

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток розподільних мереж 110 кВ Немирівського району з оптимізацією
потоків реактивної потужності»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕСМ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Герасименко І.І.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., доц., професор каф. ЕСС

Кулик В. В.

(прізвище та ініціали)

«03» грудня 2023 р.

Опонент: к.т.н. доц. каф. ЕСБЕЕ

Кудина М.В.

(прізвище та ініціали)

«12» грудня 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

Комар В. О.

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«04» грудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


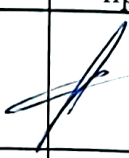

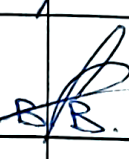
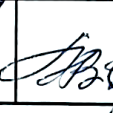
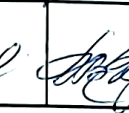
18 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Герасименку Івану Івановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток розподільних мереж 110 кВ Немирівського району з оптимізацією потоків реактивної потужності».
керівник роботи д.т.н., доц., професор каф. ЕСС Кулик В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6200 годин на рік. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 40 км за рік.
4. Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Електротехнічна частина. 3. Оптимізація потоків реактивної потужності. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема існуючої мережі. 2. Варіанти розвитку існуючої мережі. 3. Електрична схема 4. Техніко-економічні показники. 5. Заступна схема електричної мережі. 6.-7. Оптимальний перелік місць встановлення ДРП 8. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Кулик В. В., д.т.н., доц., професор кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ Кобилянський О. В.		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

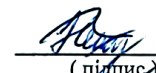
7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	виз
2	Прогнозування навантаження	24.09.23	29.09.23	виз
3	Вибір оптимальної схеми	30.09.23	10.10.23	виз
4	Оптимізація потоків реактивної потужності	11.10.23	28.10.23	виз
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	виз
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	виз
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	виз
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	виз
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	виз
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	виз
11	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

І. І. Герасименко

В. В. Кулик

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Герасименко Іван Іванович «Розвиток розподільних мереж 110 кВ Немирівського району з оптимізацією потоків реактивної потужності». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023р. 100с.

На укр. мові. Бібліогр.: 42 назв; рис.: 19; табл. 26.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Робота складається із вступу, 5 розділів, висновків.

Зроблено оптимізація потоків реактивної потужності.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує відкриті розподільчі установки.

В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, визначено капітальні вкладення, витрати на експлуатацію підстанції та термін окупності.

Ключові слова: підстанція, відкрита розподільна установка, заземлення, розподільна установка, трансформатор, коротке замикання, проектування.

ABSTRACT

UDC 621.311.1

Ivan Ivanovych Gerasimenko "Development of 110 kV distribution networks of Nemyriv district with optimization of reactive power flows." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023 100 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 42 titles; Fig.: 19; table 26.

In the work, modeling of the development of a fragment of electrical networks is carried out.

The work consists of an introduction, 5 chapters, and conclusions.

Reactive power flows were optimized.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel servicing open switchgears was carried out.

In the economic part of the work, indicators and criteria of economic efficiency were considered, capital investments, substation operation costs and payback period were determined.

Key words: substation, open switchgear, grounding, switchgear, transformer, short circuit, design.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	9
1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі.....	11
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	13
2.1. Вибір методу визначення оптимальної схеми.....	13
2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу.....	13
2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування.....	23
2.3.1. Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі.....	23
2.3.2. Вибір оптимальної схеми електричної мережі.....	24
2.3.3. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі.....	28
2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу.....	30
2.4.1. Вибір трансформаторів.....	30
2.4.2. Визначення конструктивних перерізів ЛЕП.....	31
2.5. Вибір схем розподільних підстанцій.....	34
2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій.....	35
2.5.2. Вибір схеми відгалужувальної підстанції.....	35
2.5.3. Вибір схеми вузлової підстанції.....	36
2.5.4. Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій.....	38
2.6. Оцінювання балансу потужностей.....	40
2.7 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі.....	43
2.7.1. Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних.....	43

	4
2.7.2. Виконання розрахунків.....	44
2.7.3. Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	45
2.7.4. Регулювання напруги у мережі.....	46
3 МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ ПОТОКІВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	50
3.1. Особливості сучасних електричних мереж з огляду на проблему керування перетіканнями реактивної потужності.....	51
3.2. Методи розв'язання задач оптимізації перетікань реактивної потужності в електричних мережах.....	56
3.3. Особливості електричних мереж енергопостачальних компаній в контексті задачі оптимізації перетікань реактивної потужності.....	62
3.4. Оптимізація розміщення джерел реактивної потужності в електричній мережі на основі моделювання її ідеальних режимів.....	64
3.4.1. Формування заступної схеми для моделювання ідеального режиму електромережі за реактивною потужністю.....	65
3.4.2. Визначення економічних опорів ДРП для розв'язання експлуатаційних задач.....	66
3.4.3. Визначення економічних опорів ДРП для розв'язання проектних задач.....	69
3.5. Розрахунки з оптимізації місць встановлення та потужностей батарей статичних конденсаторів.....	74
3.5.1. Постановка оптимізаційної задачі, формування обмежень.....	74
3.5.2. Порівняння оптимальних рішень за різними критеріями.....	77
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	80
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	86
5.1. Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	89
5.1.1. Мікроклімат.....	89
5.1.2. Склад повітря робочої зони.....	91
5.1.3. Виробниче освітлення.....	92
5.1.4. Виробничий шум.....	93

	5
ВИСНОВКИ.....	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	97
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	101
Додаток Б. Технічне завдання МКР.....	102
Додаток В.....	109
Додаток Г.....	121
Додаток Д.....	122
Додаток Е.....	123
Додаток Є.....	124
Додаток Ж.....	125
Додаток З.....	126
Додаток И.....	127
Додаток І. Ілюстративна частина.....	128

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
- ВДЕ – відновлюване джерело енергії;
- ВРУ – відкрита розподільна установка;
- ВП – власні потреби;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЕС – електрична станція;
- ЗП – заземлювальний пристрій;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;
- ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
- ПС – підстанція;
- ПТЕ – правила технічної експлуатації;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- РУ – розподільна установка
- ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток електроенергетичних систем, зокрема розподільних мереж напругою 110 кВ, є актуальним завданням в умовах постійних змін у сфері енергетики та швидкого технологічного розвитку. У цьому контексті проблема оптимізації потоків реактивної потужності відіграє значущу роль у забезпеченні ефективності, надійності та стабільності роботи електричних мереж.

Немирівський район, як складова частина електроенергетичної системи, стикається з викликами, пов'язаними з необхідністю оптимізації роботи розподільних мереж для забезпечення максимальної ефективності використання електроенергії. Вирішення проблеми оптимізації потоків реактивної потужності у цьому контексті є важливим етапом для підвищення продуктивності та забезпечення стійкості електромережі.

Метою даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та оптимізацією потоків реактивної потужності

Задачі магістерської роботи. Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

- проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено розрахунок та аналіз режимів оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено оптимізацією потоків реактивної потужності;
- розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу.

Об'єктом дослідження є фрагмент електричних мереж.

Предметом дослідження є методи розрахунку нормальних режимів ЕЕС.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній

роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110».

Наукова новизна полягає у підтвердженні необхідності оптимізації потоків реактивної потужності.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

Результати теоретичних досліджень, були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати прийняті на ІІІ науково-технічну конференцію підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2024).

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Надійність електропостачання є одним з факторів, які повинні враховуватись при виборі оптимальної встановленої потужності в енергосистемах. Сумарна встановлена потужність генеруючих агрегатів енергосистеми на будь-якому рівні розвитку повинна бути більша від відповідного максимуму навантаження, що прогнозується. При рівності вказаних потужностей будь-яке відхилення потужностей, як агрегатів в сторону зниження, так і навантаження в сторону збільшення призвело б до дефіциту потужності та недовідпуску електроенергії споживачам. Збільшення встановленої потужності генеруючих агрегатів в ЕС в порівнянні з навантаженням, тобто створення в енергосистем резерву активної потужності призведе з одного боку, до підвищення надійності електропостачання та зниженню збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншого – потребує витрат на побудову та експлуатацію додаткової генеруючої потужності на електростанціях. Щоб ці витрати не були завищені, потрібне чітке і вірне прогнозування навантажень.

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (1.1)$$

де a' , b' – числові коефіцієнти; T – період прогнозу.

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

$$\text{Ц} = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (1.2)$$

де $P_{\max,i}$ – максимальна потужність в i -тому році, що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial \Pi}{\partial b'} = 0; \quad (1.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.4)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1.1. завдання в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 938, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1889686. \end{cases}$$

звідки $a' = 1,0303$, $b' = -1981,7$ тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,0303 \cdot T - 1981,7.$$

Використовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну функцію та її коефіцієнти (рис 1.1).

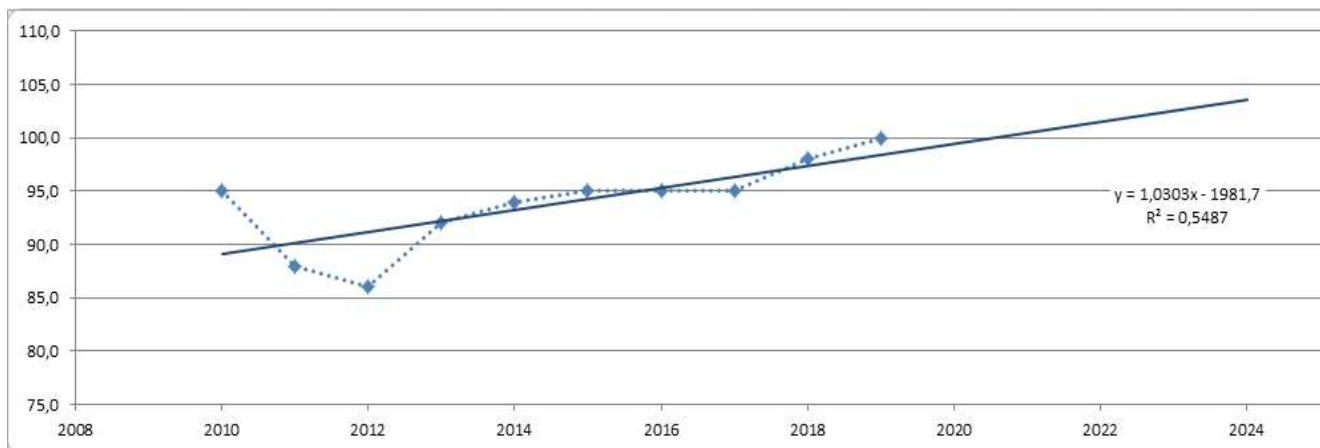


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 103,6 %, що на 3,6 % більше проектної потужності електромереж. Отже необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі додаток В з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.1.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.1

Таблиця 1.1– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	6	5	103	201
Напруга вузла,кВ	111,2	113,6	113,9	114,6

Таблиця 1.2– Порівняння струмів проводів

Вітки	100-201	201-2	5-6	5-103	103-2
Марка проводу	АС-185	АС-185	АС-120	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	520	520	390	450	450
Розрах. струм, А	47	47	88	13	11

Аналізуючи результати розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.2) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції (табл. 1.1) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

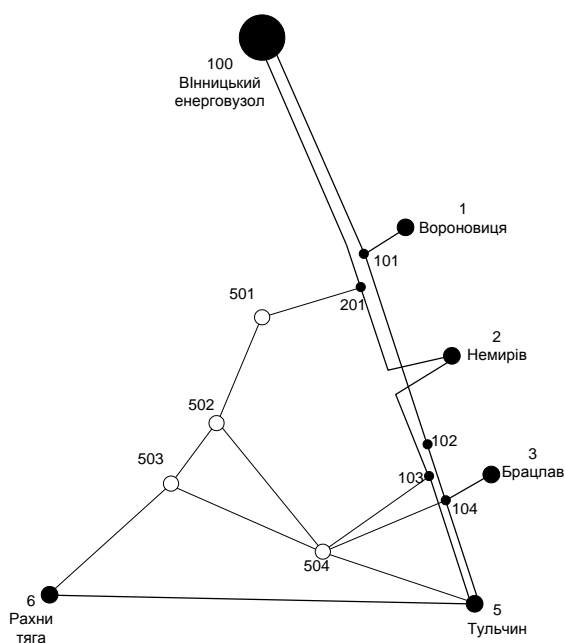


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1. Вибір методу визначення оптимальної схеми

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

Крім цього прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і в експлуатації енергосистеми пов'язане із постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів.

2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану.

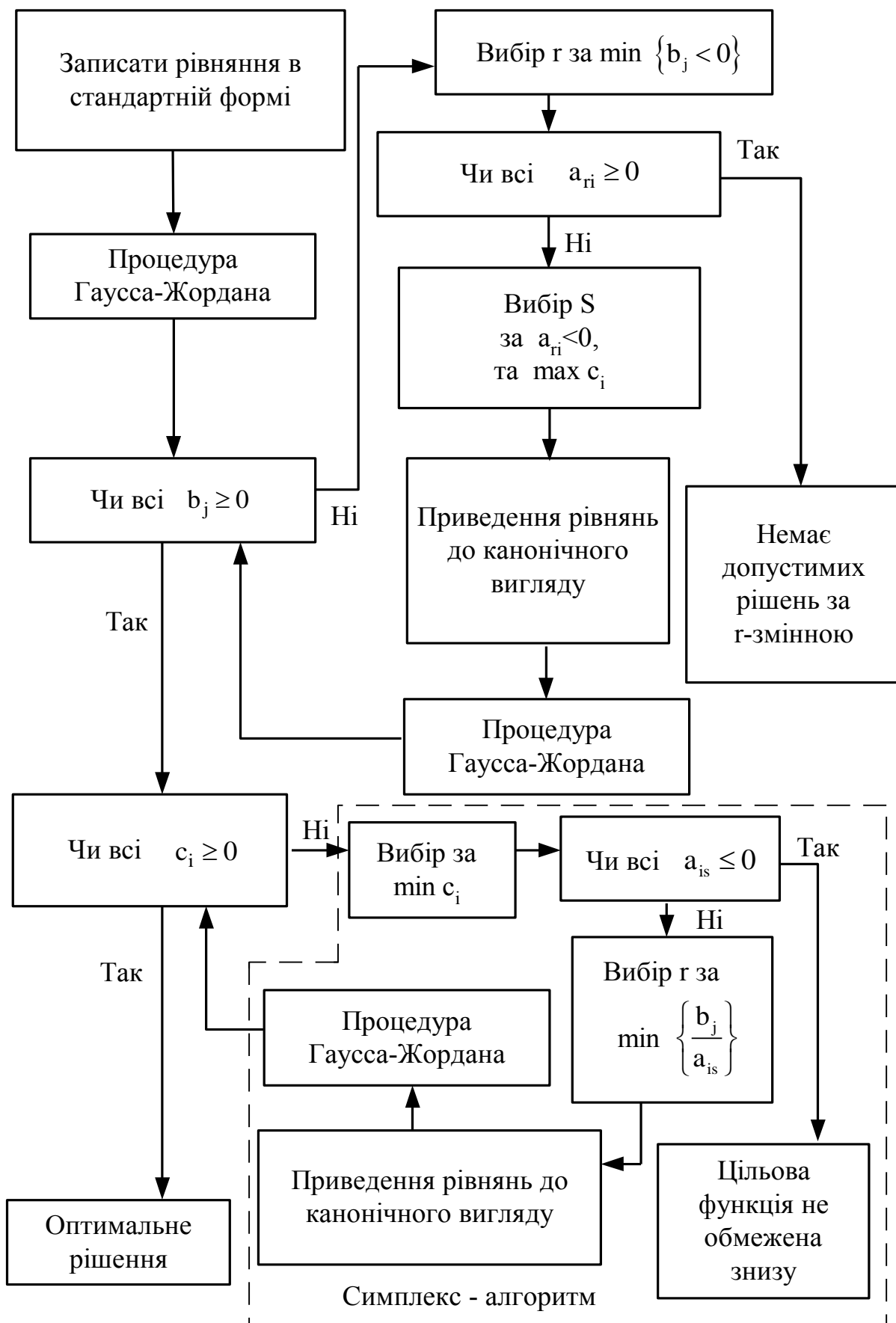


Рисунок 2.1 – Алгоритм Симплекс-методу

Якщо існують $b'_j < 0$, то потрібно виконати ще крок для канонізації системи (2.4). Для цього змінюють склад базисних і небазисних змінних. Алгоритм приведення системи (2.4) до канонічного вигляду буде таким:

1. Обирається змінна x_r , яка виводиться з базису і вводиться до складу небазисних змінних. Індекс r вибирається відповідним індексу від'ємних b'_j .

2. В рядку r , починаючи з $m+1$ -го стовпця вибираються від'ємні коефіцієнти a'_{ri} ($i = \overline{m+1, n}$). Якщо такі відсутні, це означає, що задача оптимізації сформульована некоректно, тому що немає допустимих рішень за змінною x_r . При наявності від'ємних коефіцієнтів a'_{ri} , індекс небазисної змінної, переведеної до складу базисних, шукається в стовпці i . При цьому індекс s визначається з умови відповідності a'_{rs} максимальному c'_s .

3. Стовпці r і s в матриці (2.4) міняють місцями і система знов приводиться до канонічного вигляду.

4. Перевіряється умова $b'_j \geq 0$, $j = \overline{1, m}$.

Пункти 1-4 виконуються до тих пір, поки всі b'_j не стануть позитивними $b'_j \geq 0$, тобто система рівнянь (2.4) не буде приведена до канонічного вигляду. Далі виконується другий етап СМ.

Розглянемо другий етап СМ, тобто оптимізацію за допомогою СА системи рівнянь, отриманої на першому етапі.

Критерієм мінімальності функції (2.1) є невід'ємність всіх коефіцієнтів c'_i в системі (2.4). Якщо хоча б один із коефіцієнтів в системі (2.4) $c'_i < 0$, то це означає, що зменшити значення функції $y(x)$ можна збільшенням x_i . При цьому змінна x_i повинна бути виведена зі складу небазисних змінних і введена в базисні оптимальні змінні. Якщо декілька коефіцієнтів $c'_i < 0$, то для прискорення процесу оптимізації вибирається коефіцієнт, найбільший за абсолютною величиною. Тобто вибирається індекс s -змінної, яка з небазисних переводиться в

базисні змінні. Тут потрібно перевіряти знак коефіцієнтів a'_{is} в стовпці s . Очевидно, що коли всі $a'_{is} \leq 0$, то x_s можна збільшити без всяких обмежень до $+\infty$, відповідно, функція $y(x)$ не має обмежень знизу. Тоді мінімізація функції $y(x)$ не має сенсу. Це означає, що задача поставлена некоректно і потрібно уточнити і постановку задачі, і відповідну модель. Якщо $a'_{is} > 0$, то на збільшення змінної x_s є обмеження і тоді відповідні базисні змінні x_i будуть зменшуватись. Раніше за всіх досягне нульового значення та базисна змінна x_i , для якої відношення $\frac{b'_j}{a'_{is}}$ буде мінімальним. Тому вибір індексу r базисної невідомої x_r , яка виводиться із базису, визначається умовою:

$$\frac{b'_j}{a_{rs}} = \min \left(\frac{b'_j}{a'_{is}} \right),$$

де $a'_{is} > 0$.

Після визначення індексів r і s в системі рівнянь (2.4) обмінюються місцями r -тий і s -тий стовпці. Далі ведучим елементом вибирається a_{rs} і система (2.4) знову приводиться до канонічного вигляду.

