як по вузлу, так і по кожному абонентові та субабонентові.

5. Контроль режимів споживання

- Дотримання режимів, введених енергосистемою для обмеження споживання через нестачу генерації, палива, відсутність оплати, аварії тощо.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Порядок визначення енергії і потужності узгоджується зі споживачем, відділами збуту ПЕМ та Енергозбутом АК "Харківобленерго" і закріплюється в договорах на відпуск електроенергії після введення АСКОЕ в експлуатацію.

Проектна документація передається в службу автоматизованого обліку Енергозбуту для проведення пуско-налагоджувальних робіт і здачі системи «під ключ». Креслення прокладки ліній зв'язку, шаф управління та електроживлення не розробляються в проекті, а виконуються на підприємстві або на пунктах збору інформації енергосистеми за власними ескізами.

Проекти можуть виконуватися підприємствами самостійно або із залученням сторонніх організацій. Виконання робіт відбувається за **технічними умовами Енергозбуту** з обов'язковим прийманням АСКОЕ в експлуатацію службою автоматизованого обліку.

Результати впровадження описаної організації проектування АСКОЕ:

- Практично **вдвічі знижено фінансові витрати** енергосистеми та підприємств на проекти АСКОЕ;
- Скорочено час від ухвалення рішення про автоматизацію до здачі системи в експлуатацію: для крупних споживачів – з 2 років до 1 року, для середніх – з 1 року до 3–6 місяців;
- За 2 роки розроблено **30 проектів АСКОЕ** для промислових підприємств регіону.

9.3. Організація впровадження автоматизованих систем обліку електроенергії промислових споживачів АК "Харківобленерго"

На сьогоднішній день впровадження **автоматизованих систем контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ)** у промислових споживачів регіону АК "Харківобленерго" досягло стабільного функціонального рівня. Усього АСКОЕ встановлено або знаходиться в процесі монтажу на **65 підприємств**

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вах, з яких на **23 підприємствах системи прийняті в експлуатацію** і використовуються як **розрахункові**.

Основні тенденції та стан впровадження:

1. Широке охоплення підприємств:

- Більшість крупних споживачів із двоставочним навантаженням та великими підстанціями (110–220 кВ) обладнані АСКОЕ.
- Значна частина систем обліку встановлена на розподільних підстанціях підприємств, що дозволяє контролювати як основного абонента, так і субабонентів.

2. Технологічний розвиток систем:

- На підприємствах з невеликою кількістю точок обліку успішно працюють **системи "Енергія-мікро"**;
- Для розгалужених схем живлення з великою кількістю субабонентів застосовується **КТС "Енергія"**;
- Резервування даних і дублювання обчислювальних функцій забезпечує високу надійність зберігання розрахункової інформації.

3. Оперативний контроль і розрахунки:

- САУ Енергозбуту здійснює щоденний збір 30-хвилинних значень потужності для контролю дотримання режимів;
- Інформація використовується для розрахунків за спожитою електроенергією і потужність та для накладання штрафних санкцій у разі перевищення договірних величин;
- Планується організація пунктів прийому даних безпосередньо у ПЕС для прискорення розрахунків і підвищення оперативності управління навантаженням.

4. Ефект від впровадження:

- Автоматизований контроль дозволяє **точніше прогнозувати споживання** та оперативно регулювати навантаження;
- Стимулює підприємства до **енергозберігаючих заходів** та підвищує відповідальність за використання енергії;

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– Сприяє **зниженню дефіциту потужності** та більш ефективному балансуванню графіків навантаження в енергосистемі.

Перспективи розвитку:

– Розширення впровадження АСКОЕ на інші промислові підприємства регіону;

– Вдосконалення засобів збору даних через високошвидкісні канали зв'язку і сучасні комунікаційні модеми;

– Підвищення інтеграції АСКОЕ з централізованими системами диспетчерського контролю для оперативного управління навантаженням;

– Застосування сучасних цифрових технологій та аналітики для прогнозування споживання та оптимізації тарифних навантажень.

Таким чином, актуальний стан впровадження АСКОЕ в АК "Харківобленерго" характеризується стабільним використанням систем обліку на промислових підприємствах, високим рівнем автоматизації збору та обробки даних, а також інтеграцією з процесами оперативного контролю та розрахунків за електроенергію.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9. ОХОРОНА ПРАЦІ

Проектування, реконструкція та експлуатація електричних мереж 110 кВ, які є об'єктами підвищеної небезпеки, вимагає суворого дотримання вимог з охорони праці, техніки безпеки та виробничої санітарії. У даному розділі обґрунтовано основні технічні та організаційні рішення, спрямовані на створення безпечних умов праці під час будівництва, монтажу, експлуатації та реконструкції електричної мережі 110 кВ Лозівського району, а також враховано вплив впроваджуваних автоматизованих систем обліку та управління на безпеку персоналу.

