

MR-5788

621.316.3
Р64

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток електричної мережі 110 кВ з аналізом якості електричної енергії в ній»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Чорнописька О. О.

(прізвище та ініціали)

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

Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«07» 06 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕССЕМ

Бабенко О. В.

(прізвище та ініціали)

«12» 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«07» 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 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.

18.03. 2024 року

З А В Д А Н Н Я **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Чорнопиській Олені Олександрівни

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток електричної мережі 110 кВ з аналізом якості електричної енергії в ній».

керівник роботи проф., д.т.н., зав. каф. ЕСС Комар В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.03.2024 року № 81

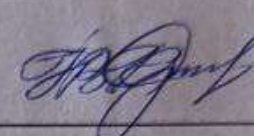
2. Строк подання студентом роботи 22 травня 2024 року.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. 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 5400 годин на рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу ЛЕП. 5. Вибір схем розподільних підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. 9. Особливості роботи розподільних електромереж в умовах зростання розосередженого генерування. 10. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Граф електричної схеми РЕМ. 2. Параметри вихідної схеми. 3. Електрична схема розвитку РЕМ. 4. Техніко-економічні показники. 5. Впливу на якість електричної енергії відновлюваних джерел енергії.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр мі
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.01.24	28.01.24	
2	Аналіз впливу на якість електричної енергії відновлюваних джерел енергії	29.01.24	07.02.24	
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.02.24	24.02.24	
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.02.23	05.03.24	
5	Техніко-економічна частина	06.03.24	07.04.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	08.04.24	12.05.24	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.05.24	22.05.24	

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

О. О. Чорнописька

В. О. Комар

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Дана магістерська робота містить розвиток вже існуючої електричної мережі, шляхом приєднання чотирьох нових ПС. За допомогою математичних було спрогнозовано оптимальну конфігурацію, яка забезпечує як надійність, так і економічну доцільність. Згідно отриманих результатів виконано підбір обладнання, проаналізовано рівні напруг у вузлах при різних режимах роботи, подано схеми розподільчих пристроїв.

Дослідження проводилися з використанням програми розрахунку й оптимізації нормальних режимів роботи електричних мереж „Втрати – 110”. У процесі дослідження була підготовлена розрахункова модель мережі, і отримані результати проаналізовані.

В роботі було проаналізовано вплив відновлюваних джерел енергії на якість електричної енергії.

Новизною цієї роботи стало дослідження впливу відновлювальних джерел енергії на якість електричної енергії.

В розділі з охорони праці розроблено комплекс заходів, що дозволяють зменшити вплив небезпечних та шкідливих факторів на персонал підстанцій 110/10 кВ.

Ключові слова: електрична мережа, надійність, споживання, потужність, якість електричної енергії, симплекс метод.

Бібліогр.: 27 назв; рис.: 12; табл. 23.

ABSTRACT

This master's thesis includes the development of an existing electrical network by connecting four new substations. With the help of mathematics, the optimal configuration was predicted, which provides both reliability and economic feasibility. According to the obtained results, the equipment was selected, voltage levels in the nodes at different operating modes were analyzed, and diagrams of switchgear were given.

The research was conducted using the "Втрати - 110" program for calculating and optimizing normal modes of operation of electrical networks. In the course of the research, a calculation model of the network was prepared, and the obtained results were analyzed.

The work analyzed the influence of renewable energy sources on the quality of electric energy.

The novelty of this work was the study of the impact of renewable energy sources on the quality of electrical energy.

The section on labor protection has developed a set of measures to reduce the impact of dangerous and harmful factors on the personnel of 110/10 kV substations.

Key words: electric grid, reliability, consumption, power, quality of electric energy, simplex method.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	11
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	12
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	14
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	16
2.1. Лінеаризація цільової функції.....	16
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	19
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	24
3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі....	24
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі.....	26
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	28
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ ЛЕП.....	31
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ	33
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	34
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	34
5.3 Оцінювання надійності схеми розподільного пристрою сонячної електростанції.....	36
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	40
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	40
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	42
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	42
7.2 Регулювання напруги у мережі.....	43
8 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	48
9. ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ В УМОВАХ	

ЗРОСТАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ	54
9.1. Загальна оцінка впливу розосереджених джерел електроенергії на режим роботи розподільних електричних мереж	54
9.2 Моделювання вплив вде на якість електричної енергії	60
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	65
10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	65
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	70
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. дослідження стійкості роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	74
10.4 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної мережі 110 кВ до дії ЕМІ	78
ВИСНОВКИ.....	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	83
ДОДАТОК А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	86
ДОДАТОК Б Технічне завдання.....	87
ДОДАТОК В Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році	94
ДОДАТОК Д Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році.....	104
ДОДАТОК Ж Графічна частина.....	105

ВСТУП

Актуальність теми. При проектуванні нових та розвитку вже існуючих електричних мереж необхідно враховувати багато факторів: від надійного та якісного постачання до використання найновіших принципів побудови. Тобто дана задача вимагає комплексного підходу та контролю різних аспектів, які вказуватимуть на техніко-економічну доцільність даної мережі, відповідний рівень експлуатації, управління, при яких забезпечуються найменші затрати.

Водночас, побудова мережі завжди має певне призначення відповідно до якого і виконується прогноз майбутнього розвитку (побудови) мережі, що встановлює певні додаткові обмеження.

При створенні детальних розрахункових режимів перспективного планування враховуються:

- прогнози навантаження, генерації і обміну електроенергією в різних часових горизонтах, а також визначений перелік мережевих об'єктів, що необхідно розглянути;
- добові і річні зміни навантаження і генерації
- погодні умови, які впливають не тільки на попит, і, все частіше, на генерацію, а й на технічні характеристики елементів енергосистеми.
- перспективний режим являє собою конкретні умови, які можуть виникнути в рамках зазначеного сценарію і включають:
- реалізація конкретних випадкових подій, як правило, пов'язаних з кліматичними умовами (наприклад, сила вітру, наповнення водосховищ гідроелектростанцій, температури і т. д.) або відключення електростанцій (вимушені і планові);
- відповідний розподіл всіх генеруючих блоків (на базі моделювання ринку або структури покриття навантаження). Наразі лише структури покриття навантаження;
- детальне розташування об'єктів генерації;
- детальне розташування споживання, з урахуванням характерних графіків

або, принаймні, нерівномірності навантаження по регіонах;

- припущення щодо розвитку мереж.

З точки зору практичності, то електрична схема РУ повинна бути максимально простою, але при цьому забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

Нове будівництво напругою від 6 кВ до 750 кВ вже має свої типові схеми РУ, які детально описані в «Правила улаштування електроустановок» табл. 4.2.10-4.2.13 та повинні використовуватися в будівництві.

Попередньо перед будівництвом доцільно використати математичні методи визначення найдоцільніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- симплекс-метод для визначення найменш вартісного варіанту схеми приєднання нових споживачів;
- метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій,

Після затвердження конфігурації та послідовності побудови мережі, наступними кроками визначається: номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють мережу наміченої конфігурації і тд.

При розробці проекту визначається відповідна кількість та вид обладнання, установлюються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибираються найбільш економічний розподіл цих джерел і необхідні засоби для регулювання напруги.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є забезпечення живлення нових підстанцій шляхом формування оптимальної схеми розвитку електричної мережі АТ «Вінницяобленерго».

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- виконання вибору схем розподільних пристроїв, основного обладнання та апаратів з урахуванням вимог надійності електропостачання споживачів для нових підстанцій;

- проведення розрахунків та аналізу характерних режимів та надати рекомендації щодо забезпечення якості електричної енергії для електричної мережі;

- надання рекомендацій з реконструкції та розвитку електричної мережі, а також ведення її режимів.

Об’єктом дослідження магістерської роботи є розподільні електричні мережі 110/35 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв’язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з’єднань підстанцій використовуються елементи теорії надійності. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем.

Новизна дослідження. Виконано дослідження впливу відновлювальних джерел енергії на якість електричної енергії.

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ 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:

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

Після проведення диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має вигляд:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.3)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20142 \cdot b' = 939, \\ 20142 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1891732. \end{cases}$$

звідки $a' = -3316,4$, $b' = 1,6909$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,6909T - 3316,4$$

Виористовуюючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 1.1).