Викладена обчислювальна процедура СА повторюється доти, доки в функції мети системи (2.4) всі c'_i не стануть додатними або рівними нулю. В цьому разі оптимальне рішення отримано. Змінним, які входять до складу базисних, присвоюють значення відповідних вільних членів b'_j ($j = \overline{1, m}$). Небазисні змінні прирівнюють до нуля. Оптимальне значення функції мети y_{\min} дорівнює $n+1$ елементу матриці (2.4), тобто, $y_{\min} = b'_{n+1}$, де b'_{n+1} - вільний член перетвореної системи (2.4). Необхідно відмітити, що величина вільного члена b'_{n+1} не впливає на визначення вектора оптимізованих змінних x при Симплекс-методі.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат $V_d = a + b \cdot P^2$

Вітки	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт a, тис.грн	Коефіцієнт b, грн/МВт ²	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
6-503	23,1	10273,0	2,182	10491,1
5-504	23,1	10877,3	2,310	11108,3
1-501	23,1	9064,4	1,925	9256,9
3-504	23,1	10877,3	2,310	11108,3
503-502	23,1	6042,9	1,283	6171,3
502-501	23,1	9668,7	2,053	9874,0
502-504	23,1	11481,6	2,438	11725,4
503-504	23,1	12085,9	2,567	12342,5
504-103	23,1	10273,0	2,182	10491,1

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат $V_d = a_1 + b_1 \cdot P$

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт a ₁ , тис.грн	Коефіцієнт b ₁ , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
6-503	11439,1	10273,0	50,437	11439,1
5-504	12112,0	10877,3	53,404	12112,0
1-501	10093,3	9064,4	44,504	10093,3
3-504	12112,0	10877,3	53,404	12112,0
503-502	6728,9	6042,9	29,669	6728,9
502-501	10766,2	9668,7	47,471	10766,2
502-504	12784,9	11481,6	56,371	12784,9
503-504	13457,8	12085,9	59,338	13457,8
504-103	11439,1	10273,0	50,437	11439,1

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат $V_d = c \cdot P$

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт c, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
6-503	11439,1	494,8	11439,1
5-504	12112,0	523,9	12112,0
1-501	10093,3	436,6	10093,3
3-504	12112,0	523,9	12112,0
503-502	6728,9	291,0	6728,9
502-501	10766,2	465,7	10766,2
502-504	12784,9	553,0	12784,9
503-504	13457,8	582,1	13457,8
504-103	11439,1	494,8	11439,1

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.2:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах	
	6-501	3-504	1-501	3-504	503-502	502-503	502-501	501-502	502-504	504-502	503-504	504-503	504-103	103-504			
501	0	0	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	2,49	2,49
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	17,10	17,10
503	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	18,63	18,63
504	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	-8,00	-8,00
Коефіцієнти цільової функції	1175,422218	1456,12941	1213,608	1456,32941	809,0729	809,0729	1294,513	1294,513	1537,2366	1537,2366	1618,14379	1618,1438	1575,422	1175,422			0,000
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дискретовані витрати, тис. грн																	0,00

Рисунок 2.2 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс таблиця)

Скориставшись у Microsoft office Excel надстройкою «Пошук рішень» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.3:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	6-503	3-504	1-501	3-504	503-502	502-503	502-501	501-502	502-504	504-502	503-504	504-503	504-103	103-504			
501	0	0	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	2,49	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	17,10	0,00
503	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	18,63	0,00
504	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	-8,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	438,7261632	1456,32941	3649,421	1456,32941	675,8446	809,0719	1294,513	1294,513	1537,2366	1454,7019	1618,14379	1618,1438	1575,422	1175,422			35711,472
Потужності ЛЕП	30,2394368	0	0	0	11,58554	0	2,4870528	0	0	8	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	10272,984	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	9668,691	0,000	0,000	13481,370	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		37466,177
Змінні складові витрат	1994,728	0,000	0,000	0,000	172,246	0,000	12,700	0,000	0,000	156,045	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		2335,719
Дискретовані витрати, тис. грн																	39801,30

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків по лініях, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок :

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	6-503	3-504	1-501	3-504	503-502	502-503	502-501	501-502	502-504	504-502	503-504	504-503	504-103	103-504			
501	0	0	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	2,49	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	17,10	0,00
503	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	18,63	0,00
504	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	-8,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	405,699275	1456,32941	1213,608	1456,32941	536,4599	809,0719	3882,7163	1294,513	1537,2366	1454,7019	1618,14379	1618,1438	1575,422	1175,422			39801,896
Потужності ЛЕП	30,2384368	0	0	0	11,58554	0	2,4870528	0	0	8	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	10272,984	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	9668,691	0,000	0,000	11481,370	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		37466,177
Змінні складові витрат	1994,728	0,000	0,000	0,000	172,246	0,000	12,700	0,000	0,000	156,045	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		2335,719
Дискретовані витрати, тис. грн																	39801,30

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях

Було отримано розрахунок з найменшим значенням витрат рис. 2.5:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	6-503	5-504	1-501	3-504	303-502	502-503	502-501	501-502	502-504	504-502	503-504	504-503	504-103	103-504				
501	0	0	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	2,49	0,00	
502	0	0	0	0	0	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	17,10	0,00	
503	1	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	-1	1	0	0	18,03	0,00	
504	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	8,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	405,699275	1456,329411	1213,666	1456,329411	336,4399	809,0719	3892,7163	1194,515	1537,2366	1454,7019	1618,14379	1618,1438	1575,422	1175,422			30795,612	
Потужності ЛЕП	27,751384	0	2,487053	0	9,898488	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	10272,984	0,000	9564,396	0,000	6942,932	0,000	0,000	0,000	0,000	13481,570	0,000	0,000	0,000	0,000			36861,884	
Змінні складові витрат	1680,097	0,000	11,906	0,000	106,232	0,000	0,000	0,000	0,000	156,045	0,000	0,000	0,000	0,000			1954,290	
																		38816,18

Рисунок 2.5 – Друга ітерація пошуку рішення

При повторному уточненні коефіцієнтів цільової функції ми отримуємо попередню схему. Отже, на рис.2.6 була отримана оптимальна схема ЕМ так як у ній найменше значення витрат.

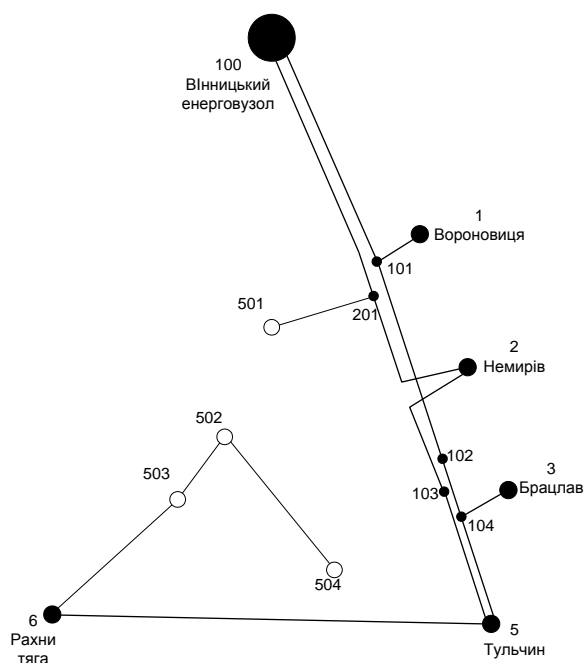


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку Симплекс-методом

Проте дана схема рис.2.6 згідно до ПУЕ [8] не надає новим споживачам заданий рівень надійності електропостачання, що відповідає заданій категорії тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнених контурів.

Отже, було прийнято рішення встановити дволанцюгову лінію на відріжку 502-504, та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 502-501 тим самим

забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних один від одного джерел живлення.

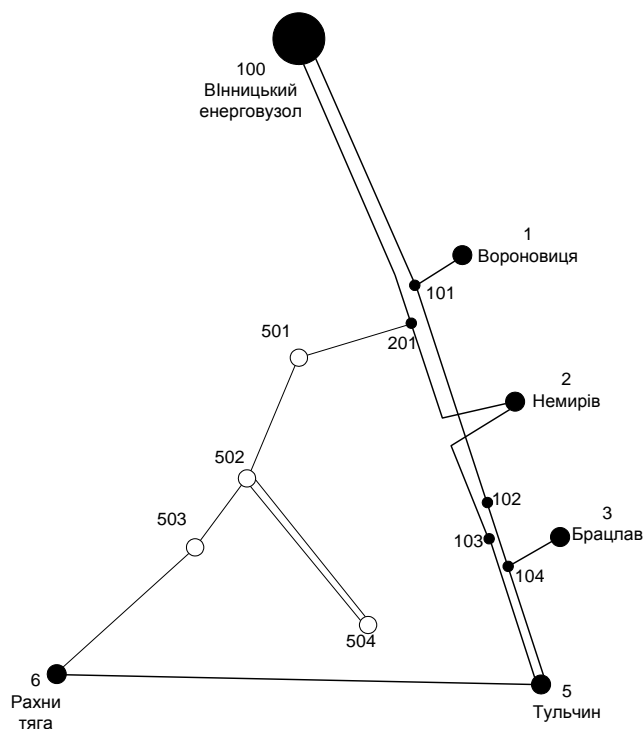


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

В результаті за допомогою таблиці на рис 2.8 було пораховано вартість схеми з забезпеченням належної надійності. Розрахункова вартість схеми зросла на 14596,67 тис.грн., у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку Сиплекс-методом.

Номери вузла	Перелік ЛЕП													Потужності вузла	Небаланс по вузлах		
	6-503	5-504	1-501	3-304	503-502	502-503	502-501	501-502	502-504	504-502	503-504	504-503	504-103			103-504	
502	0	0	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	2,48	-12,78	
502	0	0	0	0	0	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	17,10	-12,78	
503	1	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	-1	1	0	18,85	0,00	
504	0	1	0	0	1	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	-8,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	485,699275	1456,32941	1213,608	1456,32941	536,4599	809,0719	3892,7183	1294,515	2537,2368	1434,7019	1613,14879	1638,1438	1375,432	1375,432		47339,514	
Потужності ЛЕП	27,751384	0	2,467053	0	5,898488	0	0	12,78	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	10272,984	0,000	9064,358	0,000	6042,912	0,000	0,000	7668,691	0,000	16674,158	0,000	0,000	0,000	0,000		51123,200	
Змінні складові витрат	1080,097	0,000	11,906	0,000	106,232	0,000	0,000	235,350	0,000	356,045	0,000	0,000	0,000	0,000		2389,629	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	53412,83

Рисунок 2.8 – Коригування схеми з урахуванням забезпечення категорій надійності споживачів

2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

2.3.1. Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, такого способу, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

Крім цього прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і в експлуатації енергосистеми пов'язане із постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів.

Тому для вирішення задач оптимізації у енергетиці поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

2.3.2. Вибір оптимальної схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 501, 502, 503, 504). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{H.П})^{(T-t)}, \quad (2.5)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту;

$E_{H.П}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{H.П} = 0,16 \div 0,20$);

T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_D + E, \quad (2.6)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.5) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу.

На першому етапі рухаючись від першого року до останнього визначають умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок вибирають так, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальні:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.7)$$

Тобто витрати на першому році розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації. Отриманий таким чином варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

Однак оскільки на попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, то отриманий розв'язок є наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (2.7.3).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.5), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

- 1) Баланс потужностей: $\sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj}$;
- 2) Стосовно ресурсів: $I_{\Sigma t} = I_{\max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot I_i \quad (2.8)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 40$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 40 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати

будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуюмо одноланцюгову лінію до вузла 503. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 20,4км., що не перевищує обмежень по введенню ліній яке рівне 40км. За формулою (2.8) розраховуються V_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл. 2.4.

Кожний наступний крок формуються з врахуванням розвитку електропостачання на попередньому кроці. І так само для кожного варіанту враховується обмеження по введеній довжині лінії.

2-ий рік – можемо будуюмо одноланцюгові лінії 503-502 та 502-501. Дволанцюгові ЛЕП використовуються для забезпечення надійності електропостачання споживачів. Результати розрахунків подано в табл. 2.5.

3-ий рік – будуюмо одноланцюгову лінію 501-201 та дволанцюгову 504-502. Результати розрахунків подано в табл. 2.6.

Таблиця 2.4 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	V , тис.грн
1	6-503	20,4	20,4	18,65	11031,8	11031,8	14844,4
2	201-501	18	18	2,49	9076,3	9076,3	12213,1
3	6-503	20,4	32,4	35,75	13061,1	19479,3	26211,3
	503-502	12		17,1	6418,2		
4	201-501	18	37,2	19,59	9803,1	20072,2	27009,1
	501-502	19,2		17,1	10269,1		

Таблиця 2.5 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн
1,1	503-502	12	31,2	19,59	6535,4	16216,8	18811,5
	502-501	19,2		2,49	9681,4		
1,2	201-501	18	37,2	19,59	9803,1	20072,2	23283,7
	501-502	19,2		17,1	10269,1		
2,1	6-503	20,4	39,6	18,65	11031,8	21300,8	24709,0
	501-502	19,2		17,1	10269,1		
3,1	502-504	22,8	22,8	-8	16230,2	16230,2	18827,1
4,1	6-503	20,4	20,4	18,65	11031,8	11031,8	12796,9
4,2	502-504	22,8	34,8	-8	16230,2	22719,5	25354,6
	502-503	12		18,65	6489,3		

Таблиця 2.6 - Варіанти розвитку електричної мережі для третього року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн	B_{Σ} , тис.грн
1,1,1	201-501	18	40,8	25,02	10269,4	26496,9	26496,9	60152,8
	502-504	22,8		7,93	16227,5			
1,2,1	503-502	12	34,8	12,89	6256,1	22483,7	22483,7	60611,8
	502-504	22,8		7,93	16227,5			
2,1,1	502-503	12	34,8	12,89	6256,1	22483,7	22483,7	59405,8
	502-504	22,8		7,93	16227,5			
3,1,1	502-501	19,2	37,2	22,32	10691,6	20961,0	20961,0	65999,4
	501-201	18		25,02	10269,4			
4,1,1	503-502	12	34,8	12,89	6256,1	22483,7	22483,7	62289,7
	502-504	22,8		7,93	16227,5			
4,2,1	6-503	20,4	20,4	5,9	10348,9	10348,9	10348,9	62712,6

2.3.3. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 2.6 вибираємо найдешевший варіант. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі визначають умовно оптимальний варіант розв'язку (для нашого розрахунку варіант 2.1.1). Далі уточнюють потоки розподіл та вартість будівництва по роках.

Оскільки для варіанту 2.1.1 приєднання підстанцій 501-201, 502-504 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому році, то необхідно уточнити витрати по даному варіанту, що показано в табл 2.7. Значення перетоків потужності були взяті з додатку Б.

Таблиця 2.7 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	$V_{ізх}$, тис.грн	$V_{\Sigmaзх}$, тис.грн	$V_{зх}$, тис.грн
2,1,1	502-503	12	34,8	12,89	6256,1	22483,7	22483,7
	502-504	22,8		7,93	16227,5		
2,1	6-503	20,4	39,6	5,9	10348,9	21040,5	24407,0
	501-502	19,2		22,32	10691,6		
2	201-501	18	18	25,02	10269,4	10269,4	13818,5
						$V_{зх\Sigma}$	60709,2

Таблиця 2.8 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	$V_{ізх}$, тис.грн	$V_{\Sigmaзх}$, тис.грн	$V_{зх}$, тис.грн
1,1,1	201-501	18	40,8	25,02	10269,4	26496,9	26496,9
	502-504	22,8		7,93	16227,5		
1,1	503-502	12	31,2	12,89	6256,1	16947,7	19659,4
	502-501	19,2		22,32	10691,6		
1	6-503	20,4	20,4	5,9	10348,9	10348,9	13925,5
						$V_{зх\Sigma}$	60081,8

В ході виконання зворотнього ходу МДП табл.2.7 було отримано вартість варіанту 2,1,1 яка склала – 60709,2 тис.грн . У зв'язку з цим вибираємо варіант

1,1,1 вартість якого на прямому ході менша – 60152,8 тис. грн. Він є наступний найдешевший варіант, знову рахуємо зворотній хід табл. 2.8.

Після уточнення витрати на 3 році зменшилися до сумарних витрат 60081,8 тис.грн, тому він залишається оптимальним. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема зображена на рис 2.9.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії надійності, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній.

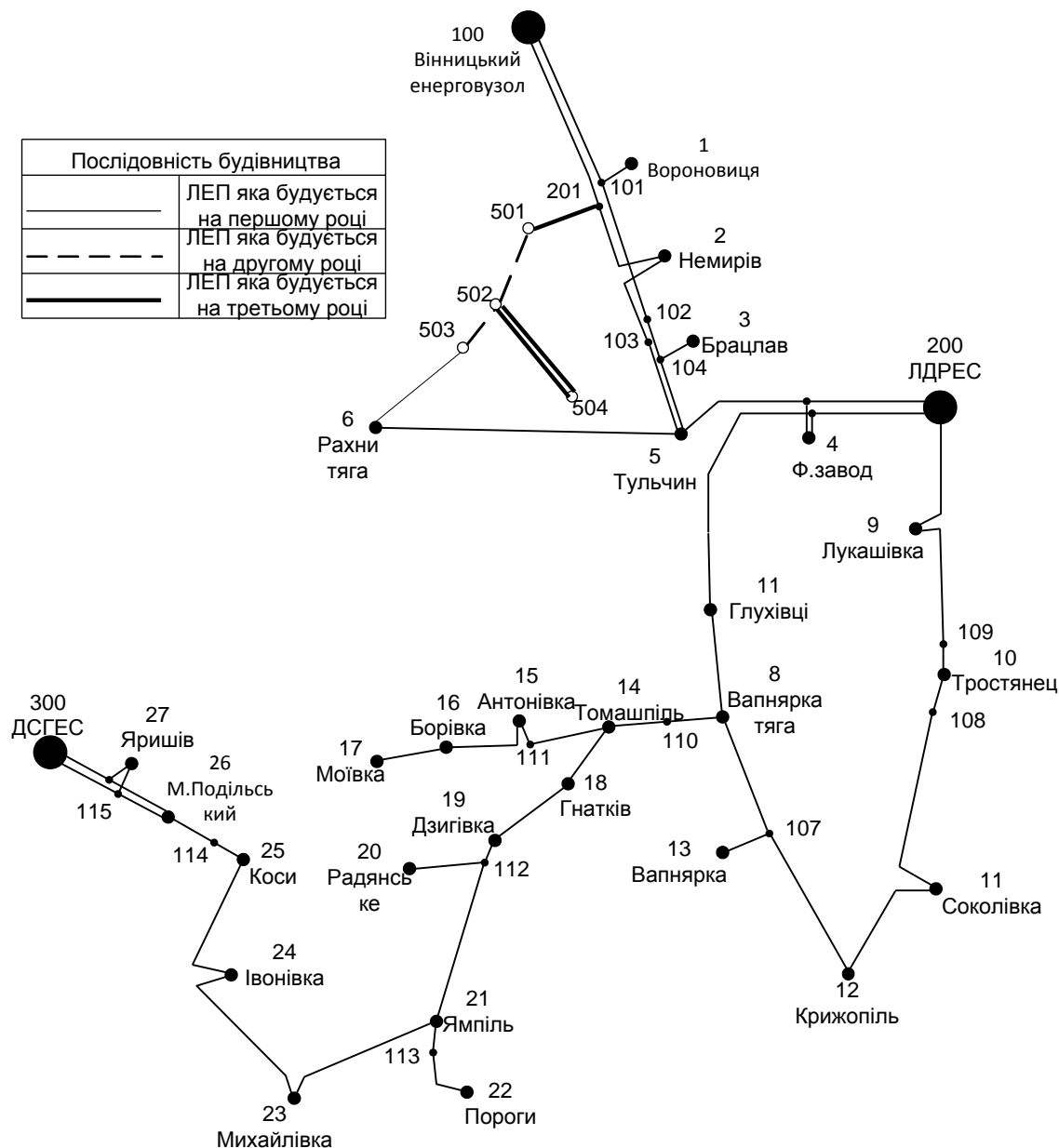


Рисунок 2.9 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу

2.4.1. Вибір трансформаторів

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.9)$$

де n_T - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 501 вузла згідно (2.9) маємо:

$$S_{T.ном} \geq \frac{2,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 2 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 2,5 МВА.

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.2.9.

У вузлах 502, 503 та 504 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.9 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
501	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10.5	22	5.5	1.5	42.6	508.2	37.5
502	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
503	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
504	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4

2.4.2. Визначення конструктивних перерізів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (2.10) :

$$I_{розрп} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|I_L|}{n_L}; \quad (2.10)$$

$$I_{розр6-503} = \alpha_1 \alpha_T \frac{I_{6-503}}{n_L} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{33}{1} = 34,65 \text{ (A)};$$

$$I_{розр503-502} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{81}{1} = 85,05 \text{ (A)};$$

$$I_{розр502-501} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{146}{2} = 153,3 \text{ (A)};$$

$$I_{розр501-201} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{159}{1} = 166,95 \text{ (A)};$$

$$I_{розр502-504} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{42}{2} = 22,05 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 6000$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{нб} < 6000$ годин.

По приведеній в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;

Таблиця 2.10 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	$I_{розр}, A$	I_E, A	Марка проводу
6-503	5,9	34,65	370	АС-240/39
503-502	12,9	85,05	370	АС-240/39
504-502	8(СЕС)	22,05	370	АС-240/39
501-502	22,3	153,3	370	АС-240/39
201-501	25,0	166,95	370	АС-240/39

Згідно ПУЕ [8] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. Були проведені розрахунки у програмі «Втрати-110» після аварійного режиму (Додаток Е), з можливими пошкодження найбільш завантажених віток 6-503 та 201-501. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19.

Таблиця 2.11 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП / Аварії на ЛЕП	6-503	201-501	502-504	$I_{па,мах}, A$	$I_{доп}, A$	Марка проводу
Струми	A	A	A	A	A	
6-503	0	198	31	198	390	АС-120/19
502-503	108	83	76	108	390	АС-120/19
501-502	168	15	139	168	390	АС-120/19
201-501	181	0	151	181	390	АС-120/19
502-504	40	43	39	43	390	АС-120/19

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

2.5. Вибір схем розподільних підстанцій

Під час вибору схеми електричної підстанції потрібно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна:

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

- урахувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ

до 750 кВ електричних підстанцій». Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 503 та 504 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.10).

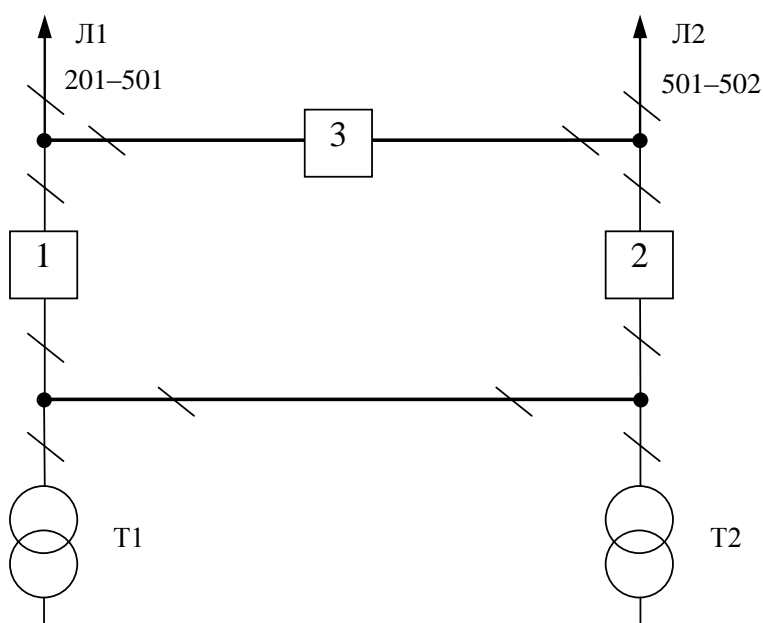


Рисунок 2.10 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 503 та 504

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі поломки одного з елементів РП на ВН.

До ЛЕП «Вінницька-330 – Немирів» пропонується приєднати нову лінію 501-201, місце приєднання (вузол 201) який розташовується: «Вінницька-330–201» на відстані 15,5км та «201– Немирів» –26,36км.