1. Аналіз умов праці на об'єктах електричних мереж 110 кВ. Роботи на електроустановках 110 кВ виконуються на відкритому повітрі (відкриті розподільні пристрої, повітряні лінії) та в приміщеннях закритих розподільних пристроїв. Основними небезпечними факторами є:

- ураження електричним струмом при безпосередньому дотику до струмовідних частин або при наближенні на небезпечну відстань;
- вплив електричного поля високої напруги;
- падіння з висоти під час обслуговування опор та проводів ПЛ;
- виникнення пожеж та вибухів трансформаторного масла на підстанціях;
- несприятливі метеорологічні умови (ожеледь, вітер, грози, низькі температури), характерні для II вітрового та III ожеледного району даного регіону.

У процесі реконструкції додатково присутні ризики, пов'язані з виконанням робіт на діючому обладнанні без зняття напруги або з частковим зняттям напруги, що потребує особливої організації робіт.

2. Електробезпека. Для запобігання ураженням електричним струмом у проєкті передбачено комплекс захисних заходів, що відповідають вимогам Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) та НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів». Усі струмовідні частини розташовуються на нормованих відстанях, які уне-

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

можливлують наближення персоналу без спеціальних засобів захисту. На підстанціях передбачено захисне заземлення всіх металевих неструмовідних частин обладнання (корпуси трансформаторів, роз'єднувачів, шаф) та систему вирівнювання потенціалів. Розрахунок струмів короткого замикання, виконаний у проєкті, є основою для перевірки термічної стійкості заземлювальних пристроїв.

Для захисту персоналу під час оперативних перемикань та ремонтних робіт застосовуються:

- блокування роз'єднувачів від помилкових дій;
 - переносні заземлення, які встановлюються на струмовідних частинах після перевірки відсутності напруги;
 - електрозахисні засоби (діелектричні рукавички, боти, покажчики напруги, ізолювальні штанги), які проходять періодичні випробування.
- Особлива увага приділена безпеці робіт на повітряних лініях 110 кВ під час заміни проводів. Передбачено використання механізмів та пристроїв, що забезпечують безпеку робіт на висоті (захисні пояси, страхувальні канати). Монтажні роботи на діючих лініях проводяться з оформленням наряду-допуску, з виконанням організаційних і технічних заходів.

3. Пожежна безпека. Пожежна безпека на підстанціях 110 кВ забезпечується виконанням вимог ПУЕ та ДБН В.1.1-7-2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва». Маслонаповнене обладнання (трансформатори, вимикачі) встановлюється у відповідних маслоприймальних пристроях з гравійним засипанням, що запобігає розливу масла при аваріях. Між трансформаторами та іншими спорудами витримано протипожежні розриви. На підстанціях передбачаються первинні засоби пожежогасіння (порошкові та вуглекислотні вогнегасники, ящики з піском). Для автоматичного виявлення та гасіння пожеж у кабельних приміщеннях та на трансформаторах може застосовуватись автоматична пожежна сигналізація та системи водяного або газового пожежогасіння (відповідно до стадії реконструкції). Під час реконструкції повітряних ліній дотримуються просіки в лісових маси-

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вах, що запобігають перекиданню вогню з крони дерев на проводи та виникненню низових пожеж.

4. Безпека праці під час реконструкції мережі. Вибір другого варіанту конфігурації мережі з частковою заміною проводів на ділянках 9-1, 1-2, 7-8 передбачає виконання робіт на діючих лініях. Для забезпечення безпеки персоналу роботи проводяться з відключенням лінії з обох боків, накладенням заземлень та перевіркою відсутності напруги. При неможливості повного зняття напруги можуть застосовуватися технології робіт під напругою спеціально навченим персоналом із використанням ізолюючих захисних засобів та інструменту.

Уся складна будівельно-монтажна техніка (крани, бурильні машини) заземлюється, а її робота в охоронній зоні діючих ліній ведеться за нарядом-допуском під постійним наглядом відповідальної особи.