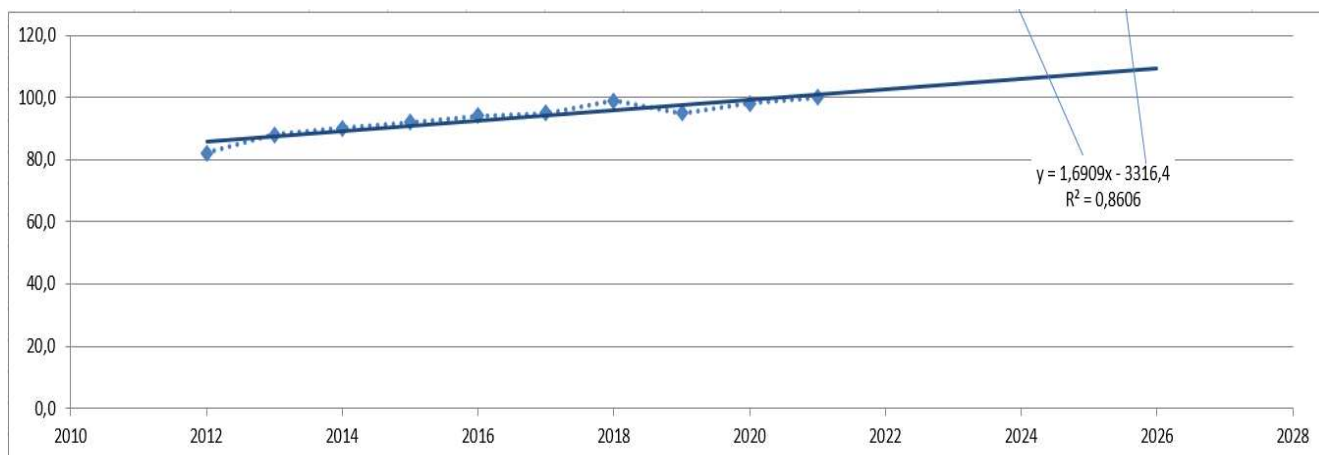


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 109,4 %, що на 9,4 % 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 з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

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

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них.

Втрати в електроенергії в електричній мережні відносно не великі. А саме:

- в лініях електропередач – 2.14 МВт;
- в трансформаторах – 0.97 МВт з них холостого ходу 0.53 МВт та навантажувальні 0.44 МВт.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	2-403	300-10	4-405	13-14
Марка проводу	АС-185	АС-240	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	185	240	150	150
Розрах. струм, А	23	146	41	116

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. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	10	11	12	13
Напруга вузла, кВ	103,38	103,22	103,23	103,91

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) 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, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2) 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.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 10 Іллінці КС – з рівнем напруги 103,38 кВ; вузол № 11 Сороки – з рівнем напруги 103,22 кВ; вузол № 12 Дашів – з рівнем напруги 103,23 кВ; вузол № 13 Гайсин – з рівнем напруги 103,91 кВ.

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.