2.5.2. Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальних підстанцій Рахни тяга (вузол б) пропонується здійснити реконструкцію діючої схеми: розширити схему місток варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.11).

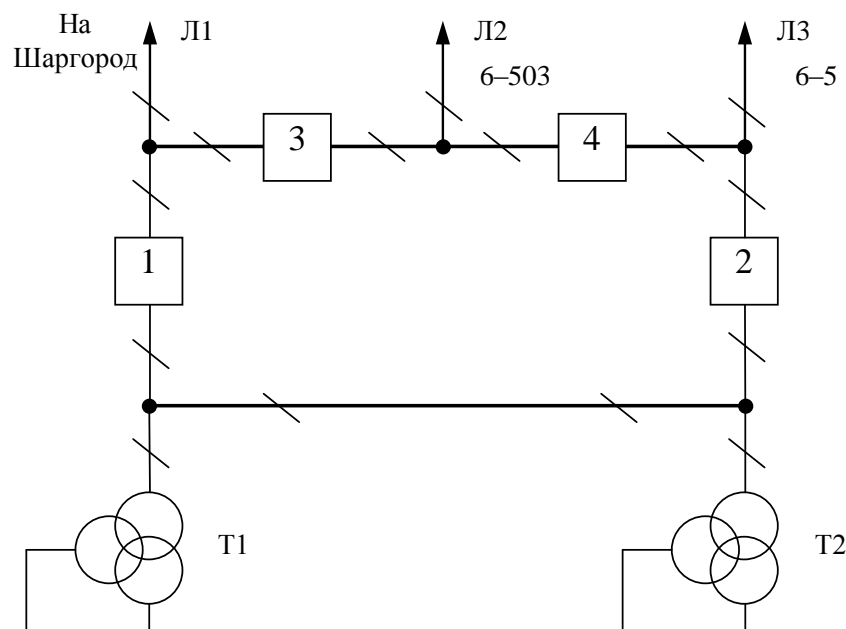


Рисунок 2.11– Схема вузлових підстанцій Рахни тяга (вузол б) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

2.5.3. Вибір схеми вузлової підстанції

Так як до підстанції 502 підходить двобічна мігістраль та одна тупикова підстанція, то для нового вузла 502 пропонується два варіанта схеми: І варіант – розширеного містка з вимикачами в колах трансформаторів (рис 2.13); ІІ варіант – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин(рис 2.14).

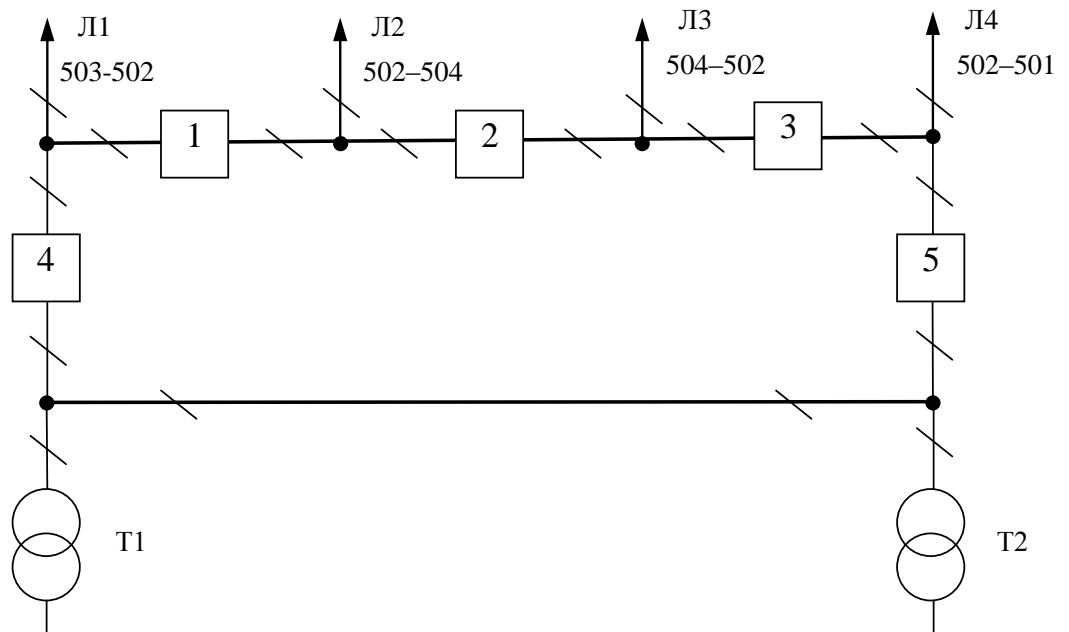


Рисунок 2.13 – Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 502) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

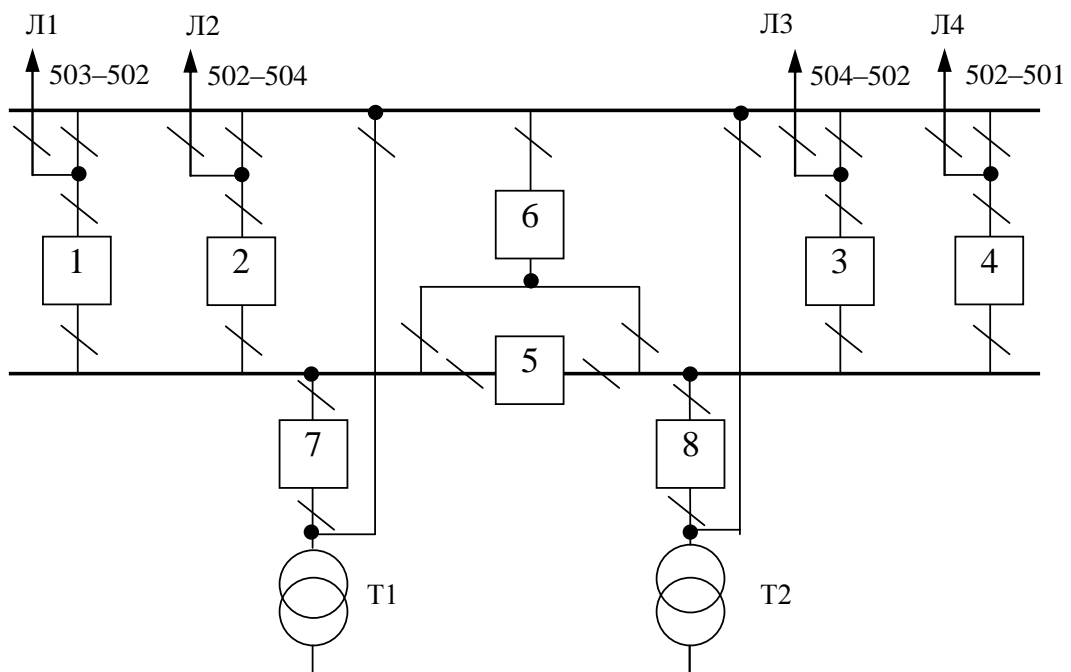


Рисунок 2.14 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 502) – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

2.5.4. Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = E_H \cdot K + V_{\text{АРО}} + Z_6 \quad (2.11)$$

де K – капіталовкладення на спорудження підстанції;

V – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

Z_6 – збиток від перерв електропостачання.

Укрупнені капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = \sum n_B \cdot C_0, \quad (2.12)$$

де n_B – кількість вузлів у схемі підстанції;

C_0 – вартість одного вузла зі встановленням;

Для схеми вузлової підстанції розширений місток необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
- приєднання лінії 110кВ з вимикачем – 3шт;
- приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем – 1шт;
- приєднання ремонтної перемички – 1шт.

Для схеми вузлової підстанції одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
- приєднання лінії 110кВ з вимикачем – 4шт;
- приєднання секційного вимикача 110кВ – 2шт.

У відповідності з (2.12) для варіантів підстанції (вузол 9) (рис.2.12 – 2.13) маємо:

$$K_I = 2763,455 \cdot 2 + 2565,607 \cdot 3 + 372,645 + 378,001 = 13974,377 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_{II} = 2763,455 \cdot 2 + 2565,607 \cdot 4 + 2382,626 \cdot 2 = 20554,590 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$B_{APO} = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (2.13)$$

де P_a , P_o – відрахування на амортизацію і обслуговування (для силового електрообладнання і розподільчих пристроїв до 150 кВ: $P_a = 18\%$, $P_o = 3\%$).

У відповідності з (2.13) для варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 9) маємо:

$$B_{APOI} = \frac{18+3}{100} \cdot 13974,377 = 2934,619 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{APOII} = \frac{18+3}{100} \cdot 20554,590 = 4316,464 \text{ (тис.грн.)}.$$

У відповідності з (2.11) щорічні приведені витрати без врахування недовідпуску для варіантів схеми підстанції вузла 502:

$$Z_I = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 = 4611,544 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 = 6783,015 \text{ (тис.грн.)}.$$

Таким чином виходячи з розрахованих приведених витрат для вузлової підстанції (вузол 502) обираємо варіант I схеми (рис. 2.12) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

2.6. Оцінювання балансу потужностей

Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 701,704,703 записуємо так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{м}}; \quad (2.14)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 38,24 + 0,05 \cdot 38,24 = 36,33 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції;

$\sum P_{\text{ні}}$ - сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_{\text{м}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах

приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$;

$K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Повна потужність генерування:

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}}; \quad (2.15)$$

де $\cos \varphi_{\Gamma} = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячої підстанції виходячи з економічності експлуатації.

$$S_{\Gamma} = \frac{36,33}{0,95} = 38,24 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_r = \sqrt{S_r^2 - P_r^2}; \quad (2.16)$$

$$Q_r = \sqrt{38,24^2 - 36,33^2} = 11,94 \text{ (МВАр)}.$$

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах.

$$Q_{\text{СП}} = \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i}; \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{СП}} = 18,52 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}}; \quad (2.18)$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 18,52 = 1,9 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = \sum_{i=1}^k U^2 \cdot (b_0 \cdot l_{\text{ЛЕП}}); \quad (2.19)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 14–502.

$$Q_{\text{ЛЕП6-503}} = 109,79^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 20,4) = 0,66 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,66 + 0,39 + 0,64 + 0,62 + 1,49 = 3,81 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = Q_{\text{СП}} + \Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} - Q_r - Q_{\text{ЛЕП}}; \quad (2.20)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 18,52 + 1,9 - 11,94 - 3,81 = 4,62 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 18,52 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 11,94 МВАр, дозволяє зробити висновок про

доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4950-450 УЗ на 4,95 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 503.

2.7 Розрахунок і аналіз ustalених режимів електричної мережі

Розрахунок ustalеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – High”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок ustalеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

2.7.1. Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних

Введення та редагування інформації про вузли

Для введення або редагування інформації про вузли електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вузли" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вузли".

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У відповідних полях необхідно увести “N вузла”, “Назва вузла”, "U_n, кВ", "P_n, МВт", "Q_n, МВАр".

Після закінчення редагування інформації про вузли необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо у початкові дані вносились зміни, то здійснюється перевірка введених значень і за відсутності помилок здійснюється вихід з режиму редагування. Після введення за зазначеним вище алгоритмом інформації для всіх вузлів електричної мережі був отриманий файл вхідних даних. Інформація про вузли з файла вхідних даних представлена в додатку Б.

Введення та редагування інформації про вітки

Для введення або редагування інформації про вітки електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вітки" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вітки".

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш ←↑↓→ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У поля "Nпочат" та "Nкінця" вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі "Тип" задається тип вітки. Якщо задано тип вітки "Одноланцюгова ЛЕП" або "Дволанцюгова ЛЕП", то у полі "Un/Марка" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати марку проводу із доступного переліку, а у полі "L, км" ввести довжину лінії.

Якщо задана трансформаторна вітка, то у полі "Тип трансформатора" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати тип трансформатора із доступного переліку. Для закінчення введення чи редагування інформації про вітки необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

За наведеною схемою була введена інформація для всіх наявних віток електричної мережі. Інформація про вітки з файла вхідних даних представлена в додатку А.

2.7.2. Виконання розрахунків

Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку "Аналіз схеми" головного вікна програми. При цьому на екран виводиться вікно

модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у схемі мережі. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки “Завершити” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

У разі знаходження помилок у схемі у вікно тестування додаються поля у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення.

При натисненні на кнопку "Розрахунок" виконується перевірка вхідних даних. Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У даному вікні відображається проходження процесу розрахунку режиму мережі.

Якщо розрахунок виконаний коректно то у нижній частині вікна засвічується поле “Виконано”. У даному випадку зачинення вікна “Розрахунок режиму” шляхом натискання кнопки “Готово” призводить до відкриття вікна результатів розрахунків.

2.7.3. Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно програма рахує і усталений режим електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку Г.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку представлені в додатку В.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою.

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 3,342 МВт або 1,8% від потужності генерації.

Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках Г та Е.

2.7.4. Регулювання напруги у мережі

Споживачі можуть ефективно працювати тільки при нормованому значенні частоти і напруги, які є показниками якості електроенергії. Основна задача підтримки напруги в живлячих мережах полягає в забезпеченні потрібних показників якості енергії. В розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в центрах живлення трансформаторами з РПН.

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів.

Регулювання напруги виконується з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях.

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 2.12):

Таблиця 2.12 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	111,99	109,08	106,50
502	110,58	108,60	106,64
503	110,18	108,41	107,22
504	110,70	108,66	106,75

Таблиця 2.13 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10,85	10,79	10,28
502	10,20	10,26	9,81
503	10,32	10,23	9,83
504	10,61	10,41	10,23

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

$$(0.95 \div 1.05) U_{\text{ном}} = 9.5 \div 10.5 \text{ кВ}$$

На шинах високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті розрахунку режиму максимальних навантажень (додаток В).

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (2.21)$$

де $\Delta U'_{\text{T}}$ – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (2.22)$$

де $U_{\text{ВН}}$ – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; $P_{\text{Н}}$, $Q_{\text{Н}}$ – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{\text{ННб}}$ (приймаємо $U_{\text{ННб}}$ рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (2.23)$$

Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, виходячи з меж регулювання і номінального коефіцієнта трансформації вибраних трансформаторів.

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 11 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (2.24)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (2.24) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЭОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

За формулою (2.22) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 502.

$$\Delta U_{Т502} = \frac{((8,6 + 8,6) \cdot (4,38 / 2)) + ((4,8 + 4,8) \cdot (86,7 / 2))}{110,58} = 4,10 \text{ кВ.}$$

За (8.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т501б} = \frac{110,58 - 4,10}{10,5} = 10,14$$

Ближчий за табл. 2.14 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{Т501д} = 10,141$, що відповідає десятій відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.12).

$$U_{НН501д} = \frac{110,58 - 4,10}{10,141} = 10,50 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.14 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K_{T6}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	3,56	10,32	10,52	7	10,30	0,097
502	4,10	10,41	10,50	11	10,141	0,098
503	2,49	10,25	10,62	11	10,141	0,098
504	1,11	10,44	10,50	9	10,455	0,096

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток Є). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

3 МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ ПОТОКІВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Вирішення проблем керування реактивною потужністю має значний вплив на надійну та ефективну роботу електроенергетичних систем. Генерування реактивної потужності безпосередньо вимагає порівняно низьких витрат на виробництво, однак має відчутний вплив на вартість виробництва електроенергії в цілому завдяки зменшенню втрат на транспортування електроенергії.

Чинні методики компенсації реактивної потужності та її оптимального розподілу між ДРП мають за мету мінімізацію втрат електроенергії та зниження собівартості електроенергії з урахуванням технічних обмежень: потужностей ДРП, вузлових напруг, зсуву фаз, положень відпайок регулювальних трансформаторів та ін. Ці обмеження формують задачу оптимального керування реактивною потужністю, способи розв'язку якої постійно вдосконалюються у працях багатьох авторів [1-3].

Утворення нових ринкових відносин у енергетичній галузі та потреба державного економічного регулювання цих відносин за напрямками енергозбереження для підвищення якості електроенергії та надійності електропостачання, зумовили появу відповідних нормативних умов регулювання перетікань реактивної енергії [4].

Однак, швидка зміна умов функціонування розподільних електричних мереж не завжди дозволяє ефективно розв'язувати існуючі задачі з допомогою наявної галузевої нормативної документації. Насичення електромереж джерелами електроенергії, більшість споживає або виробляє реактивну потужність, потребує перегляду та аналізу існуючих підходів до розв'язання задачі оптимального керування реактивною потужністю та її компенсації.

В даному розділі аналізуються проблеми керування перетіканнями реактивної потужності, методи аналізу ефективності впровадження засобів КРП на етапі проектування та експлуатації з урахуванням особливостей структури

керування енергосистемами, а також обґрунтовуються та аргументуються задачі наукового дослідження.

3.1. Особливості сучасних електричних мереж з огляду на проблему керування перетіканнями реактивної потужності

У даному пункті наведено коротку характеристику сучасних електричних мереж в Україні та за кордоном. Проаналізовано тенденції розвитку розподільних електричних мереж, зокрема, впровадження розосередженого генерування та нових видів споживачів, що викликають нові проблеми регулювання напруги та реактивної потужності.

Особливістю оптимізації реактивних перетікань в сучасних електричних системах є те, що крім традиційних джерел реактивної енергії (електричних станцій, спеціалізованих пристроїв, ліній електропередачі) тут впроваджуються РДЕ. Функціонування розосереджених джерел енергії визначається впливом навколишнього середовища й мало залежить від обмежень, що накладаються експлуатацією в електричних мережах. Використовуючи синхронні й асинхронні генератори, а також інверторні перетворювачі, означені джерела можуть генерувати або споживати реактивну енергію залежно від режиму їх роботи. Внаслідок цього періодично виникають реверсивні перетікання, які впливають на надійність та ефективність транспортування електроенергії.

Оскільки темпи розвитку відновлюваної енергетики, а отже РДЕ щороку зростають, то означена проблема буде лише загострюватися. Про це свідчить досвід західних країн.

Децентралізація енергетичних систем вимагає, щоб власники РДЕ брали більшу відповідальності за енергосистему. Що стосується стабільності напруги і керування реактивною потужністю, вітрові електростанції та фотовольтаїчні парки, підключені до мереж 110 кВ, технічно здатні забезпечувати баланс реактивної потужності [5]. У роботі показано, що керована й відповідна до ситуації подача реактивної потужності може не лише зменшити втрати в

розподільній мережі, але і сприяти гнучкому обміну реактивною енергією з магістральними мережами, щоб підтримувати стабільність напруги в системі.

У [6] на прикладі Німеччини показано, що видача потужності відновлюваних джерел енергії може викликати недопустимі підвищення рівнів напруги. Крім того, мережеве обладнання, необхідне для підключення РДЕ, наприклад, лінії електропередачі, генерує додаткову реактивну потужність. Лише використовуючи керування реактивною потужністю, оператори розподільних мереж можуть вирішувати згадані проблеми.

У згаданій роботі представлено концепцію системи керування реактивною потужністю, згідно якої РДЕ на рівні розподільних мереж можуть бути використані для компенсації реактивної потужності мереж нижчої напруги та покращання балансу енергосистеми. Показано, що для використання потенціалу РДЕ зі збереженням нормального режиму мережі необхідна загальна оптимізація режимів за реактивною потужністю в поєднанні з локальною функцією обмеження напруги.

У [7] показано, що суттєві можливості операторам розподільних мереж дає інтегрування установок накопичення енергії в електричних мережах з розосередженим генеруванням. Використання накопичувачів енергії дозволяє підвищити безпеку електропостачання та стійкість розподільних мереж завдяки зниженню пікового споживання та регулюванню рівнів напруги. В підсумку, це усуває, або відкладає необхідність інвестицій у посилення мереж.

У роботі запропоновано метод оптимізації активних і реактивних потужностей накопичувачів енергії відповідно до рівня споживання в розподільних мережах для забезпечення максимального прибутку. Показано, що оптимізація реактивних потужностей накопичувачів енергії має важливе значення для забезпечення стійкості функціонування мереж, особливо в критичних режимах. Оптимізація функціонування ЕМ з використанням бізнес-моделі, у якій враховуються послуги щодо координації активної й реактивної потужностей, сприяє збільшенню прибутку приблизно на 20% в порівнянні з оптимізацією лише активних потужностей.

Крім впровадження розосередженого генерування, сучасні розподільні мережі характеризуються змінами обсягів та структури електроспоживання. Так, наприклад, у Італії важливим фактором впливу на режими розподільних мереж, зокрема перетікання реактивної енергії та рівні напруги, є зростання попиту на електромобілі. Станції їх швидкої зарядки мають значні максимальні потужності, низький коефіцієнт потужності та випадковий характер навантаження. Виходячи з цього, в [8] проаналізовано вимоги, щодо підключення обладнання для швидкої зарядки електромобілів до існуючих низьковольтних розподільчих мереж. Зокрема, для запобігання недопустимого зниження напруги під час зарядки на високій потужності, пропонується використовувати керовані ДРП, уставки яких потребують автоматизованого коригування залежно від типу підключеного електричного транспортного засобу.

Крім того, у [9] показано, що за збільшення потужності нелінійних навантажень в електричних мережах виникають вищі гармоніки, що негативно впливає на якість електропостачання. Для вирішення проблеми досліджено можливість використання перетворювального обладнання мережевої фотоелектричної станції (ФЕС) з активним керуванням інверторним обладнанням. У [10] ефективність такого підходу до вирішення проблеми вищих гармонік підтверджено результатами моделювання розподіленої фотоелектричної системи генерування (PV-DGS) за допомогою MATLAB/SIMULINK. На прикладі двох масивів сонячних модулів (200 кВт) було показано, що використання оперативної оптимізації генерування реактивної потужності дає можливість забезпечувати якість напруги в мережі, а також підвищити вироблення енергії.