5. Вплив автоматизації на безпеку праці. Впровадження автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ) і сучасних систем диспетчерського управління (АСДУ), розглянуте в розділі 9 проекту, значно підвищує рівень безпеки:

- скорочується кількість оперативного персоналу, який постійно перебуває безпосередньо на підстанціях;
- дистанційний контроль режимних параметрів дозволяє виявляти аварійні ситуації на ранній стадії та оперативно вживати заходів без фізичної присутності людини в небезпечній зоні;
- автоматизована фіксація порушень та аварій зменшує людський фактор та підвищує точність розслідування інцидентів, що сприяє запобіганню їх у майбутньому.

Водночас живлення засобів АСКОЕ здійснюється від надійних джерел з резервуванням (UPS), що забезпечує їх роботу навіть при зникненні напруги, а отже, інформаційна підтримка безпеки не переривається.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Організаційні заходи. Безпечна експлуатація мережі 110 кВ забезпечується чіткою організацією роботи персоналу відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.21-98:

- всі працівники проходять попередній та періодичний медичний огляд, навчання, інструктажі та перевірку знань з присвоєнням відповідної групи з електробезпеки;
- роботи в електроустановках виконуються виключно за нарядом-допуском або розпорядженням з оформленням усіх необхідних технічних заходів;
- для захисту від впливу електричного поля персонал забезпечується індивідуальними екранувальними комплектами;
- регулярно проводяться протиаварійні та протипожежні тренування персоналу.

Таким чином, комплекс передбачених у проєкті технічних рішень та організаційних заходів дозволяє забезпечити безпечні та нешкідливі умови праці на всіх стадіях життєвого циклу реконструйованої електричної мережі 110 кВ Лозівського району.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВИСНОВКИ

У рамках проекту було проведено аналіз сучасного стану частини мереж 110 кВ Лозівського району Харківської області, що дозволило оцінити технічні можливості існуючої інфраструктури та визначити потреби в модернізації. На основі техніко-економічного порівняння декількох варіантів розвитку мережі обрано варіант №2, який забезпечує оптимальний баланс між капіталовкладеннями та підвищенням надійності електропостачання.

У проекті виконано розрахунки поточкорозподілення електричної енергії, як у режимі максимального навантаження, так і в післяаварійних режимах, що дозволяє:

- оцінити стійкість мережі при критичних навантаженнях;
- виявити вузли та ділянки, які можуть потребувати додаткових заходів для підтримання стабільності;
- забезпечити ефективне планування заходів оперативного управління.

Було визначено рівні напруги у вузлах мережі, що дозволяє контролювати якість електропостачання споживачів та планувати заходи щодо стабілізації напруги, включаючи використання регуляторів напруги та компенсуючих пристроїв.

Таким чином, виконані роботи дозволяють зробити висновок, що обраний варіант розвитку мережі та впровадження багатофункціональних АСУ забезпечує підвищення технічної надійності, ефективності управління та стабільності електропостачання споживачів Лозівського району Харківської області, а також створює підґрунтя для подальшого розвитку системи автоматизованого обліку та контролю електроенергії.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЛІТЕРАТУРА

1. Діючі галузеві нормативні документи у галузі будівництва для використання на об'єктах електроенергетичної галузі. Показчик. Режим доступу: https://ua.energy/uchasnikam_rinku/dokumenty

2. СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричних розподільних установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова». Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=66629

3. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міне-нерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

4. Бардик, Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання / Є.І. Бардик, М.П. Лукаш / К.: «Політехніка» НТУУ «КПІ» 2012 – 250 с.

5. Костишин, В.С. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб. /В.С. Костишин, М.Й. Федорів, Я.В. Бацала. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 243 с.

6. ДСТУ 3008:2015 Звіти у сфері науки і техніки. Структура та правила оформлювання. [Чинний від 2015-06-22]. Вид. офіц. Київ, 2015. 31 с. (Інформація та документація).

7. ДСТУ 8302:2015 Бібліографічне посилання. Загальні вимоги та правила складання. [Чинний від 2016-07-01]. Вид. офіц. Київ, 2016. 20 с. (Інформація та документація).

8. ДСТУ 3582:2013 Бібліографічний опис. Скорочення слів і словосполучень українською мовою. Загальні вимоги та правила. [Чинний від 2013-08-22]. Вид. офіц. Київ, 2014. 17 с. (Інформація та документація).

9. ДСТУ 3321:2003. Система конструкторської документації. Терміни та визначення основних понять. [Чинний від 2003-12-08]. Вид. офіц. Київ, 2005. 55с.

					ЕТ та ЕЕ 4815.037.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		