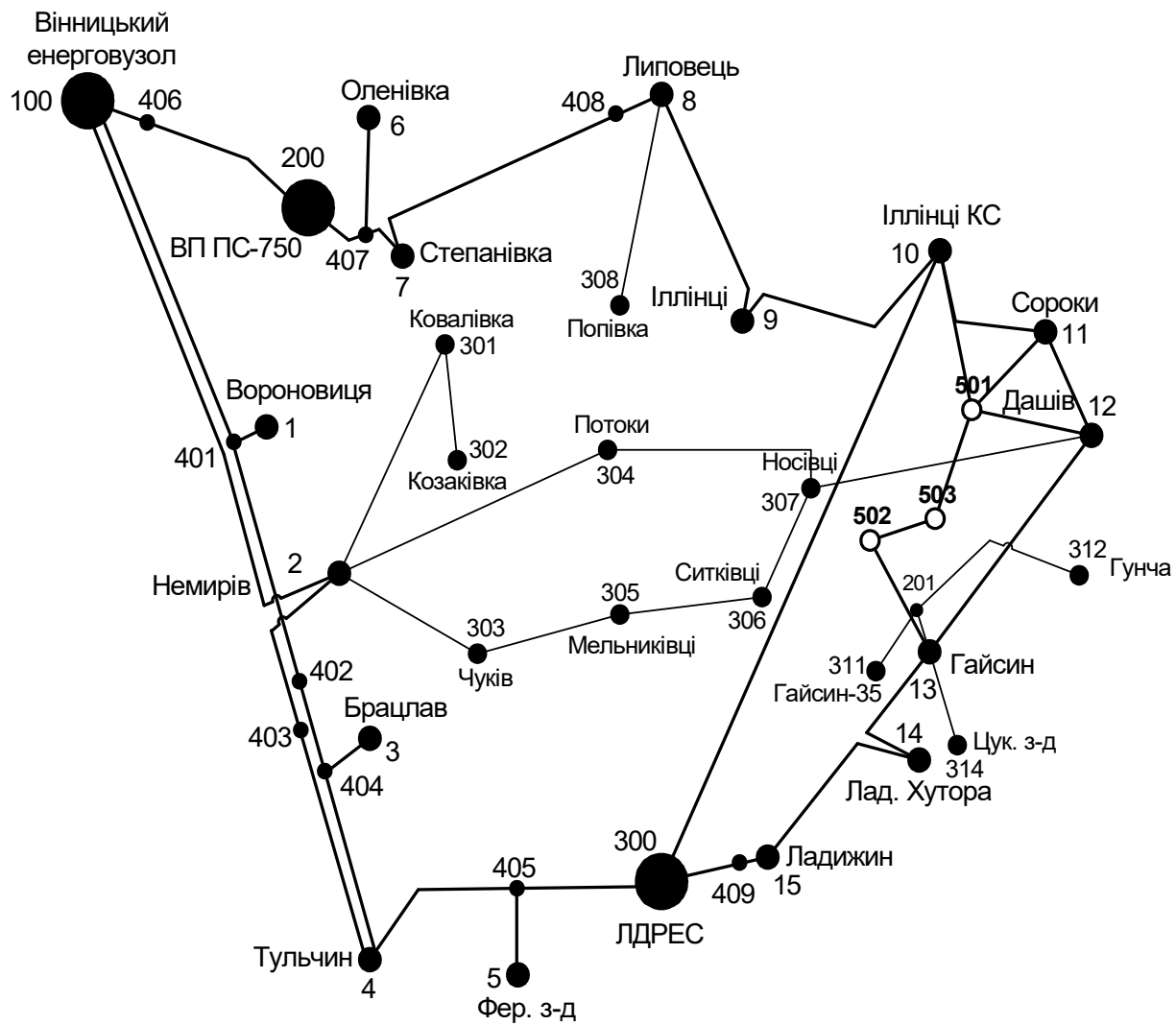


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж потрібно забезпечити пошук найкращого варіанту проекту з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Разом з тим мають виконуватись різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки вибір конфігурації та напруги мереж, але й параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому процес проектування розбивається на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

2.1 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимальності. В даному випадку за критерій найкраще вибрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

У загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дисконтовані витрати B_i можна записати:

$$B_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.1)$$

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу на i -тій ЛЕП; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї ЛЕП в км; P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$B_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.2)$$

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації); b_i' - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП.

Для лінеаризації функції було застосовано метод найменших квадратів. Для використання методу найменших квадратів необхідно отримати n значень вихідної функції для різної потужності P_i , за якими формується система рівнянь, аналогічна до (1.3). Її розв'язання дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.3)$$

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 год/рік для $T_{нб} = 5400$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт · год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт · год; r_{0i} – активний опір, який

залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Uном, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
10	501	1,9	13,3	110	1573,680	0,131	6697,6	1,819	6879,5
11	501	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	1,245	4707,0
12	501	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	1,436	5431,2
13	502	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	1,436	5431,2
501	503	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	1,245	4707,0
502	503	0,9	6,3	110	1573,680	0,131	3172,5	0,862	3258,7

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
10-501	1,9	5,2	6745,8	6728,5	6767,1	6697,6	9,370	6745,8	6736,2	6755,5
11-501	1,3	5,2	4615,6	4603,7	4630,1	4582,6	6,411	4615,6	4609,0	4622,2
12-501	1,5	5,2	5325,7	5311,9	5342,4	5287,6	7,397	5325,7	5318,0	5333,3
13-502	1,5	5,2	5325,7	5311,9	5342,4	5287,6	7,397	5325,7	5318,0	5333,3
501-503	1,3	5,2	4615,6	4603,7	4630,1	4582,6	6,411	4615,6	4609,0	4622,2
502-503	0,9	5,2	3195,4	3187,2	3205,5	3172,5	4,438	3195,4	3190,8	3200,0