Позитивний вплив узгодженого генерування відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в [11] розглядається як фактор зниження витрат на їх підключення на прикладі найбільшого французького оператора розподільних мереж ENEDIS. Показано, що зниження перетікань активної потужності в мережах середньої напруги завдяки генеруванню ВДЕ та самоналагоджуване регулювання реактивної потужності є факторами, які можуть бути використані для обґрунтування зниження витрат на підключення, особливо, коли аудит стану

мереж виявляє конструктивні обмеження. Аналіз витрат і соціального ефекту для таких рішень в порівнянні з реконструкцією і посиленням розподільних мереж показує обґрунтованість потенційного зниження витрат на підключення ВДЕ на 20-50% [11]. Однак таке зниження витрат пов'язане зі збільшенням вартості проекту ВДЕ через необхідність додаткових засобів автоматизації та інформаційної інфраструктури. В [12] наведено результати дослідження режимів розподільних мереж з оцінюванням впливу зазначених інноваційних засобів на режими напруги та втрати електроенергії на прикладі французької енергокомпанії ENEDIS та обґрунтовано актуальність масштабної реалізації таких рішень.

У [13] використання інверторів ФЕС додано до структури заходів щодо мінімізації витрат, пов'язаних з втратами енергії. Запропоновано нову модель компенсації реактивної потужності для мінімізації витрат, що пов'язані з втратами енергії в розподільних мережах. Це дало можливість оцінювати оптимальні інвестиції в інвертори ФЕС з урахуванням коригування тарифів та/або обмеження генерування активної потужності.

На основі запропонованої моделі розроблено комплексний підхід до планування підключень й керування ФЕС, який дає можливість оцінювати варіанти використання інверторів для забезпечення фіксованого генерування реактивної потужності, як альтернативи батареям конденсаторів. На стадії експлуатації мереж забезпечується можливість адаптації генерування реактивної потужності відповідно до зміни параметрів навантаження й появи нових ФЕС у абонентів електромереж. Однак для забезпечення ефекту від впровадження розподіленого генерування, зокрема, підвищення надійності й якості електроенергії, а також вирішення проблем, описаних вище, додатково ускладнює систему керування розподільними мережами, оскільки вимагає організації оперативного обміну даними між РДЕ й основною мережею.

У роботі [14] досліджено вплив РДЕ в розподільних мережах на перетікання реактивної потужності в магістральних мережах. Запропоновано методику оцінювання тенденцій електроспоживання в електромережах з РДЕ. За результатами проведених досліджень вдосконалено метод прогнозування потоків

електроенергії, що базується на оцінюванні чутливості потоків реактивної потужності у вузлах приєднання розподільних мереж та імітації відповідного керування режимами підстанцій. Показано, що на зв'язках між магістральними та розподільними мережами в Великобританії та інших європейських країнах в періоди мінімального навантаження попит на реактивну потужність буде продовжувати знижуватися. Це розглядається як один з факторів, що ставлять нові проблеми в магістральних мережах з підтримання встановлених рівнів напруги.

Виходячи з цього, у проекті стандарту «Визначення необхідних умов і алгоритмів врахування вітрових та сонячних електростанцій при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості (АЗПС) у перетинах ОЕС України. Методичні рекомендації» закладено певні важелі централізованого впливу на роботу РДЕ.

Залежно від типу розосереджених джерел електроенергії, їх вплив на режими роботи електромереж є різним. Для фотовольтаїчних установок характерними є значні встановлені потужності (від одиниць кіловат до десятків мегават для розподільних електромереж), що у поєднанні з істотною залежністю генерування від випадкового впливу навколишнього середовища, створює принципово нові умови функціонування розподільних ЕМ. Крім того, застосування потужних інверторів може спричиняти спотворення форми кривої напруги ЕМ та появу вищих гармонік.

У випадку використання для перетворення енергії синхронних генераторів, технологічною необхідністю є генерування реактивної потужності. Тобто, крім активної потужності, що є предметом договорів на постачання електроенергії, на користування електричними мережами, на функціонування в межах енергетичного ринку України, такі РДЕ генерують і реактивну потужність. Виходячи з цього, синхронні генератори працюють з коефіцієнтом потужності ($\cos\varphi = 0.8-0.85$). Залежно від співвідношення такого генерування та суміжного споживання їх вплив може бути позитивним, або негативним. Останній проявляється у зростанні струмів у лініях електропередачі (ЛЕП) та

трансформаторах, а також підвищення рівня втрат електроенергії в ЕМ. Однак, у обох випадках локальне генерування реактивної потужності РДЕ сприяє підвищенню рівнів напруги у вузлах ЕМ, що є позитивним моментом для забезпечення якості електропостачання електрично-віддалених споживачів.

Таким чином, зміни у структурі генерування та електроспоживання, особливо реактивної енергії, практично не знайшли відображення у чинних нормативних документах щодо розроблення заходів зі зменшення втрат у електричних мережах ЕЕС. Таким чином, методи та засоби оптимізації проектних рішень у даному напрямку потребують вдосконалення.

3.2. Методи розв'язання задач оптимізації перетікань реактивної потужності в електричних мережах

Для розв'язання задач, пов'язаних з оптимізацією рівнів компенсації реактивної потужності у електричних мережах за комплексним критерієм, традиційно знайшли застосування методи декомпозиції, лінійного та нелінійного програмування [15]. Однак такі методи через використання припущень та спрощень можуть скеровувати процес розв'язку до локальних екстремумів.

У низці робіт, зокрема [15], обґрунтовано доцільність переходу від задачі комплексної оптимізації перетікань реактивної потужності в ЕМ, до комплексу задач оптимізації окремих етапів впровадження ДРП. Показано, що це дає можливість застосування класичних методів оптимізації [15] практично без погіршення адекватності. Однак такий підхід супроводжується необхідністю прийняття додаткових припущень на етапі декомпозиції. Крім того, узгодження розв'язків часткових задач для складної системи з розподіленим генеруванням перетворюється на достатньо складну оптимізаційну задачу [16]. Це знижує надійність та швидкодію отримання розв'язку, наближеного до глобального оптимуму, погіршуючи ефективність проектних рішень та оперативного керування [16].

Сучасний розвиток інформаційних технологій та обчислювальних засобів формує передумови для застосування інших підходів до розв'язання задач оптимізації перетікань реактивної енергії, зорієнтованих, зокрема, на автоматизацію функціонування ЕМ. Виходячи з цього, останнім часом активно застосовуються елементи штучного інтелекту [11], зокрема штучні нейронні мережі, експертні системи, генетичні алгоритми та еволюційне програмування. Проте надмірне споживання часу у випадку застосування еволюційних та генетичних алгоритмів пошуку оптимальних розв'язків обмежує їх застосування в енергетичних системах, особливо для задач реального часу [16].

Для розподільних мереж промислових підприємств та районів проблема керування реактивною потужністю зумовлена, в основному, її впливом на стабільність напруги. Для забезпечення останньої розподіл та коригування реактивної потужності необхідно виконувати з урахуванням максимального дефіциту в найбільш віддалених вузлах електромереж. У [15] описано системний підхід для оптимізації генерування реактивної потужності, що базується на класичному методі оцінювання чутливості напруги з використанням фрагменту матриці чутливості Якобі та коефіцієнта чутливості напруги (voltage sensitivity index – VSI). Останній визначається як евклідова норма фрагменту оберненої матриці Якобі [18]. Дослідження розподілу реактивної потужності для пікових навантажень та найбільш характерних сценаріїв зміни навантаження в умовах нормальних та непередбачених умов показало, що у реальних мережах спостерігається зменшення навантажень ліній та трансформаторів, а також підвищення рівнів напруги на шинах електромережі та зниження втрат електроенергії, порівняно з розрахунковими значеннями. А отже, підтверджено необхідність врахування статичних характеристик навантаження для об'єктивного визначення місць встановлення та оптимальних потужностей засобів компенсації реактивного споживання.

Однак, крім визначення конструктивних параметрів ДРП важливим аспектом є організація їх експлуатації. Так, у роботі [16] представлено підхід до оптимізації перетікань реактивної потужності й напруги в енергосистемі з

використанням теорії ігор. Для моделювання складної взаємодії між ДРП, що здійснюється з метою керування напругою енергосистеми, використано некомерційну формальну гру. Показано, що збалансовані налаштування засобів автоматичного керування окремих пристроїв компенсації реактивної потужності й, відповідно, узгоджене їх функціонування, дозволяють мінімізувати необхідне сумарне генерування реактивної потужності, при цьому задовольняючи обмеження за напругою.

В даний час розробки в галузі інформаційних технологій уможливили використання паралельних обчислень та хмарних сервісів. Виходячи з цього отримали розвиток нові методи розв'язання задачі багатокритеріальної оптимізації розподілу реактивної потужності. Переважна більшість з них базується на добре досліджених методах однокритеріальної оптимізації, зокрема на генетичних алгоритмах [17], алгоритмах пошукової оптимізації [16] та конкурентних алгоритмах у поєднанні з методами декомпозиції [18].

В [19] для розв'язання задачі оптимізації розподілу реактивної потужності у багатокритеріальній постановці з можливістю паралельних обчислень було запропоновано модифікований метод Парето. Для багатоцільової оперативної оптимізації диспетчерського керування реактивною потужністю було обрано три цільові функції: зменшення втрат активної потужності, зменшення відхилення напруги та підвищення стабільності напруги. Для розв'язання задачі використано алгоритм багатофакторної пошукової Парето-оптимізації (*SPMGSO*) [19], який завдяки паралельній обробці зменшує витрати часу. Результатом розв'язання задачі є перелік умовно-оптимальних недомінантних рішень з яких оператор енергосистеми визначає найкраще і віддає команду на відповідну зміну параметрів її режиму.

Порівняння результатів застосування описаного алгоритму з іншими, наприклад з генетичним алгоритмом недомінантного сортування II (*NSGA II*) [19], з оптимізацією рою часток з недомінантним сортуванням (*NSPSO*) [19], підтверджує адекватність рішень, що проявляється у зниженні витрат електроенергії та підвищенні стійкості системи. Однак, практична реалізація

запропонованого підходу передбачає, крім оперативного визначення оптимальних потужностей компенсувальних пристроїв, централізоване коригування ними. Останнє практично неможливе для розподільних електромереж мереж через відсутність інформаційної інфраструктури [20]. Виходячи з цього, як буде показано далі, доцільно використовувати розподілені автоматизовані системи керування з локальними системами автоматичного керування (САК).

В [19] пропонується застосування відносно нового імітаційного алгоритму оптимізації *Moth-Flame Optimization (MFO)* для вирішення задачі багатопараметричної оптимізації керування потоками реактивної потужності в об'єднаній енергосистемі. Використаний алгоритм оптимізації імітує метод навігації нічних метеликів в природі – так звану поперечну орієнтацію. В основу вказаного методу покладено імітацію зазначеної траєкторії руху навколо оптимального розв'язку.

В якості цільової функції оптимізації потоків реактивної потужності в [19] прийнято мінімум втрат електроенергії. Розв'язання задачі досягається коригуванням наступних керувальних змінних: значення напруг на шинах генераторів, коефіцієнтів трансформації трансформаторів, локального генерування реактивної потужності ДРП.

Ефективність використаного методу підтверджено шляхом порівняння з іншими імітаційними алгоритмами. Показано, що отримане рішення знаходиться ближче до глобального екстремуму задачі мінімізації втрат енергії. Однак тривалість пошуку розв'язку істотно залежить від початкового наближення керувальних змінних та кількості локальних екстремумів цільової функції.

Не дивлячись на впровадження засобів компенсації реактивної потужності як в Україні, так і за її межами, протягом останніх десятиліть, синхронні генератори електростанцій лишаються основними керованими джерелами реактивної потужності для об'єднаної енергосистеми. Забезпечення достатнього генераторного резерву реактивної потужності необхідне для підтримки профілю напруги за різних збурень та для забезпечення стійкості енергосистеми. Оптимізація та підтримання необхідного резерву запобігає нестабільності напруги

та її аномальним відхиленням. Інструктивні матеріали [4] обмежують максимальну видачу реактивної потужності генератора режимом максимального завантаження. Таким чином, оптимізація резерву зазвичай виконується для поточного режиму і режиму максимального завантаження генератора. Однак відмінності між цими режимами для енергосистеми настільки істотні, що її модель, використовувана для вирішення оптимізаційної задачі, часто вимагає уточнення, наприклад на основі вимірів. Таким чином, детерміноване значення оптимального резерву не може бути отримано.

В [18] для розв'язання задачі пропонується використовувати ітераційний підхід на основі напіввизначеного програмування (*semi-definite programming* – *SDP*). На кожній ітерації розв'язується оптимізаційна задача розподілу реактивної потужності в енергосистемі за допомогою *SDP*. Зміни параметрів режиму в межах ітерації вважаються не критичними для адекватності моделі, а після кожної ітерації виконується уточнення її параметрів.

Враховуючи, що обґрунтованість підходу було підтверджено обчислювальними і натурними експериментами, його було використано у наступних розділах для формування алгоритму імітації добових режимів електричних мереж і визначення налагоджувальних параметрів локальних систем автоматичного керування потоками реактивної потужності.

Через насичення сучасних розподільних мереж засобами розосередженого генерування, вони можуть розглядатися, як локальні електричні системи, що поступово зменшують навантаження на системи централізованого електропостачання й, у перспективі, можуть протягом визначеного часу експлуатуватися автономно. Можливість реалізації таких режимів ЛЕС висуває нові вимоги до засобів автоматичного керування й інформаційного забезпечення. Одною з проблем функціонування подібних систем є забезпечення балансу реактивної потужності. Так, в [17] на прикладі ізольованою електричної мережі (енергетичного острова) з розподіленим генеруванням, що приєднане на постійному струмі високої напруги, запропоновано модель багатofакторної оптимізації реактивної потужності. У постановці задачі враховано втрати

електроенергії в мережі, а також запас реактивної потужності для забезпечення роботи джерел розподіленого генерування. Максимізація запасу реактивної потужності для РДЕ, як одна з цілей оптимізації, дозволила підвищити ефективність регулювання напруги в мережі. Для вирішення задачі було використано метод рою часток [17]. Результати моделювання показують, що застосування запропонованого підходу до оптимізації реактивної потужності може сприяти зниженню втрат електроенергії в мережі, збільшенню запасу реактивної потужності для ЛЕС та підвищенню якості напруги. Однак його реалізація у розподільних мережах енергосистем потребує відповідних засобів оперативного керування.

Цільова функція задачі оптимізації перетікань реактивної потужності за критерієм мінімуму втрат електроенергії переважно є опуклою та не має розривів в області визначення оптимізованих змінних. Однак задачі оптимізації економічного ефекту від впровадження заходів з керування ДРП є істотно складнішими. Виходячи з цього, описані вище методи часто не можуть гарантувати їх розв'язання протягом прийняттого часу для оперативного керування.

Тому для розв'язання задач оптимізації перетікань електроенергії в електричних мережах, на противагу оптимізованому перебору варіантів, доцільно застосовувати комплексний підхід, що базується на використанні принципу найменшої дії. Зокрема, у [21] показано, що застосування ПНД дозволяє усунути проблему низьких надійності та швидкодії процесу пошуку оптимальних розв'язків. Позитивний результат дає зміна напрямку пошуку, який розпочинається не з довільного початкового наближення, а з екстремального значення, що відповідає «ідеальному» режиму системи за енергетичним критерієм. Однак для аналітичного визначення координат режиму, що відповідає рівнянням Ейлера-Лагранжа [21] у просторі станів за заданих незалежних змінних, необхідно певним чином коригувати розрахункову модель системи залежно від переліку оптимізованих змінних та критерію оптимальності.

3.3. Особливості електричних мереж енергопостачальних компаній в контексті задачі оптимізації перетікань реактивної потужності

До електричних мереж енергопостачальних компаній (ЕК) відносяться мережі 110 (35), 10 (6), 0.4 кВ. Основну частку всіх мереж складають мережі 10 (6) кВ, від яких отримують живлення підприємства агропромислового комплексу та промислові підприємства, розміщені в населених пунктах. До мереж даного класу напруги приєднуються, в основному, засоби розосередженого генерування, суттєво впливаючи на режими їх роботи. Вказані електромережі мають ряд особливостей:

- ЕМ мають переважно розімкнену конфігурацію (не містять контурів) та значну протяжність, що зумовлює високий рівень втрат активної (до 10-15%) і реактивної (5-15%) потужностей та напруги (до 5-20%); це створює передумови для впровадження високоефективних рішень з компенсації реактивних навантажень;

- ЕМ характеризуються низькою оснащеністю компенсвальними установками;

- в ЕМ спостерігається значне зменшення (порівняно з проектними умовами) активних і реактивних навантажень (у 1,5÷6 разів), що зумовлено спадом виробництва; разом з тим, рівень оснащення ЕМ засобами КРМ зменшується, не зважаючи на тенденції скорочення електричних навантажень; крім того у районах де розвивається електроспоживання до технічних умов нових приєднань часто не включають наявність додаткових засобів КРМ;

- до ЕМ підключаються засоби розосередженого генерування (малі гідроелектростанції (ГЕС), сонячні та вітрові електростанції, когенераційні установки тощо), які впливаючи на перетікання активної та реактивної потужностей, можуть докорінно змінювати режим роботи ЕМ, перетворюючи їх на електромережі з двобічним живленням; через зменшення навантажень та розбудову РДЕ відбувається підвищення напруги у вузлах ЕМ; зазначені фактори

призводять до невідповідності класичних підходів до розв'язання задачі групової компенсації реактивних навантажень в таких мережах;

- трансформаторні підстанції 10(6)/0,4 кВ населених пунктів та промислових підприємств знаходяться на балансі районних електричних мереж і обслуговуються ними, що створює сприятливі умови для оснащення їх засобами КРП; однак, часто зазначені підстанції конструктивно не пристосовані для цього, що має враховуватися, як технічні обмеження;

- регулювання напруги за допомогою джерел (РДЕ) та споживачів реактивної потужності не використовується, оскільки відсутні відповідні нормативні документи;

- суттєве збільшення питомої вартості засобів КРП (особливо імпортного виробництва) за рахунок диспропорції вартості КУ та електроенергії для споживачів, призвело до зменшення економічно обґрунтованих рівнів компенсації;

- сприятливим фактором є унормована необхідність для ЕК вкладати кошти від реалізації послуги транспортування реактивної потужності до споживачів у оснащення електромереж засобами КРП;

- застосування для розрахунку КРП відомих методик в сучасних економічних умовах дозволяє обґрунтувати недоцільність, або низькі рівні компенсації через значні терміни окупності (10 і більше років);

- в міських електромережах спостерігається систематичне перевантаження окремих кабельних ліній та трансформаторів; запровадження засобів КРП в таких мережах дозволяє подовжити термін їх нормальної експлуатації та покращити якість напруги у споживачів;

- зростання тарифів на електроенергію та збільшення реактивних навантажень у споживачів підвищує доцільність компенсації у ЕМ.

Аналізуючи наведені вище особливості, стає очевидним, що мережі ЕК є об'єктом, сприятливим для впровадження засобів індивідуальної та групової компенсації реактивної потужності. Для цього поступово створюються умови щодо зацікавлення енергопостачальних компаній та споживачів в КРП. Однак

залишаються недослідженими технічні питання, пов'язані з особливостями компенсації реактивної потужності в сучасних умовах, зокрема в умовах розбудови засобів розосередженого генерування електроенергії та нових типів споживачів. Це не дозволяє формувати ефективні технічні рішення у даному напрямку.

3.4. Оптимізація розміщення джерел реактивної потужності в електричній мережі на основі моделювання її ідеальних режимів

Одним з проблемних місць експлуатації ЕМ є забезпечення їх енергоефективності в умовах постійної зміни споживання та генерування електроенергії. Відомо, що найбільш дієвим заходом для зменшення втрат електроенергії в ЕМ є запровадження заходів з оптимізації перетікань реактивної енергії. Однак для оптимізації розміщення додаткових джерел реактивної потужності необхідно розв'язувати задачі нелінійної багатофакторної оптимізації, що пов'язано з низкою проблем.

За результатами досліджень показано, що для оптимізації розміщення ДРП доцільно використовувати результати моделювання «ідеальних» режимів ЕМ за реактивною потужністю з використанням заступних схем з активними опорами. Економічні витрати, пов'язані з встановленням та експлуатацією ДРП, запропоновано перераховувати у відповідні економічні опори заступної схеми ЕМ. Розроблено математичні співвідношення для економічних опорів встановлених ДРП, а також таких, що підлягають встановленню за результатами розв'язання оптимізаційної задачі.

Застосування такого підходу, на відміну від класичних методів, істотно скорочує тривалість розрахунків та дозволяє отримати розв'язок, наближений до глобального мінімуму виробничих витрат. Обчислювальна ефективність та надійність підходу забезпечується зведенням задачі багатофакторної оптимізації перетікань реактивної енергії у проектній постановці до ітеративного розрахунку

«ідеального» режиму ЕМ за відповідними заступними схемами та навантаженнями.

3.4.1. Формування заступної схеми для моделювання ідеального режиму електромережі за реактивною потужністю

Згідно принципу найменшої дії поточний стан ЕМ, як технічної системи, в довільний момент часу відповідає глобальному мінімуму втрат енергії, значення якого відповідає рівню організованості системи. Однак, такий стан часто не відповідає економічним критеріям або обмеженням на режимні параметри [21], тобто потребує відповідного коригування.

Згідно ПНД пошук оптимального режиму для ЕЕС полягає у визначенні «ідеального» режиму, який відповідає мінімально можливим втратам електроенергії для заданої сукупності незалежних параметрів системи. Далі накладанням активних обмежень на параметри режиму, він зводиться до оптимального з допустимої області значень. Активні обмеження завжди спричиняють збільшення втрат електроенергії у оптимальних режимах ЕЕС, порівняно з «ідеальними» [21].

З [21] відомо, що задача оптимізації розподілу навантаження між ДРП в електричних мережах за критерієм мінімуму втрат електроенергії може бути зведена до розрахунку «ідеального», або економічного струморозподілу в ЕМ з використанням заступної r -схеми.

Аналогічний підхід можна застосувати для оптимізації розміщення та потужностей ДРП в електричних мережах за комплексним техніко-економічним критерієм. Для цього до заступної r -схеми вводяться додаткові економічні опори (рис. 3.1), що відтворюють вплив економічних факторів, зокрема вартість ДРП та витрати на їх експлуатацію. Введення встановлених потужностей додаткових ДРП до переліку залежних параметрів режиму ЕМ дозволяє розрахувати їх оптимальні значення. Оптимальні значення відповідають мінімуму втрат активної

потужності в розрахунковій схемі з економічними опорами, а отже й мінімуму витрат, що пов'язані з встановленням та експлуатацією ДРП.

Особливість пропонованого підходу полягає у методі визначення економічних опорів для представлення ДРП, що вводяться до заступної r -схеми ЕМ для врахування їх техніко-економічних показників.

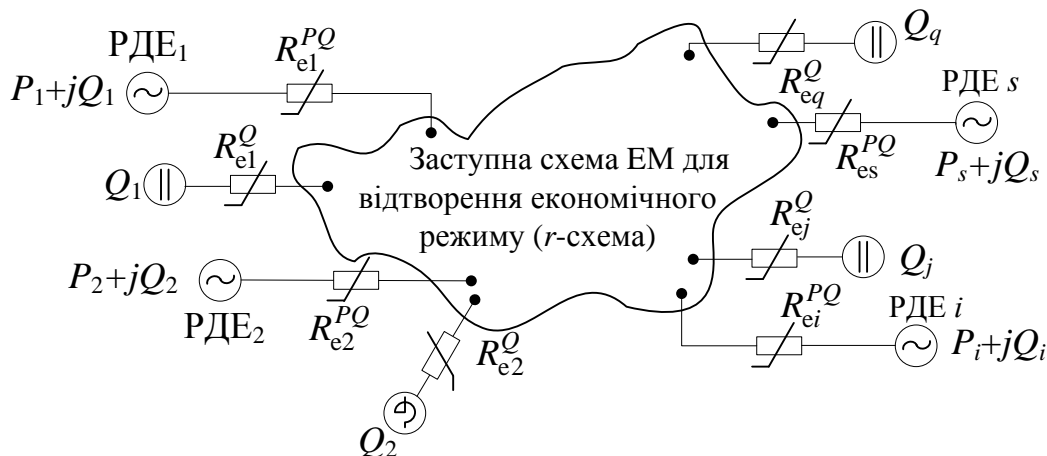


Рисунок 3.1 – Заступна схема електричної мережі для розрахунку «ідеального» режиму за економічним критерієм

3.4.2. Визначення економічних опорів ДРП для розв'язання експлуатаційних задач.

У найпростішому випадку [21] за допущення, що генерування реактивної потужності в ЕМ не пов'язане з будь-якими витратами $\beta_i(Q_i)=0$, метою розміщення додаткових ДРП та оптимального коригування їх реактивної потужності може бути зменшення втрат електроенергії в ЕМ. Якщо вважати, що активні потужності P_i для даного моменту часу задані та незмінні, то втрати залежать тільки від перетікань реактивної потужності. Задача оптимізації режиму ЕМ за реактивною потужністю може бути подана як задача мінімізації втрат активної потужності [21]:

$$V_Q = f(Q, U) \rightarrow \min, \quad (3.1)$$

за умов балансу реактивної потужності в системі:

$$G = \sum_{j=1}^{n_{pq}} Q_j + \sum_{i=1}^{n_q} Q_i - \sum Q_u - \Delta Q(Q_i) = 0, \quad (3.2)$$

де $\sum_{j=1}^{n_{pq}} Q_j$, $\sum_{i=1}^{n_q} Q_i$ – сумарне генерування реактивної потужності джерелами

електроенергії ЕМ у кількості n_{pq} та РДЕ у кількості n_q , відповідно;

$\sum Q_n$ – сумарне навантаження, значення якого є заданим;

$\Delta Q(Q_i)$ – втрати реактивної потужності в елементах ЕМ.

Класичну умову оптимальності потужностей ДРП можна отримати за методом Лагранжа [21]:

$$\frac{\partial V_Q / \partial Q_i}{1 - \partial \Delta Q / \partial Q_i} = idem. \quad (3.3)$$

Аналогічний результат можна отримати, мінімізуючи втрати активної потужності для заданого режиму ЕМ, в якій витрати на експлуатацію ДРП враховані відповідними економічними опорами [21].

Якщо подати питомі витрати на експлуатацію ДРП у вигляді вартісної характеристики $\beta_i(Q_i)$, що приведена до 1 квар реактивної потужності, то сумарні витрати за період T :

$$B_{Q_i} = \beta_i(Q_i) Q_i T. \quad (3.4)$$

Для перерахунку витрат (3.4) до економічного опору означені витрати прирівнюються до вартості втрат електроенергії від потоків реактивної потужності в вітці ЕМ з опором R_{ei}^Q на відрізок часу T з умовно-постійним навантаженням:

$$B_{Q_i} = V_{Q_i} T c = \frac{Q_i^2}{U_i^2} R_{ei}^Q T c, \quad (3.5)$$

де Q_i та U_i – відповідно, перетікання реактивної потужності та напруга на початку вітки;

c – вартість втрат електроенергії. Звідки

$$R_{ei}^Q = \frac{\beta_i(Q_i) U_i^2}{Q_i \cdot c}. \quad (3.6)$$

Якщо джерела реактивної потужності розмістити за економічними опорами R_{ei}^Q (рис. 3.1), то можна замінити визначення експлуатаційних витрат

розрахунком струморозподілу та втрат електроенергії в заступній r -схемі ЕМ. Розрахований струморозподіл буде відповідати мінімуму витрат на генерування реактивної потужності ДРП та компенсацію втрат електроенергії в ЕМ протягом періоду T .

Для підтвердження задачу оптимізації перетікань реактивної потужності в ЕМ за критерієм мінімуму експлуатаційних витрат можна подати так:

$$V_{Q\Sigma} = V_Q + \sum_{i=1}^{n_q} 3R_{ei}^Q I_i^2 \rightarrow \min, \quad (3.7)$$

за умов балансу реактивної потужності в системі (3.2).

Функція Лагранжа для (3.7) після підстановки значень економічних опорів згідно (2.15) матиме вигляд:

$$L = V_Q + \sum_{i=1}^{n_q} \frac{\beta_i}{c} Q_i + \lambda G.$$

Після диференціювання отримано класичну умову оптимального розподілу навантаження між ДРП за критерієм мінімуму експлуатаційних витрат [21]:

$$\frac{\partial V_Q / \partial Q_i + \beta_i / c}{1 - \partial \Delta Q / \partial Q_i} = idem. \quad (3.8)$$

Умова оптимальності навантаження ДРП отримана з урахуванням експлуатаційних витрат β_i у припущенні, що останні разом з вартістю втрат електроенергії c є постійними на інтервалі часу T , тобто, $\beta_i/c = const$. Виходячи з цього, оптимальні потужності ДРП, що визначені за (3.8) та (3.3), природно відрізняються. Якщо ж витрати на експлуатацію ДРП не враховувати ($\beta_i=0$), то умови (3.3) та (3.8) співпадають. Таким чином показано, що задача оптимізації генерування ДРП в електромережах за економічними критеріями може бути зведена до розрахунку усталеного режиму ЕМ за заступною r -схемою. В ній витрати на експлуатацію ДРП подані нелінійними економічними опорами. Значення останніх залежить від критерію оптимальності та переліку незалежних оптимізованих змінних.

3.4.3. Визначення економічних опорів ДРП для розв'язання проектних задач

Згідно нормативного документу [21], основним критерієм ефективності проектних рішень у електроенергетиці вважається рентабельність капіталовкладень:

$$R_i = \frac{\Pi_p + A_p}{K}, \quad (3.9)$$

де $\Pi_p = \Pi_6 - H_{\pi} - B_{кр}$ – поточний річний прибуток;

$\Pi_6 = D - B_e - B_{втр} - A_p$ – балансовий прибуток за рік;

$D = (V_{Q0} - V_Q) \tau c$ – додатковий річний дохід, обумовлений зменшенням втрат електроенергії завдяки встановленню ДРП;

$B_e = \alpha_e K$ – річні експлуатаційні видатки для ДРП;

$B_{втр} = \alpha_{втр} \tau c \sum_{i=1}^{n_q} Q_i$ – вартість втрат електроенергії в ДРП;

$A_p = \alpha_p K$ – додаткові річні амортизаційні відрахування на реновацію;

$H_{\pi} = \alpha_{\pi} \Pi_6$ – податок на прибуток;

$B_{кр} = \alpha_{кр} K$ – річні витрати на обслуговування кредиту;

$K = \sum_{i=1}^{n_q} K_i$ – капіталовкладення для впровадження ДРП;

V_{Q0} – втрати потужності в характерному режимі ЕМ до встановлення додаткових ДРП;

τ – час максимальних втрат.

Після підстановки та нескладних перетворень вираз (3.9) можна подати у вигляді [22]:

$$R_i = V_{Q0} \tau \frac{c}{K} - V_Q \tau (1 - \alpha_{\pi}) \frac{c}{K} - \left(\alpha_e + \alpha_{втр} \sum_{i=1}^{n_q} Q_i \tau \frac{c}{K} + \alpha_p \right) (1 - \alpha_{\pi}) - \alpha_{кр} - \alpha_p. \quad (3.10)$$

Якщо на окремій ітерації розрахунку, штучно обмеживши прирости потужностей Q_i , капіталовкладення у ДРП умовно прийняти сталими, то перша складова виразу (3.10) практично не буде впливати на оптимальні значення потужностей ДРП для даної ітерації. Отже, задачу пошуку максимуму рентабельності R_i можна звести до ітеративного пошуку мінімуму функції відносних експлуатаційних витрат в ЕМ з обмеженням приростів потужностей додаткових ДРП:

$$B_* = V_Q \tau (1 - \alpha_n) \frac{c}{K} + \left(\alpha_e + \alpha_{\text{втр}} \sum_{i=1}^{n_q} Q_i \tau \frac{c}{K} + \alpha_p \right) (1 - \alpha_n) + \alpha_{\text{кр}} + \alpha_p \rightarrow \min. \quad (3.11)$$

З урахуванням прийнятого припущення вираз (3.11) можна розділити на умовно постійний коефіцієнт $b_{\text{втр}} = \tau (1 - \alpha_n) \frac{c}{K}$, що практично не вплине на розв'язок задачі. Таким чином, отримано функцію еквівалентних витрат потужності у ЕМ після встановлення додаткових ДРП. Її мінімізація у полі балансових обмежень (3.12) та обмежень на параметри з послідовним уточненням капіталовкладень K дозволить отримати значення потужностей Q_i , близькі до розв'язків задачі максимізації рентабельності (3.9):

$$V_{Q_{\text{екв}}} = V_Q + \alpha_{\text{втр}} \sum_{i=1}^{n_q} Q_i + \sum_{i=1}^{n_q} K_i \frac{(\alpha_e + \alpha_p)(1 - \alpha_n) + (\alpha_{\text{кр}} + \alpha_p)}{\tau c (1 - \alpha_n)} \rightarrow \min. \quad (3.12)$$

Для врахування у заступній схемі «ідеального» режиму ЕМ додаткових витрат $V_{\text{дод}} = V_{Q_{\text{екв}}} - V_Q$, еквівалентних витратам, що пов'язані зі встановленням та експлуатацією ДРП, по аналогії з (3.5), (3.6) було визначено відповідні економічні опори [22]:

$$R_{ci}^Q = \frac{U_i^2}{Q_i} \left[\alpha_{\text{втр}} + \frac{K_i (\alpha_e + \alpha_p)(1 - \alpha_n) + (\alpha_{\text{кр}} + \alpha_p)}{Q_i \tau c (1 - \alpha_n)} \right], \quad (3.13)$$

Співвідношення для визначення економічних опорів R_{ei}^Q містять незалежні (Q_i) та залежні (U_i) параметри оптимізаційної задачі, а також економічні показники (K_i), що будуть змінюватися в процесі пошуку розв'язку. Отже ці опори не є постійними (рис. 3.2) й потребують уточнення на кожній ітерації.

З наведених графіків (рис. 3.2) видно, що значення економічних опорів співмірні зі значеннями опорів ліній електропередачі та трансформаторів розподільних мереж. Чутливість економічних опорів до відхилень напруги, які виникають в наслідок функціонування ДРП, значно знижується за зростання встановленої потужності останніх Q_i . Разом з тим зменшуються й значення R_{ei}^Q . Це сприяє подальшому нарощуванню встановлених потужностей ДРП, а у підсумку – зменшенню кількості встановлених пристроїв, а отже, скороченню капітальних витрат та експлуатаційних видатків. Таким чином, розв'язання задачі оптимізації розміщення ДРП у постановці (3.7) з використанням економічних опорів (3.13) забезпечує досягнення максимальної рентабельності (3.9).

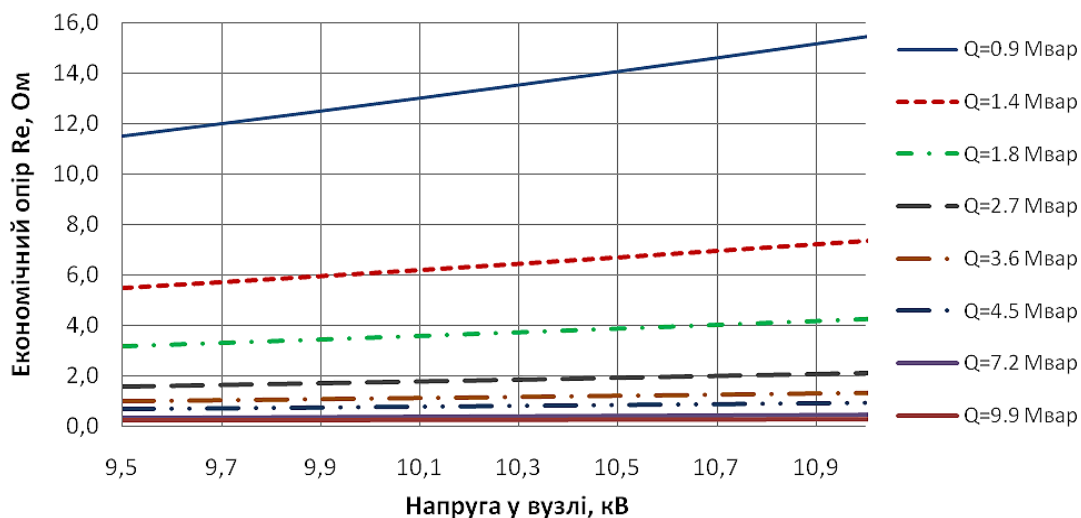


Рисунок 3.2 – Значення економічних опорів, розраховані для установок компенсації реактивної потужності номінальною напругою 10 кВ

Розв'язуючи задачу оптимізації розподілу реактивних навантажень ЕМ між джерелами реактивної енергії слід враховувати, що в якості таких джерел можуть розглядатися електричні станції (ЕС), зокрема розосереджені джерела енергії.

Останні, разом з виробленням активної потужності P_i виконують для енергосистеми системну послугу з забезпечення балансу реактивної потужності та регулювання напруги. У цьому випадку електрична станція буде зменшувати виробництво електроенергії через генерування надлишкової, порівняно з технологічною необхідністю, реактивної потужності, тобто нести збитки. Їх вартість можна оцінити так [21]:

$$B_{Q_i} = \beta_{P_i} P_{\text{нв}i}(Q_i) T, \quad (3.14)$$

де β_{P_i} – ціна електроенергії i -го джерела, тобто вартість 1 кВт·год електроенергії, відпущеної з шин за заданої потужності P_i ;

$P_{\text{нв}i}(Q_i)$ – недовироблена активна потужність i -ої ЕС на інтервалі часу T , що зумовлена генеруванням додаткової реактивної потужності Q_i .

За аналогією між (3.5) та (3.14) економічний опір, вартість втрат електроенергії в якому еквівалентна збиткам ЕС, що пов'язані з виробництвом реактивної потужності на станції, може бути визначений за формулою:

$$R_{ei}^Q = \frac{\beta_{P_i} P_{\text{нв}i}(Q_i) U_i^2}{Q_i^2 c}.$$

Враховуючи, що недовироблення енергії електростанцією буде спостерігатися лише за перевищення реактивною потужністю граничних значень $Q_{i\text{max}}$, вираз для економічного опору набуде вигляду:

$$R_{ei}^Q = \begin{cases} 0, & \text{якщо } Q_i \leq Q_{i\text{max}}; \\ \frac{\beta_{P_i} P_{\text{нв}i}(Q_i) U_i^2}{Q_i^2 c}, & \text{якщо } Q_i > Q_{i\text{max}}. \end{cases} \quad (3.15)$$

У виразі (3.15) відсутні коефіцієнти, що характеризують амортизаційні відрахування, податки на прибуток та інші економічні чинники, оскільки вони віднесені на основну діяльність, а задача оптимізації генерування реактивної потужності розглядається, як допоміжна послуга. Виходячи з (3.15) електричні станції, зокрема РДЕ, генеруючи реактивну потужність для формування балансу в ЕМ, можуть збільшувати свій прибуток, особливо коли через вплив незалежних

факторів, що обмежують потік первинної енергії, обсяг вироблення електроенергії зменшується.

Якщо електрична станція виконує, крім виробництва електроенергії, системну функцію забезпечення балансу реактивної потужності та регулювання напруги, то отримує за видачу додаткової реактивної потужності $Q_{Дi}$ відповідну компенсацію $\beta_{Q_i} Q_{Дi} T$. Тоді економічний опір для представлення додаткових витрат у заступній схемі (рис. 3.1) можна визначити з виразу:

$$\beta_{Q_i} Q_{Дi} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R_{ei}^{PQ} c.$$

Економічний опір для i -ої ЕС, з урахуванням генерування нею активної потужності матиме вигляд:

$$R_{ei}^{PQ} = \frac{U_i^2}{(P_i^2 + Q_i^2)} \frac{\beta_{Q_i} Q_{Дi}}{c}. \quad (3.16)$$

Таке представлення економічного опору для джерел електроенергії, що можуть бути задіяні для генерування реактивної потужності в ЕМ є найбільш загальним. Воно дозволяє враховувати в оптимізаційних розрахунках сукупності джерел активної та реактивної потужності, як еквівалентні джерела (віртуальні електростанції).

Якщо розмістити в заступній схемі (рис. 3.1) електричні станції за опорами, що розраховані за (3.16), то буде забезпечено мінімізацію витрат на генерування контрактної реактивної потужності. На відміну від попередніх випадків тут буде враховано, як видачу реактивної потужності, так і генерування електроенергії в мережу. Якщо при цьому в розрахунковій моделі ЕМ електричні мережі представлені заступною r -схемою, то оптимізуються також втрати електроенергії в ЕМ.

3.5. Розрахунки з оптимізації місць встановлення та потужностей батарей статичних конденсаторів

У попередніх пунктах було розглянуто методи для вирішення задачі оптимізації перетікань реактивної потужності електричними мережами зменшення втрат в них. Для практичної реалізації розглянутих підходів використано програмні засоби інформаційної підтримки проектувальника «ВТРАТИ–opt» щодо розроблення заходів з компенсації реактивної потужності.

У цьому розділі на прикладі проекрованої ЕМ показано працездатність, ефективність та адекватність розглянутих вище методів і алгоритмів. Визначено показники ефективності компенсації реактивної потужності (КРП), розраховано оптимальні потужності джерел реактивної потужності (ДРП), що підлягають встановленню на підстанціях електромереж з використанням різних критеріїв оптимальності, зокрема, максимуму рентабельності та мінімуму витрат на експлуатацію. Використовуючи методи визначення та коригування економічних опорів ДРП розв'язано задачу багатокритеріальної оптимізації та визначено оптимальні потужності джерел для проектованого фрагменту електромереж 110/35 кВ ПАТ «Вінницяобленерго». Розрахунки з оптимізації розташування ДРП за критеріями мінімуму втрат електроенергії та максимальної рентабельності капіталовкладень, виконано за допомогою модифікованого програмного комплексу «ВТРАТИ–opt».

3.5.1. Постановка оптимізаційної задачі, формування обмежень

Для оцінювання адекватності розглянутих методів оптимізації розміщення ДРП з використанням економічного струморозподілу було проведено розрахунки з визначення місць встановлення батарей статичних конденсаторів (БСК) з автоматичним регулюванням для фрагменту мереж 110 кВ ПАТ "Вінницяобленерго".

Основними джерелами живлення дослідного фрагменту електромереж є Ладжинська ТЕС, Дністровська ГЕС та Вінницький енерговузол.

Досліджуваний фрагмент мереж 110 кВ ПАТ "Вінницяобленерго" містить 30 підстанцій з вищою напругою 110 кВ та 4 нових підстанції з вищою напругою 110 кВ. Сумарна потужність силових трансформаторів 110/35/10 кВ та 110(35)/10(6) кВ на зазначених підстанціях складає 346 МВА. Протяжність ліній 110 та 35 кВ, якими з'єднуються зазначені підстанції складає 420 км. Нові мережі мають встановлену потужність трансформаторів 82 МВА, а довжина ЛЕП становить 69 км.

У проєктованих мережах засоби компенсації реактивної потужності відсутні. Для досліджуваного фрагменту мереж в якості місцевих джерел реактивної потужності використовуються Вінницькі ТЕЦ-1 та ТЕЦ-4 з сумарною реактивною потужністю (яку можливо задіяти для компенсації) 9,3 Мвар та малі ГЕС (11 станцій) – 6,6 Мвар.

Таким чином, рівень компенсації реактивної потужності є низьким. Реактивне навантаження споживачів покривається основними джерелами живлення. Це спричиняє додаткові втрати активної енергії в мережах 110 кВ. Крім того, з наведеного видно, що споживання реактивної потужності покривається електроустановками, що мають різних власників. Оптимізацію їх функціонування для регулювання напруги та компенсації реактивної потужності в електромережах доцільно здійснювати за різних критеріїв оптимальності, тобто оптимізаційна задача, як зазначалося вище, виявляється багатокритеріальною.