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.2). Результати показали

високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
10-501	1,9	5,2	6745,8	6736,7	6756,0	1309,9	6745,8	6071,3	7420,4
11-501	1,3	5,2	4615,6	4609,3	4622,5	896,2	4615,6	4154,0	5077,1
12-501	1,5	5,2	5325,7	5318,4	5333,7	1034,1	5325,7	4793,1	5858,2
13-502	1,5	5,2	5325,7	5318,4	5333,7	1034,1	5325,7	4793,1	5858,2
501-503	1,3	5,2	4615,6	4609,3	4622,5	896,2	4615,6	4154,0	5077,1
502-503	0,9	5,2	3195,4	3191,1	3200,2	620,5	3195,4	2875,9	3514,9

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.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які потрібно оптимізувати з математичної точки зору задача оптимізації формулюється таким чином:

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (2.3)$$

при обмеженнях:

[illegible]

Задача лінійного програмування (2.3) за умов (2.4) на основі симплекс-методу (СМ) розв'язується в два етапи:

- I-ий етап СМ полягає в приведенні системи обмежувальних рівнянь і цільової функції до канонічного вигляду;
- II-ий етап СМ полягає в оптимізації цільової функції, отриманої в результаті I-го етапу, на базі використання Симплекс-алгоритму (СА).

Використання СМ для розв’язання задачі вибору оптимальної схеми ЕМ має низку особливостей:

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	10-501	11-501	12-501	13-502	501-503	503-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	1	1	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,86	-5,05
502	0	0	0	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,41	-0,12
503	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	6,78	-6,09
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	281,8	1225,1	1413,6	1413,6	316,7	1225,1	848,2	1256,8	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		16316,555
Потужності ЛЕП	29,31006	0	0	0	15,40215	0	0	2,52871	(Ctrl) 0,000	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	6697,583	0,000	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	3172,539	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		14452,678
Змінні складові витрат	1563,047	0,000	0,000	0,000	295,319	0,000	0,000	5,511	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1863,876
Дисконтовані витрати, тис. грн																16316,555

Рисунок 2.1 – Вихідні дані для розв’язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв’язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	10-501	11-501	12-501	13-502	501-503	503-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	1	1	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,86	0,00
502	0	0	0	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,41	0,00
503	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	6,78	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	281,8	1225,1	1413,6	1413,6	316,7	1225,1	848,2	1256,8	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		9956,150
Потужності ЛЕП	15,63897	0	0	2,405995	6,780531	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	6697,583	0,000	0,000	5287,565	4582,557	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		16567,705
Змінні складові витрат	444,995	0,000	0,000	8,315	57,234	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		510,544
Дисконтовані витрати, тис. грн																17078,248

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	10-501	11-501	12-501	13-502	501-503	503-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	1	1	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,86	0,00
502	0	0	0	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,41	0,00
503	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	6,78	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	456,7	1225,1	1413,6	2201,1	684,3	1225,1	848,2	848,2	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		16568,279
Потужності ЛЕП	18,04496	0	0	9,186526	0	0	2,40599	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	6697,583	0,000	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	3172,539	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		14452,678
Змінні складові витрат	592,448	0,000	0,000	0,000	105,058	0,000	0,000	4,989	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		702,496
Дисконтовані витрати, тис. грн																15155,174

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

У таблиці на рис. 2.3 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.4.