Для встановлення було прийнято БСК з автоматичним дискретним регулюванням з кількістю ступенів 3 та більше, в залежності від номінальної потужності. Вартісні показники були надані електротехнічними підприємствами, зокрема: ПАТ "Компанія Міркон" (м. Запоріжжя), ПАТ НВП «Нафтаенергопром» (м. Харків), ПАТ «Енергомир» (м. Одеса), ЧП «ЕЛЕКТРОФАРФОР 2000» (м. Київ).

Для оцінювання економічної ефективності оснащення підстанцій 110 кВ ПАТ «Вінницяобленерго» для кожного пристрою КРП було визначено укрупнені вартісні показники K_0 та K_1 , що склалися з вартості БСК, вартості комірки 10 кВ для приєднання БСК [23], вартості проєктних робіт щодо БСК та їх

приєднання [23], а також вартості будівельних робіт [23]. Результати розрахунку укрупнених вартостей подано в табл. А.3.

За результатами статистичного аналізу укрупнених вартостей БСК (табл. А.1) було визначено постійні та змінні складові їх вартості (рис. А.1, А.2). Останні були використані для визначення та уточнення економічних опорів БСК, що підлягали встановленню на нових підстанціях 110 кВ.

Аналізуючи результати табл. А.1 та рис. А.1 видно, що для встановлення БСК номінальних потужностей до 0,9 Мвар постійна складова витрат є визначальною. Отже, питомі капіталовкладення для таких установок виявляються істотно вищими, а їх встановлення на підстанціях буде призводити до збільшення терміну окупності проекту. Виходячи з цього було прийнято рішення у подальших розрахунках оцінювати встановлення БСК з номінальною потужністю 0,9 Мвар та вище.

Для формування цільових функцій і, відповідно, економічних опорів ДРП було використано такі техніко-економічні показники. Експлуатаційні витрати на пристрої компенсації реактивної потужності V_{et} склали 4,8% від вартості основних фондів. Амортизаційні відрахування на реновацію A_{pt} склали 10% від капітальних витрат. Податок на прибуток $H_{пт}$ прийнято на рівні 16%. Відшкодування відсотків по кредитах не враховувалося, оскільки джерелом капіталовкладень прийнято кошти споживачів за перетікання реактивної потужності.

Враховуючи, що зміни перетікань реактивної потужності істотно впливають на рівні напруги в електромережах 110 кВ, і особливо на шинах 10 кВ підстанцій, де планується встановлення БСК, під час визначення оптимальних потужностей БСК необхідно враховувати наявні засоби регулювання напруги – трансформатори з РПН. Виходячи з цього для підстанцій, що належали до області пошуку оптимального розміщення ДРП, було залучено дані щодо номінальних потужностей трансформаторів та засобів регулювання напруги (табл. 4.1).

3.5.2. Порівняння оптимальних рішень за різними критеріями

Оптимальний перелік та потужності БСК для встановлення в проєктованих ЕМ 110 кВ визначалися у прогнозі на 2026 рік. Пошук оптимального варіанту розміщення ДРП для прогнозного періоду виконувався згідно наведеного методу з урахуванням обмежень за напругою. Враховуючи обсяг задачі, розрахунки виконувалися за допомогою вдосконаленого програмного комплексу «ВТРАТИ-opt».

У табл. 3.1 наведено результати визначення оптимальних місць приєднання та потужностей БСК за критерієм максимальної рентабельності. Для оцінювання ефективності оптимального варіанту крім номінальних потужностей БСК наведено значення економічних опорів на останній ітерації розрахунку, відносного зменшення втрат та відносного приросту прибутку, що пов'язаний з встановленням БСК.

У табл. 3.2 наведено техніко-економічні показники для поданого варіанту розстановки БСК, що підтверджують достатню його ефективність.

Таблиця 3.1 – Оптимальний перелік місць встановлення ДРП за критерієм максимальної рентабельності

Назва вузла	$U_{\text{мод}}$, кВ	R_{ϵ}^{ρ} , Ом	$\Delta P/\Delta Q$, МВт/Мвар	$\Delta P/\Delta Q$, тис.грн/ Мвар	$Q_{\text{ку}}$, Мвар	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
ПС 110 кВ Нова1 (501)	10,6	3,320	0,0136	40,28	2	2	4
ПС 110 кВ Нова2 (502)	10,7	1,692	0,0135	39,82	3	2	9
ПС 110 кВ Нова3 (503)	10,7	0,371	0,0135	39,89	8	2	9

Таблиця 3.2 – Техніко-економічні показники оптимального варіанту розміщення ДРП

Сумарна потужність БСК (тис. квар):	13,0
Втрати електроенергії у початковій схемі (тис. кВт год):	23557,4
Втрати електроенергії після встановлення БСК (тис. кВт год):	21535,0
Додаткові втрати електроенергії в БСК (тис. кВт год):	104,9
Зниження втрат електроенергії в ЕМ з урахуванням втрат в БСК (тис. кВт год):	2022,3
Сумарні капіталовкладення на БСК (тис. грн):	7809,9
Річні надходження від зменшення втрат електроенергії (тис. грн):	2598,7
Річні експлуатаційні видатки (тис. грн):	374,8
Річні амортизаційні відрахування (тис. грн):	781,0

Податок на прибуток (тис. грн):	230,8
Поточний річний чистий прибуток (тис. грн):	1212,0
Рентабельність капіталовкладень (в.о.):	0,26
Термін окупності капіталовкладень (рік):	3,9
Економічний ефект (тис.грн):	9090,3

З результатів розрахунку видно, що отриманий варіант розміщення БСК, передбачає встановлення 3 пристроїв сумарною потужністю 13 Мвар, забезпечує швидку окупність капіталовкладень та високий гарантований ефект. Однак враховуючи обраний критерій оптимальності вказаний варіант розміщення БСК не відповідає мінімуму втрат електроенергії в ЕМ 110 кВ.

Виходячи з цього прийнявши економічні опори ДРП рівними нулю було виконано оптимізацію розміщення БСК за критерієм мінімуму втрат електроенергії в мережах 110 кВ. Результати подано у табл. 3.3. Результати оцінювання техніко-економічних показників подано в табл. 3.4.

Таблиця 3.3 – Оптимальний перелік місць встановлення ДРП за критерієм мінімуму втрат електроенергії

Назва вузла	$U_{\text{мод}}$, кВ	R_e^Q , Ом	$\Delta P/\Delta Q$, МВт/Мвар	$\Delta P/\Delta Q$, тис.грн/ Мвар	$Q_{\text{ку}}$, Мвар	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
ПС 110 кВ Нова1 (501)	10,7	0,0	0,0079	13,55	4,5	3	4
ПС 110 кВ Нова2 (502)	10,8	0,0	0,0076	12,35	4,5	3	9
ПС 110 кВ Нова3 (503)	10,7	0,0	0,0078	13,11	8,5	4	9

Таблиця 3.4 – Техніко-економічні показники оптимального варіанту розміщення ДРП за критерієм мінімуму втрат електроенергії

Сумарна потужність БСК (тис. квар):	17,5
Втрати електроенергії у початковій схемі (тис. кВт год):	23557,4
Втрати електроенергії після встановлення БСК (тис. кВт год):	21437,7
Додаткові втрати електроенергії в БСК (тис. кВт год):	151,3
Зниження втрат електроенергії в ЕМ з урахуванням втрат в БСК (тис. кВт год):	2119,6
Сумарні капіталовкладення на БСК (тис. грн):	13817,8
Річні надходження від зменшення втрат електроенергії (тис. грн):	2723,9
Річні експлуатаційні видатки (тис. грн):	663,2
Річні амортизаційні відрахування (тис. грн):	1381,7
Податок на прибуток (тис. грн):	108,6
Поточний річний чистий прибуток (тис. грн):	570,2

Рентабельність капіталовкладень (в.о.):	0,14
Термін окупності капіталовкладень (рік):	7,1
Економічний ефект (тис.грн):	4847,1

З результатів розрахунку видно, що такий варіант розміщення БСК передбачає встановлення 3 пристроїв сумарною потужністю 17,5 Мвар. Порівняно з результатами оптимізації за максимумом рентабельності розміщення БСК згідно табл. 3.3 забезпечує додаткове зниження втрат електроенергії в електромережах на 5%, а також вирівнювання профілю напруги фактично для всіх проєктованих мереж 110 кВ. Однак обсяги капіталовкладень тут виявляються на 77% вищим, а темпи окупності капіталовкладень суттєво нижчі (термін окупності більше за 7 років), що призводить до зниження гарантованого ефекту на 47%.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

На сьогодні для оцінки економічної ефективності проекту в енергетичній галузі застосовують показник рентабельності капіталовкладень, який з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років набуває вигляду:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (4.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0.16$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (4.2)$$

де C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням

електромережевого об'єкта, МВт×год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (4.3)$$

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (4.4)$$

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (5400 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (4.5)$$

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;

$K_{ЛЕП}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн..

Збільшення навантаження, що було визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозу навантаження на наступний період не призвів до необхідності збільшення потужності трансформаторів.

У відповідності з остаточним варіантом розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: 6-503;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 503;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 6.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 503-502, 502-501;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 501,502.

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 201-501, 504-502;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 504.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 72999,110 тис. грн. розрахунок показаний у табл. Б.1–Б.2:

У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 122397,031 грн. розрахунок показаний у табл. Б.3–Б.4:

У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 41295,594 тис. грн. розрахунок показаний у табл. Б.5:

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (4.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1431,052 \cdot 20,4 = 29193,461 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1431,052 \cdot 31,2 = 44648,822 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1431,052 \cdot 18 + 2072,336 \cdot 22,8 = 73008,197 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 72999,110 + 29193,461 = 102192,571 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 122397,031 + 44648,822 = 167045,853 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 41295,594 + 73008,197 = 114303,791 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (4.7)$$

де B_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн;

B_{Π} – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн

ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{tЛ} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (4.8)$$

де $\Delta W_{tЛ}$, $\Delta W_{t\Pi}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{ЛЕП} \cdot P_L\%)/100; \quad (4.9)$$

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування повітряних ліній (0,3%);

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\Pi} = (K_{\Pi/СТ} \cdot P_{\Pi}\%)/100; \quad (4.10)$$

де $P_{II}\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій (3,0%).

Таким чином у відповідності з формулами (4.9-4.10) маємо:

$$V_{Л1} = (29193,461 \cdot 0,3)/100 = 87,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л2} = (44648,822 \cdot 0,3)/100 = 133,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л3} = (73008,197 \cdot 0,3)/100 = 219,0 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П1} = (72999,110 \cdot 3)/100 = 2190,0 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П2} = (122397,031 \cdot 3)/100 = 3671,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П3} = (41295,594 \cdot 3)/100 = 1238,9 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток І), зміна втрат електроенергії по роках подання в табл 4.1:

Таблиця 4.1 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:6-503 П/ст:6,503	89	73	1602
2	ЛЕП:503-502, 502-501 П/ст: 501,502	557	191	7403
3	ЛЕП:201-501, 502-504 П/ст: 504	344	189	5280

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$V_1 = 87,6 + 2190,0 + 1602 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2280,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 133,9 + 3671,9 + 7403 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 3218,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 219,0 + 1238,9 + 5280 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 1466,6 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткові надходження електроенергії в електричну мережу за рахунок її розвитку визначається як сумарне річне електроспоживання додатково приєднаних споживачів. Звідки, по роках розвитку:

$$W_1 = 18,65 \cdot 5400 = 100710,0 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_2 = (2,49 + 17,1) \cdot 5400 = 105786,0 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

$$W_{3(\text{СЕС})} = (8,0) \cdot 1200 = 9600,0 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

У відповідності з (4.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 100710,0 - 2280,2 = 17660,4 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 105786,0 - 3818,1 = 17127,6 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 9600,0 - 1466,6 = 4293,4 \text{ тис.грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (4.1):

$$E'_a = \frac{17660,4 / (1 + 0.16) + 17127,6 / (1 + 0.16)^2 + 4293,4 / (1 + 0.16)^3}{102192,6 / (1 + 0.16) + 167045,8 / (1 + 0.16)^2 + 114303,7 / (1 + 0.16)^3} = 0,102$$

З результатів розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту розвитку ЕМ, що підтверджується достатньо високою рентабельністю капітальних затрат.

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{\text{ок}} = 1 / E'_a = 1 / 0,102 = 9,8 \text{ років}$$

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Охорона праці відіграє важливу роль, як суспільний чинник, оскільки, якими б вагомими не були трудові здобутки, вони не можуть компенсувати людині втраченого здоров'я, а тим більше життя — те та інше дається лише один раз.

Необхідно пам'ятати, що через нещасні випадки та аварії гинуть на виробництві не просто робітники та службовці, на підготовку яких держава витратила значні кошти, а перш за все люди — годувальники сімей, батьки та матері дітей.

Окрім соціального, охорона праці має, безперечно, важливе економічне значення — це і висока продуктивність праці, зниження витрат на оплату лікарняних, компенсацій за важкі та шкідливі умови праці, тощо.

Охорона, як галузь науки, виникла на перетині соціально-правових, технічних і медичних наук, науки про людину. Головними об'єктами її досліджень є людина в процесі праці, виробниче середовище, організація праці та виробництва. На підставі цих досліджень розробляються заходи та засоби, спрямовані на збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці.

Розвиток електроенергетики на сьогоднішній день вимагає більш поглибленого вивчення роботи обладнання і його ремонту, необхідно чітко виконувати правила безпеки при обслуговуванні та ремонті обладнання. Рівень безпеки обслуговуючого персоналу залежить від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу обслуговуючого персоналу.

Головним завданням розділу є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлити питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки та пожежної безпеки силових трансформаторів [20, 21].

В даній роботі розглядається вплив шкідливих, небезпечних та інших факторів на електромонтерів лабораторії високовольтних вимірювань під час діагностики підстанційного обладнання.

Електромонтери лабораторії високовольтних випромінювань попадають під дію наступних шкідливих, небезпечних виробничих факторів: фізичних; хімічних; психофізичних.

Фізичні:

- підвищена та понижена вологість повітря;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура поверхні обладнання;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може травмувати тіло людини;
- недостатність природного світла;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищена та понижена рухливість повітря;
- підвищена та понижена іонізація повітря;

Таблиця 5.1 - Іонізація повітря

Рівні	Число іонів в 1 м ³ повітря	
	n	n
Мін.доп.	400	600
Оптимальний	1500-3000	3000-5000
Макс.доп.	50000	5000

- підвищена запиленість.

Хімічні:

- оксиди вуглецю.

Психофізичні:

- емоційна перенапруга;

Класифікація небезпечних та шкідливих виробничих факторів є методологічною основою для їх виявлення, систематизації в залежності від специфіки застосування обладнання і розробці заходів, що попереджують їх дію

на людину. Вище перераховані фактори мають місце на ПС і при певних обставинах можуть призвести до травм.

Засоби захисту необхідно розміщувати як інвентарні в приміщеннях електроустановок або в складі інвентарного майна оперативно-виїзних бригад, бригад експлуатаційного обслуговування, пересувних високовольтних лабораторій тощо.

Засоби захисту можуть також видаватись для індивідуального користування.

Працівники, які отримали засоби захисту в особисте користування, відповідають за правильну експлуатацію і зберігання їх, а також за своєчасне вилучення з експлуатації несправних засобів захисту.

Засоби захисту повинні бути безпечними в користуванні, їх необхідно розробляти і вводити в експлуатацію з урахуванням вимог статті 24 Закону України "Про охорону праці".

Засоби захисту, що експлуатуються в Україні, повинні виготовлятися в кліматичному виконанні У категорії і згідно з ГОСТ 15150 (робочі температури: нижнє значення мінус 45 °С; верхнє значення плюс 40 °С; середньорічна відносна вологість 80 % за температури плюс 15 °С).

Для електронних засобів захисту верхнє значення робочих температур дозволяється підвищувати до плюс 55 °С.

Дозволяється за погодженням із замовником підвищувати нижні значення робочих температур до мінус 25 °С — для засобів захисту, призначених для експлуатації просто неба.

Забороняється позначати межу між ізолювальною частиною і руків'ям тільки пояском фарби.

Висота кільця або упора у електрозахисних засобів біля електроустановок напругою до 1000 В включно (крім ізолювального інструмента) повинна бути не менше 3 мм [20, 21].

Ізолювальні частини електрозахисних засобів повинні бути виготовлені з матеріалів, що мають стійкі діелектричні властивості.

Конструкція електрозахисних засобів з електроізоляційних трубок повинна бути такою, що унеможливило б попадання всередину пилу і вологи або повинна передбачатись можливість очищення внутрішніх поверхонь (наприклад, пирососом).

Розміри робочої частини штанг і покажчиків напруги не нормуються, але вони повинні бути такими, щоб у разі користування ними в електроустановках виключалась можливість міжфазного короткого замикання або замикання на землю.

5.1. Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Станція розміщена на території, яка передбачена схемою або генеральним планом в залежності з вимогами.

Генеральний план розробляється в залежності з вимогами безпеки праці та санітарно-гігієнічними вимогами [21].

5.1.1. Мікроклімат

Роботи під напругою забороняється проводити при наступних метеоумовах:

- вологість повітря більше 90% , при дощі, тумані, сніговій погоді. Це обумовлено зниженням, при збільшенні вологості, електричної міцності гірлянд ізоляторів та ізолюючих приладів. Якщо в процесі роботи кліматичні умови погіршаться, роботи повинні припинитись. При цьому проводиться демонтаж знаряддя, а персонал відводиться від опори;

- роботи під напругою забороняється проводити при грозі та сильно-му вітрі.

Грозові перенапруги можуть призвести до перекриття ізоляції у місці роботи, а сильний вітер – до зменшення ізоляційних відстаней між поводами і стійки опори через відхилення гірлянд ізоляторів. Крім того при вітрі ускладнюється виконання робіт на висоті. Швидкість вітру не повинна

перевищувати 10 м/с. Кожна бригада повинна бути забезпечена приладами оцінки відносної вологості повітря і швидкості вітру безпосередньо на місці виконання робіт;

- температура повітря не повинна виходити за межі від -20°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

При зниженні температури є небезпека переохолодження тіла працюючого, а при підвищенні температури - перегріву.

Відносна вологість вимірюється гігрометром на місці виконання робіт.

Для підвищення працездатності та збереження здоров'я важливо створити для людини стабільні метеорологічні умови мікроклімат повітряного середовища, в поняття якого входять температура, відносна вологість, швидкість руху повітря та інтенсивність теплового випромінювання.

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні "Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень" 1986 рік та [32] встановлюють оптимальні та допустимі температури, відносна вологість та швидкість руху повітря у визначених діапазонах у залежності від періоду року та категорії робіт та допустимої інтенсивності випромінювання. Рік розділяють на теплий та холодний періоди.

Теплий період року, характерний середньодобовою температурою зовнішнього повітря $+10^{\circ}\text{C}$ і вище, а холодний період, характерний температурою $+10^{\circ}\text{C}$.

Розділ робіт на категорії – це розмежування робіт на основі загальних енерговитрат організму.

На станції виконуються роботи середньої важкості – це роботи, які виконуються, сидячи, стоячи або пов'язані з ходьбою та супроводжуються деяким фізичним навантаженням (роботи середньої важкості пов'язані з ходьбою, перенесенням невеликих, до 10 кг, вантажів, та які супроводжуються помірним фізичним навантаженням)

Санітарні норми мікроклімату та [32] передбачають використання місцевого кондиціонування, ЗІЗ, прилади приміщення для відпочинку та обігрівання,

регламентацію часу відпочинку в технічних приміщеннях, де неможливі по якимось причинам забезпечити допустимі норми температури. І в цілях профілактики теплових травм температура загороджуючих приладів (екранів від джерела теплових випромінювань) не повинні перевищувати 45 °С.

Таблиця 5.2 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні промислових приміщень [21].

Період року	Категорії робіт	Температура, допустима на постійних робочих місцях, °С	Відносна вологість, допустима на постійних робочих місцях	Швидкість руху повітря, допустима на постійних робочих місцях
Холодний	Середньої важкості Па	16-21	75	Не більше 0,4
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	66 при 28°С	0,2-0,6

Так як трансформатори виділяють тепло в процесі роботи то в зимовий період додаткового опалення не потрібно. Літом для забезпечення нормального мікроклімату для роботи потрібно встановити вентилятори, а також забезпечити добру природну вентиляцію та кондиціювання повітря.

5.1.2. Склад повітря робочої зони

Санітарними нормами встановлені гранично допустимі концентрації пилу в повітрі виробничих приміщень.

Забруднювачами повітря в ремонтно-механічному цеху є пил, а також хімічно небезпечні речовини. З них можна виділити такі як:ацетилен, двоокис вуглероду, етан та етилен. Тому для цього передбачаються наступні заходи :

- забезпечення виробничих ділянок достатньою вентиляцією;
- переміщення сипучих та пиляних матеріалів в закритих транспортерах, матеріалів;

- герметизація виробничого обладнання.

5.1.3. Виробниче освітлення

Для освітлення робочих місць персоналу, а також територій станції застосовують як природне так і штучне освітлення .

Природне – це освітлення створене за допомогою сонячного випромінювання.

Штучне освітлення застосовують при роботі в темний період доби і в світлий, коли по вимогам техніки безпеки натурального освітлення недостатньо. Природне освітлення може бути боковим - через світлові пройми в зовнішніх стінах (вікна).

Значення КПО для лабораторії високовольтних вимірювань по формулі:

$$e_N = e_H \cdot m_N ; \quad (5.1)$$

де $e_{H1} = 2$ - значення КПО для споруд (малий, середній); $e_{H2} = 2$ (середній, темний);

$m_N = 0,85$ - коефіцієнт світлового клімату;

$$e_{N1} = 2 \cdot 0,85 = 1,7,$$

$$e_{N2} = 1,2 \cdot 0,85 = 1,02.$$

Освітленість приміщень для підстанцій нормується у відповідності до норм і класу приміщення в приміщенні, де знаходиться основний пульт керування і контрольно-вимірювальні прилади, освітленість не повинна бути менша за 300 лк. В інших приміщеннях, які є допоміжними, освітленість повинна бути не менша за 75 лк. Управління робочим освітленням виконується вручну, а черговим і охоронним - автоматично, дистанційно.

Великі ВРП мають два основних варіанти освітлення або їх комбінацію:

- робоче освітлення ксеноновими лампами; чергове та охоронне – люмінесцентними ртутними лампами високого тиску.
- робоче і чергове прожекторами типу ПЗС-45 (прожектор зливаю-

чого світла) з лампами розжарення, або ДРЛ, прожекторами ПСМ (середнього світло розпо-ділення) з лампами розжарення, прожекторами типів ПКН та ПСУ з галогенними лампами; охоронне – або світильниками з ДРЛ, або прожекторами ПЗС-45.

- комбінація двох варіантів: освітлення прожекторами з ДРЛ і лампами розжарення для чергового і охоронного освітлення, ксеноновими для робочого.

5.1.4. Виробничий шум

За своєю фізичною природою шум є пружним коливанням твердих тіл, газів та рідин. Джерелом шуму на станції є: трансформатори, що створюють механічний шум. При систематичному шумі він притупляє слух, порушує роботу серця та центральної нервової системи, змінює кров'яний тиск.

Контроль рівнів шуму відповідно до [34] і санітарними нормами шуму на робочих місцях повинен виконуватись не рідше ніж один раз в рік. Санітарні норми постійного та непостійного шуму наведені у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Санітарні норми постійного та непостійного шуму

Вид трудової діяльності на робочому місці	Еквівалентний рівень звуку, дБ	Рівень звукового тиску (дБ) в октавних полосах з середньгеометричними частотами (Гц).								
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Робота з часто отриманими вказівними та акустичними сигналами	65	107	95	87	82	78	75	73	71	69
На постійних робочих місцях ПС	80	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Методи захисту від шуму:

При розробці технологічних процесів , проектуванні , виготовленні і експлуатації машин , виробничих приміщень ,а також організації робочого місця слід приймати необхідні міри по зниженню шуму.

Захист від шкідливого впливу шуму проводиться такими методами:

1. Усунення коливань у джерелі виникнення: ретельне балансування обладнання, мас, які обертаються.
2. Усунення коливань на шляху розповсюдження шляхом звукоізоляції й звукопоглинання, багатошарової огорожі.
3. Проектно-архітектурні методи передбачають розташування обладнання й вибір перекриття.
4. Своєчасне і якісне проведення планово попереджувальних ремонтів, контроль за правилами експлуатації; вибір мало шумного обладнання та технологій.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №501, 502 та 503) та СЕС(вузол №504). Було задано, що до пунктів 501, 502, 503 та 504 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових лініям від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для нової вузлової підстанції (вузол 504) було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначене математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на базі яких була вибрана краща схема типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 501, 503 та 504 було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів ”.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги.

Спроектована мережа характеризується допустимими втратами активної потужності – 12,6 МВт при сумарній активній потужності генерації 153,2 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 383542,22 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки E близький до E_a' , та швидкий термін окупності 9,8 років.

1. Економічність процесу транспортування та розподілу електричної енергії в сучасних ЕМ великою мірою визначається оптимальністю їх поточних режимів. На сьогодні розроблено низку проектних та режимних заходів, спрямованих на оптимізацію перетікань реактивної потужності в ЕМ, але вони є не достатньо дієвими в сучасних умовах.

2. Враховуючи характерні особливості ЕМ та необхідність керування потоками реактивної потужності та напругою в умовах неповноти та недостовірності інформації про режими мереж та зовнішні впливи, необхідним є перехід до часткової децентралізації керування з залученням локальних САК, що функціонують за місцевими параметрами. Разом з тим системи керування мають забезпечувати системний ефект щодо мінімізації втрат електроенергії в електричних мережах.

3. Оптимізацію режимів електричних мереж за реактивною потужністю можна виконувати впроваджуючи додаткові компенсувальні установки, або коригуючи генерування наявних ДРП з метою наближення поточного розподілу до «ідеального» за допомогою локальних САК. Поєднання вказаних шляхів вирішення проблеми компенсації реактивної потужності дозволяє забезпечити умови оптимальності режимів ЕМ.

4. Складність оптимізації нормальних режимів ЕМ за реактивною потужністю полягає серед іншого в тому, щоб на кожному відрізку часу необхідно забезпечити надійне електропостачання споживачів електричною енергією необхідної якості за мінімально можливих витрат.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кв до 150 кв та ліній електропередавання напругою від 0,38 кв до 150 кв. норми», – СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.
3. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
4. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
7. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
8. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
9. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
10. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
11. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;

12. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
13. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;
14. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
15. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
16. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
17. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;
18. Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році
19. H. W. Dommel and W. F. Tinney, "Optimal power flow solutions," IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. 87, pp.1866-1876, 1968.
20. J. F. Fuller, E. F. Fuchs, and K. J. Roesler, "Influence of harmonics on power distribution system protection," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 3, pp. 549-557, Apr. 1988.
21. Zhu Jizhong, "Optimization of Power System Operation. Reactive Power Optimization". New-York, USA: Wiley-IEEE Press, pp. 409-454, 2009.
22. Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014: офіційне видання. Державне підприємство «Національна енергетична компанія України», 84 с., 2014.
23. F. Hinz and D. Moest, "Techno-economic Evaluation of 110 kV Grid Reactive Power Support for the Transmission Grid," IEEE Transactions on Power Systems, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, 2018.

24. W. Becker, M. Hable, M. Malsch, T. Stieger, and F. Sommerwerk, "Reactive power management by distribution system operators concept and experience," *CIREC-Open Access Proceedings Journal*, №1, pp. 2509-2512, 2017.
25. R. Moreira, G. Strbac, P. Papadopoulos, and A. Laguna, "Business case in support for reactive power services from distributed energy storage," *CIREC-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1609-1613, Oct. 2017.
26. A. Zecchino, M. Marinelli, C. Træholt, and M. Korpås, "Guidelines for distribution system operators on reactive power provision by electric vehicles in low-voltage grids," *CIREC-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1787-1791, Oct. 2017.
27. M. Tarafdar Hagh, M. Jadidbonab, and M. Jedari, "Control strategy for reactive power and harmonic compensation of three-phase grid-connected photovoltaic system," *CIREC - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 559-563, Oct. 2017.
28. A. Samir, M. Taha, M. M. Sayed, and A. Ibrahim, "Efficient PV-grid system integration with PV-voltage-source converter reactive power support," *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 2, pp. 130-137, Feb. 2018.
29. L. De Alvaro Garcia, F. Beaune, M. Pitard, and L. Karsenti, "Cost-benefit analysis of MV reactive power management and active power curtailment," *CIREC - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1660-1663, Oct. 2017.
30. L. Wautier, F. Beaune, J. Fournel, and L. Karsenti, "Using LV distributed generation's reactive power for voltage regulation," *CIREC - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 2037-2040, Oct. 2017.
31. S. S. Alkaabi, H. H. Zeineldin, and V. Khadkikar, "Short-Term Reactive Power Planning to Minimize Cost of Energy Losses Considering PV Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, Oct. 2018.
32. C. Kaloudas and R. Shaw, "Long-term forecasting of reactive power demand in distribution networks," *CIREC-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 2406-2410, Oct. 2017.
33. S. Rau Narayan, "Solved Nonlinear Optimization Problems" in *Optimization Principles: Practical Applications to the Operation and Markets of the*

Electric Power Industry. New-York, USA: Wiley-IEEE Press, 2003, pp. 245-295.

34. Zhu Jizhong, "Reactive Power Optimization" in Optimization of Power System Operation, New-York, USA: Wiley-IEEE Press, 2009, pp. 409-454.

35. K.P. Wong, A. Li, and T.M.Y. Law, "Advanced constrained genetic algorithm load flow method," IEEE Proc. C, Vol. 146, No. 6, pp. 609–618, 2009.

36. Кириленко О. В. Математичне моделювання в електроенергетиці : підручник / О. В. Кириленко, М. С. Сегеда, О. Ф. Буткевич, Т. А. Мазур.: Національний університет «Львівська політехніка». – Л., 2010. – 608 с.

37. Bin Zhou, Ka Wing Chan, Tao Yu, Hua Wei, and Jie Tang, "Strength Pareto Multigroup Search Optimizer for Multiobjective Optimal Reactive Power Dispatch," IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 10, no. 2, May 2014.

38. Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, та С.П. Денисюк, "Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їх технологічне забезпечення," Технічна електродинаміка, №6, с. 44-50, 2015.

39. П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, В. В. Нетребський, та В. В. Тептя, Принцип найменшої дії в електротехніці та електроенергетиці. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2014.

40. V. Kulyk, O. Burykin, and V. Pirnyak, "Optimization of the placement of reactive power sources in the electric grid based on modeling of its ideal modes," Technology audit and production reserves, vol. 40, no. 2/1, pp. 59-65, 2018.

41. Лесько В. О., Кравчук С.В., Сікорська О.В. Електричні апарати: Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. 145 с

42. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні системи і мережі») [Електронний ресурс] / уклад.: В. О. Комар, В. В. Тептя, Ю. В. Малогулко. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 96 с.)

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток розподільних мереж 110 кВ Немирівського району з оптимізацією потоків реактивної потужності

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Герасименко І. І.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Кулик В. В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

" ____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
Розвиток розподільних мереж 110 кВ Немирівського району з оптимізацією
потоків реактивної потужності

08-21.МКР.015.00.007 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н.
_____ Кулик В. В.

Магістр групи 1ЕСМ-22м
_____ Герасименко І. І.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) оптимізація управління реактивною потужністю має важливе значення для ефективності та надійності електроенергетичних систем. Генерація реактивної потужності призводить до зниження загальних витрат на виробництво, але має відчутний вплив на загальні витрати електроенергії через зменшення втрат під час транспортування електроенергії.

Виникнення нових ринкових відносин у галузі енергетики та необхідність державного регулювання цих відносин для забезпечення напрямків енергозбереження з метою підвищення якості та надійності електропостачання, призвело до встановлення відповідних нормативів щодо регулювання перетоків реактивної енергії.

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та оптимізацією потоків реактивної потужності;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вказані в таблицях Б1-Б4

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність розвитку мережі.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	24.09.23	29.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Вибір оптимальної схеми	30.09.23	10.10.23	розділ 2 ПЗ
4	Оптимізація потоків реактивної потужності	11.10.23	28.10.23	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	розділ 6 ПЗ
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	пояснювальна записка
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Відгук опонента
	Захист МКР	Перша декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень з моделюванням енергоефективних режимів роботи з сонячними фотоелектричними станціями з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Б.1 (М 1:120000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б.1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Б.2.

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 95 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 40 км за рік.

Таблиця Б.1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	Нова 3 (503)	СЕС 4 (504)
Навантаження, МВт	2,4	16,5	18,0	-8,0
cos φ	0,9	0,9	0,90	1,00
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	95	88	86	92	94	95	95	95	98	100

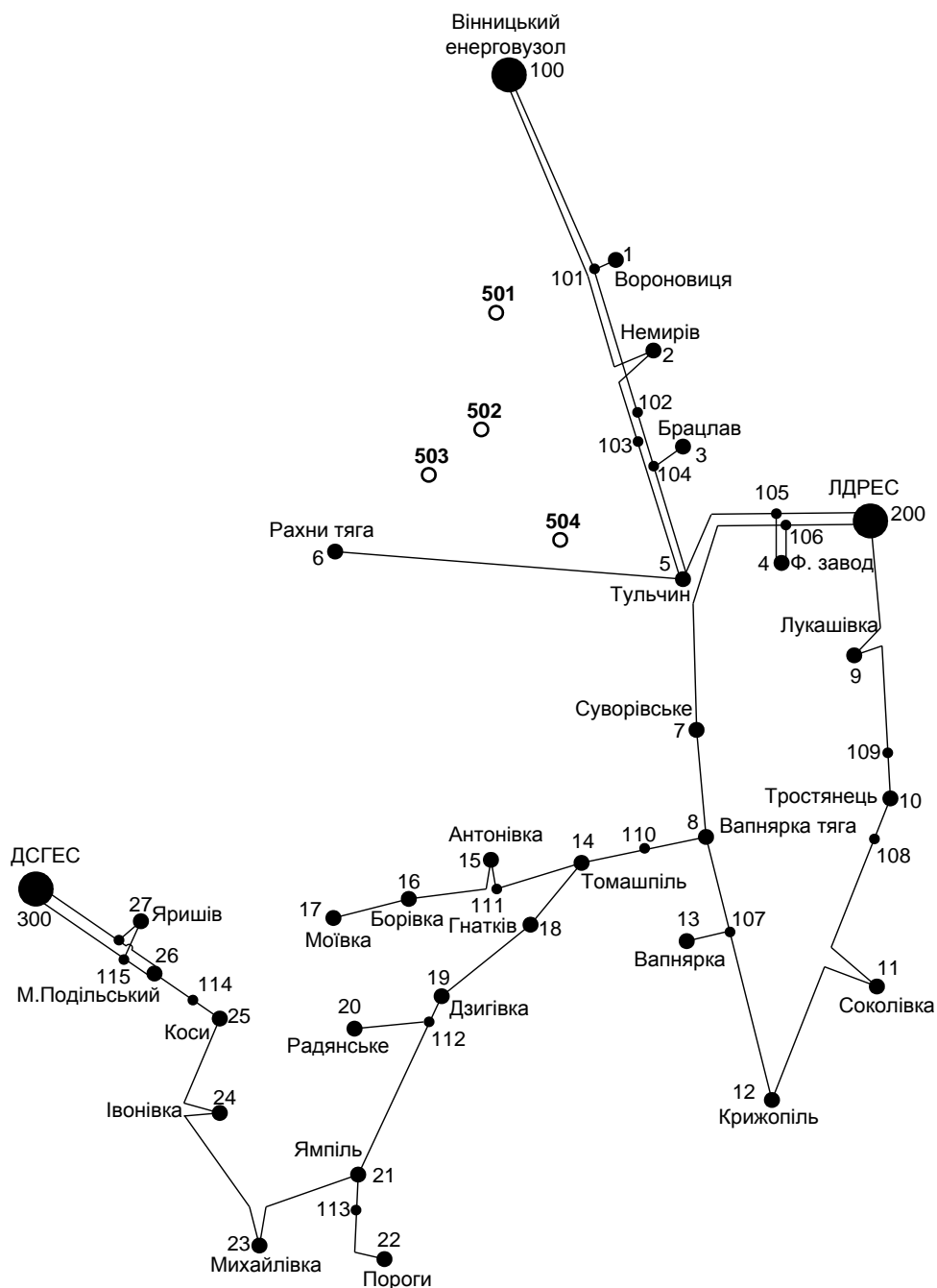


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина на лінії	Марка проводу
100	101	Вінницький енерговузол – 101	14,08	АС-185
101	1	101 – Вороновиця	7,55	АС-95
101	102	101 – 102	23,82	АС-185
102	104	102 – 104	14,2	АС-150
104	3	104 – Брацлав	5,1	АС-95
104	5	104 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	103	Немирів – 103	4	АС-185
103	5	103 – Тульчин	28,6	АС-150
5	6	Тульчин – Рахни тяга	37,53	АС-120
105	5	105 – Тульчин	24,8	АС-150
105	4	105 – Ферментний завод	0,8	АС-95
106	4	106 – Ферментний завод	0,8	АС-95
200	105	Ладжинська ТЕС – 105	2,3	АС-150
200	106	Ладжинська ТЕС – 106	2,3	АС-150
106	7	106 – Суворівське	37,46	АС-150
7	8	Суворівське – Вапнярка тяга	15,7	АС-150
200	9	Ладжинська ТЕС – Лукашівка	8,36	АС-150
9	109	Лукашівка – 109	29,77	АС-150
109	10	109 – Тростянець	0,5	АС-120
10	108	Тростянець – 108	0,5	АС-120
108	11	108 – Соболівка	27,91	АС-150
12	11	Крижопіль – Соболівка	15,8	АС-150
107	12	107 – Крижопіль	18,4	АС-150
107	13	107 – Вапнярка	0,015	АС-150
8	107	Вапнярка тяга – 107	7,4	АС-150
8	110	Вапнярка тяга – 110	5	АС-150
110	14	110 – Томашпіль	13	АС-120
14	111	Томашпіль – 111	21,67	АС-120
111	15	111 – Антонівка	0,07	АС-150
15	16	Антонівка – Борівка	14,7	АС-120
16	17	Борівка – Моївка	8,25	АС-120
14	18	Томашпіль – Гнатків	16,48	АС-120
18	19	Гнатків – Дзигівка	18,3	АС-120
112	19	112 – Дзигівка	2,8	АС-120
112	20	112 – Радянське	8,9	АС-120
21	112	Ямпіль – 112	10,4	АС-120
21	113	Ямпіль – 113	0,38	АС-95
113	22	113 – Пороги	4,9	АС-150
23	21	Михайлівка – Ямпіль	18,37	АС-150
24	23	Івонівка – Михайлівка	12	АС-120
25	24	Коси – Івонівка	22,4	АС-120
114	25	114 – Коси	4	АС-95
26	114	Мог.Подільський – 114	18,6	АС-120
115	26	115 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
115	27	115 – Яришів	2×1,65	АС-185
300	115	Дністровська ГЕС – 115	2×16,6	АС-185

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кільк. тран. п.
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Ладизинська ТЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Дністровська ГЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,9	2,4 + j1,16	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,89	6,2 + j3,18	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,87	2,4 + j1,36	ТМН-6300/110/10	1
4	Ферментний завод	0,9	9,2 + j4,46	ТРДН-25000/110/10	2
5	Тульчин	0,89	4,4 + j2,25	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
6	Рахни тяга	0,88	14,2 + j7,66	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
7	Суворівське	0,9	2,6 + j1,26	ТМН-6300/110/10	1
8	Вапнярка тяга	0,87	16, + j9,07	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
9	Лукашівка	0,88	2,2 + j1,19	ТМН-6300/110/10	1
10	Тростянець	0,9	4,2 + j2,03	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Соколівка	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
12	Крижопіль	0,9	3,6 + j1,74	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
13	Вапнярка	0,87	2,5 + j1,42	ТМН-6300/110/10	1
14	Томашпіль	0,88	2,4 + j1,3	ТМТН-6300/110/35/10 ТДТН-10000/110/35/10	2
15	Антонівка	0,9	2,5 + j1,21	ТМН-6300/110/10	1
16	Борівка	0,87	2,2 + j1,25	ТМН-6300/110/10	1
17	Моївка	0,88	4,0 + j2,16	ТДТН-10000/110/35/10	1
18	Гнатків	0,9	2,5 + j1,21	ТМН-6300/110/10	1
19	Дзигівка	0,87	2,2 + j1,25	ТМН-6300/110/10	1
20	Радянське	0,9	2,0 + j0,97	ТМН-6300/110/10	1
21	Ямпіль	0,87	3,5 + j1,98	ТДН-10000/110/10	1
22	Пороги	0,89	3,8 + j1,95	ТДТН-10000/110/35/10	1
23	Михайлівка	0,87	2,3 + j1,3	ТМН-6300/110/10	1
24	Івонівка	0,9	2,4 + j1,16	ТМН-6300/110/10	2
25	Коси	0,88	2,2 + j1,19	ТМН-6300/110/10	1

4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:									
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8	
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9	
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9	
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	28 од.	1080,248	9659,356	260,792	292,656	28,000	11322,052	193,2	
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6	
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0	
Всього ЗРУ 10 кВ			1467,408	12118,527	341,718	371,216	38,000	14336,868	257,4	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:									
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0	
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0	
4.10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 4.95 МВАр	1 компл						1508,4		
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	3908,566	84,0	
5	ЗПК:									
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ									
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0	
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0	
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0	

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,715	6287,658	321,542	221,554	10,186	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			65750,970						

Таблиця Б.1. – Вартість реконструкції підстанції (вузол Рахни тяга)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125

	вбудованими трансформаторами струму								
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,110	1,044	1148,947	72
Всього ВРУ 110 кВ			299,640	6476,731	284,972	183,297	3,501	7248,140	402
Загальна кошторисна вартість			7248,140						

Таблиця В.2. – Вартість будівництва підстанції (Нова 501)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 2,5 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	4 од.	154,464	1379,908	37,256	41,808	4	1617,436	27,6
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			540,624	3839,079	118,182	120,368	14	4632,252	91,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0

2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	4 од.	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	224,73	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	4 од.	152,304	4088,204	234,772	116,44	4,176	4595,896	288
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			1265,189	26098,644	1164,062	741,626	15,926	29285,443	1868
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	25 од.	965,4	8624,425	232,85	261,3	25	10108,975	172,5
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6

4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			1351,56	11083,596	313,776	339,86	35	13123,791	236,7
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 КОМПЛ	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								

110/10 кВ:									
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	689,954	18,628	20,904	2,000	808,718	13,8
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	2 од.	77,232	275,736	12,844	10,476	2,000	378,288	13,8
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			386,160	2873,389	86,710	88,988	10,000	3445,246	64,2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	100 кВ·А	2 од.	27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
Всього			27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1296,994	5874,770	300,057	207,699	9,186	7688,705	252,0
Загальна кошторисна вартість			41295,594						

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 126.511 МВт / 1120.713 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 115.010 МВт / 1007.488 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 7.039 МВт / 69.787 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 7.039 МВт / 69.787 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.695 МВт / 6.084 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 3.767 МВт / 37.354 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 4.462 МВт / 43.438 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 11.501 МВт / 113.226 млн.кВт*г (10.1%)

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 166.055 МВт / 1468.517 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 153.250 МВт / 1342.470 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 8.036 МВт / 79.681 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 8.036 МВт / 79.681 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.794 МВт / 6.955 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 3.975 МВт / 39.411 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 4.769 МВт / 46.366 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 12.805 МВт / 126.047 млн.кВт*г (8.6%)

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 60.791 МВт / 539.776 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 53.617 МВт / 469.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.794 МВт / 27.702 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.794 МВт / 27.702 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.764 МВт / 6.696 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 3.615 МВт / 35.842 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 4.379 МВт / 42.538 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.173 МВт / 70.240 млн.кВт*г (13.0%)

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯ АВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 38.816 МВт / 340.696 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 38.240 МВт / 334.982 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.356 МВт / 3.532 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.356 МВт / 3.532 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.220 МВт / 2.182 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.220 МВт / 2.182 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "novi": 0.576 МВт / 5.714 млн.кВт*г (1.7%)

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 38.773 МВт / 340.263 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 38.240 МВт / 334.982 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.344 МВт / 3.405 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.344 МВт / 3.405 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.189 МВт / 1.875 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.189 МВт / 1.875 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "novi": 0.533 МВт / 5.280 млн.кВт*г (1.6%)

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 38.773 МВт / 340.263 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 38.240 МВт / 334.982 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.344 МВт / 3.405 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.344 МВт / 3.405 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.189 МВт / 1.875 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.189 МВт / 1.875 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "novi": 0.533 МВт / 5.280 млн.кВт*г (1.6%)

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ З ВСТАНОВЛЕНИМИ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯМ РПН

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 165.903 МВт / 1466.834 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 153.250 МВт / 1342.470 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 7.900 МВт / 78.214 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 7.900 МВт / 78.214 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.796 МВт / 6.974 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 3.957 МВт / 39.176 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 4.753 МВт / 46.150 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 12.653 МВт / 124.364 млн.кВт*г (8.5%)

ДОДАТОК И

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

1РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 18.812 МВТ / 164.976 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 18.650 МВТ / 163.374 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.089 МВТ / 0.880 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.089 МВТ / 0.880 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.073 МВТ / 0.723 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.073 МВТ / 0.723 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ "NOVI": 0.162 МВТ / 1.602 МЛН.КВТ*Г (1.0%)

2РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 38.988 МВТ / 342.385 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 38.240 МВТ / 334.982 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.557 МВТ / 5.512 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.557 МВТ / 5.512 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.191 МВТ / 1.891 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.191 МВТ / 1.891 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ "NOVI": 0.748 МВТ / 7.403 МЛН.КВТ*Г (2.2%)

3РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 38.773 МВТ / 340.263 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 38.240 МВТ / 334.982 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.344 МВТ / 3.405 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.344 МВТ / 3.405 МЛН.КВТ*Г

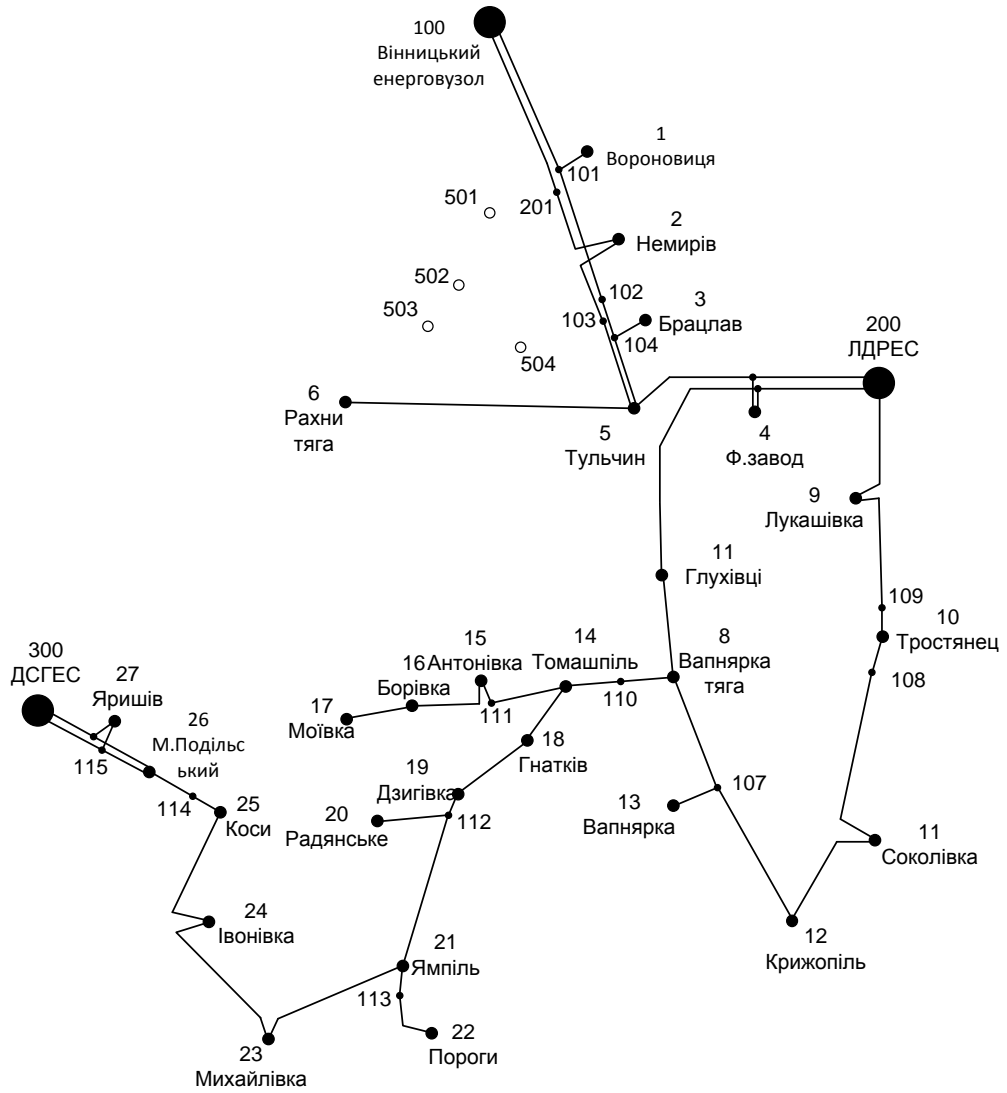
ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.189 МВТ / 1.875 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.189 МВТ / 1.875 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ "NOVI": 0.533 МВТ / 5.280 МЛН.КВТ*Г (1.6%)

ДОДАТОК І

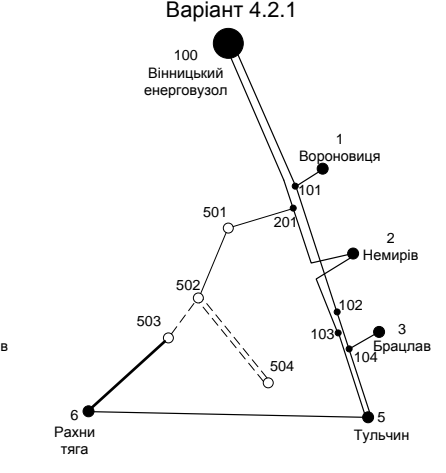
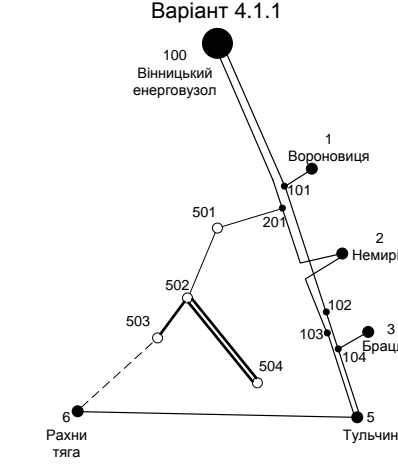
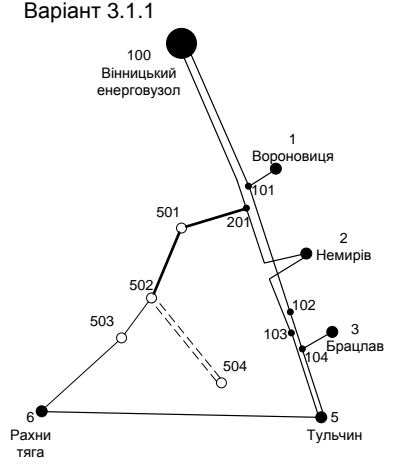
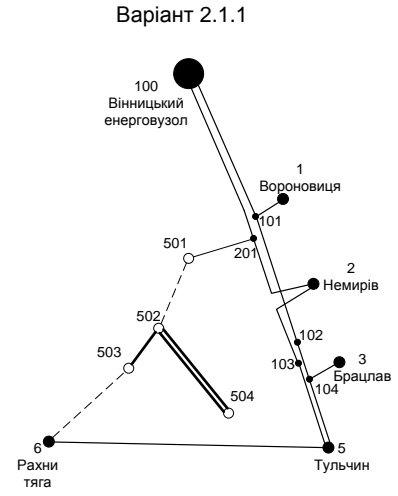
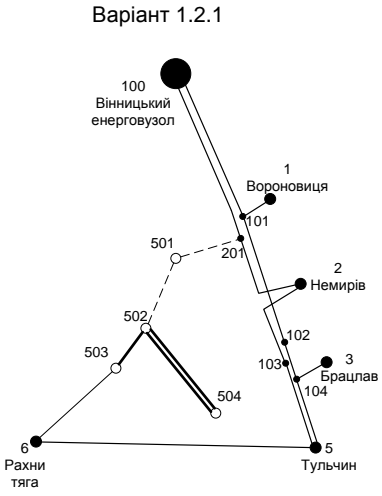
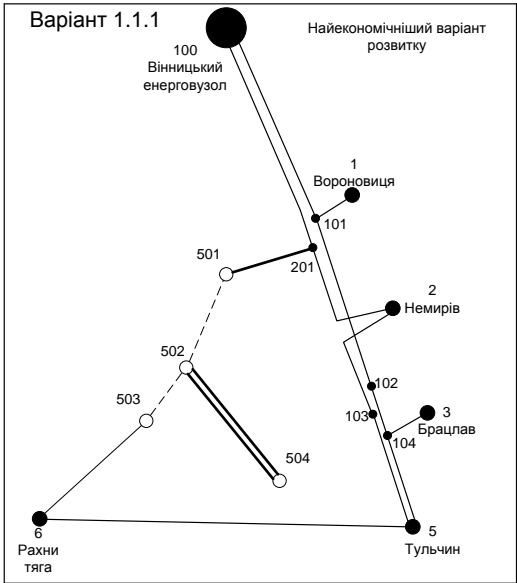
Ілюстративна частина

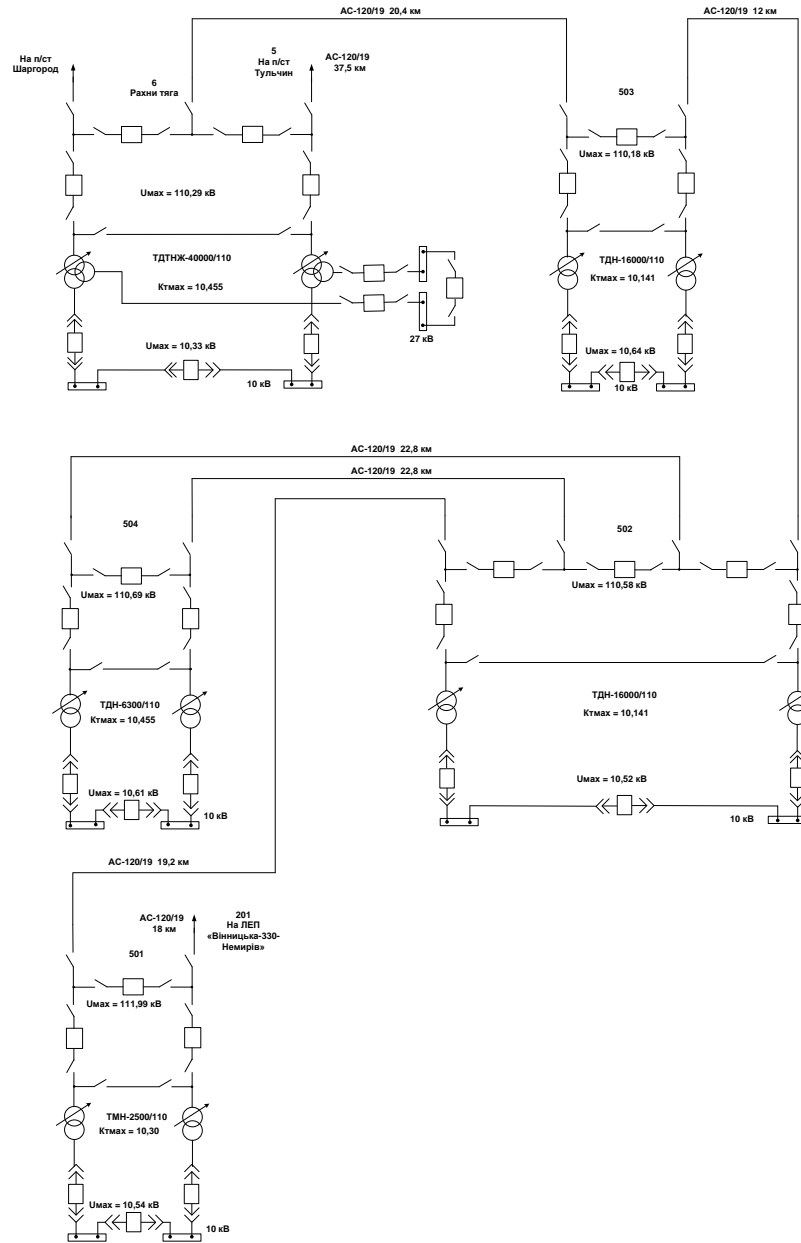
Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення



Варіанти розвитку існуючої мережі

Послідовність будівництва	
	ЛЕП яка будується на першому році
	ЛЕП яка будується на другому році
	ЛЕП яка будується на третьому році





Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ

Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	46,24
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	млн. кВт* год	334,982
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	383542,21
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	7,0
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	12,65
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	8,5
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	млн. кВт* год	11,138
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт* год	124,364

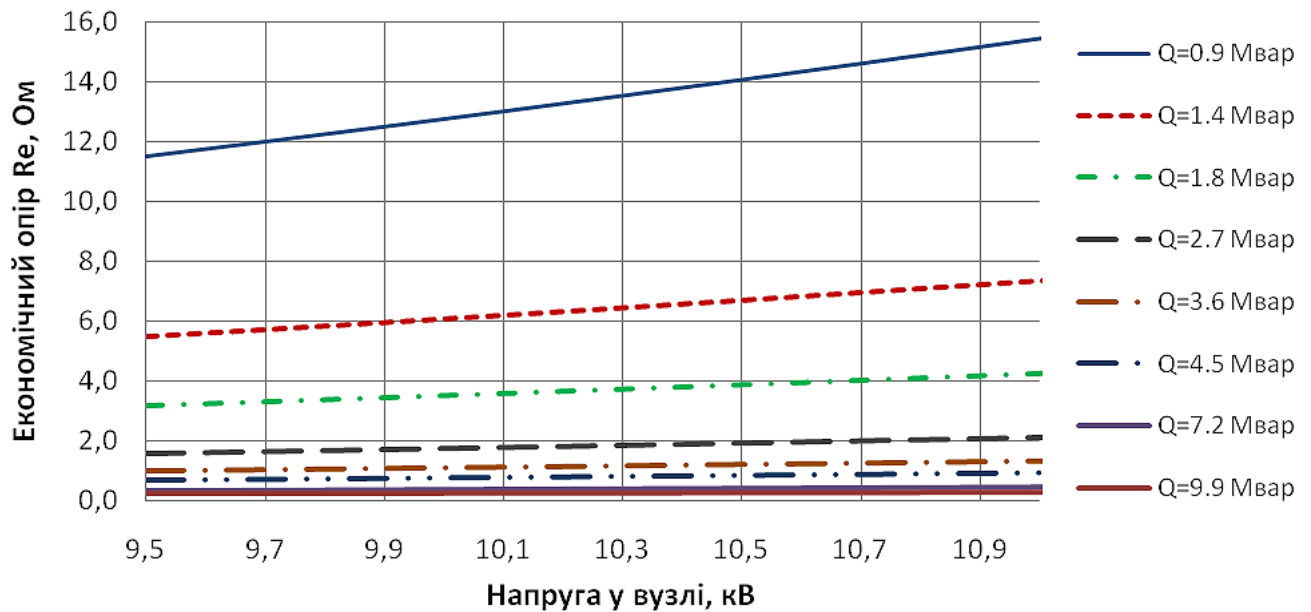


Рисунок 3.2 – Значення економічних опорів, розраховані для

Таблиця 3.1 – Оптимальний перелік місць встановлення ДРП за критерієм максимальної рентабельності

Назва вузла	$U_{\text{мод}}$, кВ	R_{Σ}^0 , Ом	$\Delta P/\Delta Q$, МВт/Мвар	$\Delta \Pi/\Delta Q$, тис. грн/Мвар	$Q_{\text{ку}}$, Мвар	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
ПС 110 кВ Нова1 (501)	10,6	3,320	0,0136	40,28	2	2	4
ПС 110 кВ Нова2 (502)	10,7	1,692	0,0135	39,82	3	2	9
ПС 110 кВ Нова3 (503)	10,7	0,371	0,0135	39,89	8	2	9

Таблиця 3.2 – Техніко-економічні показники оптимального варіанту розміщення ДРП

Сумарна потужність БСК (тис. квар):	13,0
Втрати електроенергії у початковій схемі (тис. кВт год):	23557,4
Втрати електроенергії після встановлення БСК (тис. кВт год):	21535,0
Додаткові втрати електроенергії в БСК (тис. кВт год):	104,9
Зниження втрат електроенергії в ЕМ з урахуванням втрат в БСК (тис. кВт год):	2022,3
Сумарні капіталовкладення на БСК (тис. грн):	7809,9
Річні надходження від зменшення втрат електроенергії (тис. грн):	2598,7
Річні експлуатаційні видатки (тис. грн):	374,8
Річні амортизаційні відрахування (тис. грн):	781,0
Податок на прибуток (тис. грн):	230,8
Поточний річний чистий прибуток (тис. грн):	1212,0
Рентабельність капіталовкладень (в.о.):	0,26
Термін окупності капіталовкладень (рік):	3,9
Економічний ефект (тис. грн):	9090,3

Таблиця 3.3 – Оптимальний перелік місць встановлення ДРП за критерієм мінімуму втрат електроенергії

Назва вузла	$U_{\text{мод}}$, кВ	R_{Σ}^{ρ} , Ом	$\Delta\Delta P/\Delta Q$, МВт/Мвар	$\Delta\Pi/\Delta Q$, тис. грн/ Мвар	$Q_{\text{ку}}$, Мвар	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
ПС 110 кВ Нова1 (501)	10,7	0,0	0,0079	13,55	4,5	3	4
ПС 110 кВ Нова2 (502)	10,8	0,0	0,0076	12,35	4,5	3	9
ПС 110 кВ Нова3 (503)	10,7	0,0	0,0078	13,11	8,5	4	9

Таблиця 3.4 – Техніко-економічні показники оптимального варіанту розміщення ДРП за критерієм мінімуму втрат електроенергії

Сумарна потужність БСК (тис. квар):	17,5
Втрати електроенергії у початковій схемі (тис. кВт год):	23557,4
Втрати електроенергії після встановлення БСК (тис. кВт год):	21437,7
Додаткові втрати електроенергії в БСК (тис. кВт год):	151,3
Зниження втрат електроенергії в ЕМ з урахуванням втрат в БСК (тис. кВт год):	2119,6
Сумарні капіталовкладення на БСК (тис. грн):	13817,8
Річні надходження від зменшення втрат електроенергії (тис. грн):	2723,9
Річні експлуатаційні видатки (тис. грн):	663,2
Річні амортизаційні відрахування (тис. грн):	1381,7
Податок на прибуток (тис. грн):	108,6
Поточний річний чистий прибуток (тис. грн):	570,2
Рентабельність капіталовкладень (в.о.):	0,14
Термін окупності капіталовкладень (рік):	7,1
Економічний ефект (тис. грн):	4847,1

Висновки

З результатів розрахунку видно, що такий варіант розміщення БСК передбачає встановлення 3 пристроїв сумарною потужністю 17,5 Мвар. Порівняно з результатами оптимізації за максимумом рентабельності розміщення БСК згідно табл. 3.3 забезпечує додаткове зниження втрат електроенергії в електромережах на 5%, а також вирівнювання профілю напруги фактично для всіх проєктованих мереж 110 кВ. Однак обсяги капіталовкладень тут виявляються на 77% вищим, а темпи окупності капіталовкладень суттєво нижчі (термін окупності більше за 7 років), що призводить до зниження гарантованого ефекту на 47%.

Економічність процесу транспортування та розподілу електричної енергії в сучасних ЕМ великою мірою визначається оптимальністю їх поточних режимів. На сьогодні розроблено низку проєктних та режимних заходів, спрямованих на оптимізацію перетікань реактивної потужності в ЕМ, але вони є не достатньо дієвими в сучасних умовах.

Враховуючи характерні особливості ЕМ та необхідність керування потоками реактивної потужності та напругою в умовах неповноти та недостовірності інформації про режими мереж та зовнішні впливи, необхідним є перехід до часткової децентралізації керування з залученням локальних САК, що функціонують за місцевими параметрами. Разом з тим системи керування мають забезпечувати системний ефект щодо мінімізації втрат електроенергії в електричних мережах.

Оптимізацію режимів електричних мереж за реактивною потужністю можна виконувати впроваджуючи додаткові компенсуючі установки, або коригуючи генерування наявних ДРП з метою наближення поточного розподілу до «ідеального» за допомогою локальних САК. Поєднання вказаних шляхів вирішення проблеми компенсації реактивної потужності дозволяє забезпечити умови оптимальності режимів ЕМ.