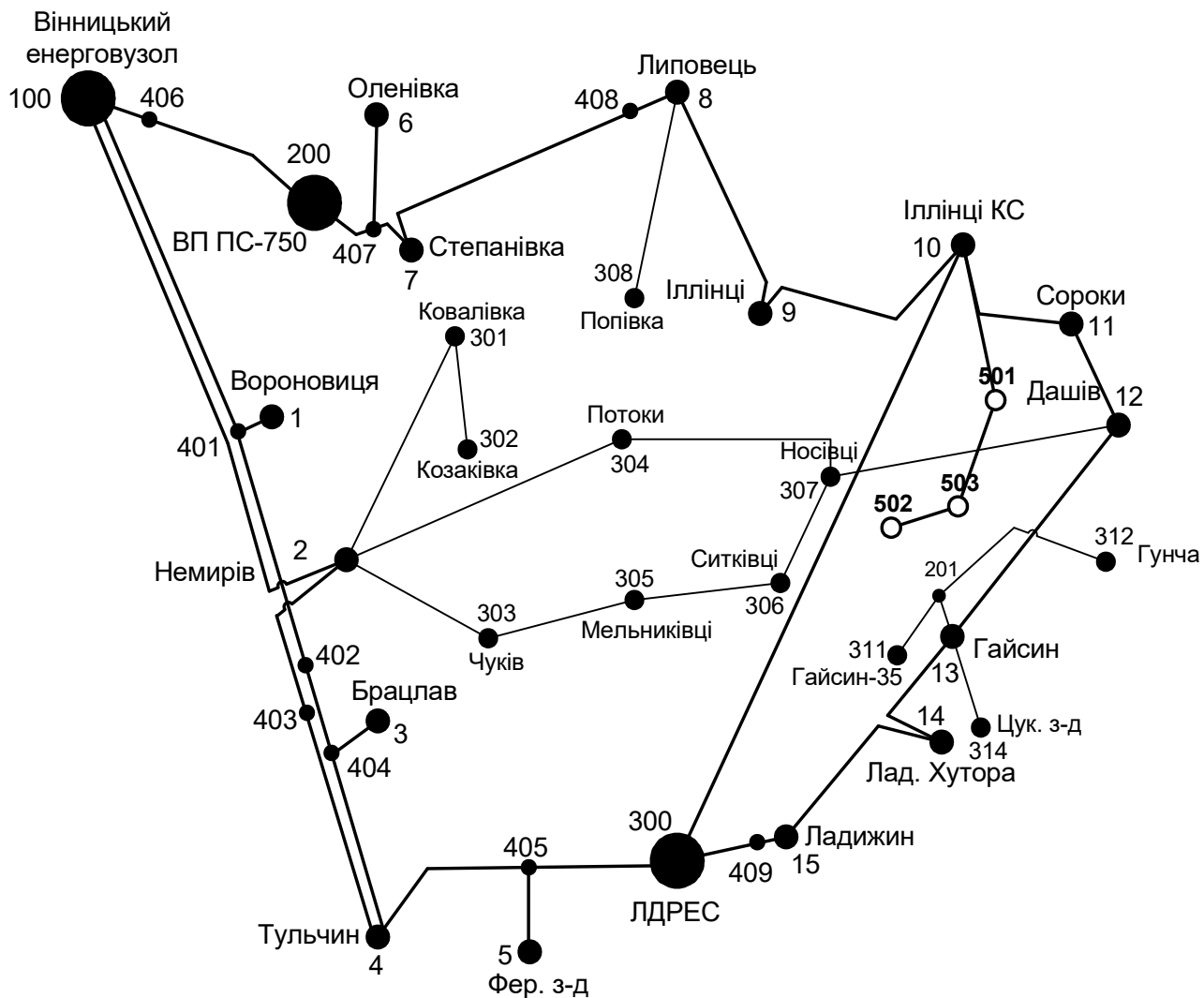


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку симплекс-методом

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 502-13 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

вартість схеми зросла на 9485,79 тис.грн. у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку симплекс-методом.

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, 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.

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження 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). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (3.1)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту; $E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$); T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (3.2)$$

Для розв'язування необхідних задач (3.1) 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:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (3.3)$$

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 (3.3).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), 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: $l_{\Sigma t} = l_{\max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (3.4)$$

Коефіцієнти a_i та v_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 35$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 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 – будуємо одноланцюгові лінії до пункту 10-501, 501-503, 503-502. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{10-501} + \Delta L_{501-503} + \Delta L_{503-502} = 13,3 + 9,1 + 6,3 = 28,7 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_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.3.1.

Другий крок. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому кроці. І так само для кожного варіанту другого року враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 502-13. Результати розрахунків подано в табл.3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Bi	Bi, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	10-501	13,3	18	28,7	23829,1	51044,1 6	42536,8	42536,8
		501-503	9,1	9,2		16108,1			
		503-502	6,3	2,4		11107,0			
	2	10-501	13,3	18	32,9	23829,1	58456,3 4	48713,6 1	48713,6 1
		501-503	9,1	9,2		16108,1			
		502-13	10,5	3,7		18519,2			
	3	10-501	13,3	18	30,1	23829,1	53455,2 8	44546,0 7	44546,0 7
		503-502	6,3	2,4		11107,0			
		502-13	10,5	3,7		18519,2			
	4	501-503	9,1	9,2	25,9	16108,1	45734,2 7	38111,8 9	38111,8 9
		503-502	6,3	2,4		11107,0			
		502-13	10,5	3,7		18519,2			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Bi	Bi, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	502-13	10,5	3,7	10,5	18519,19	18519,19	12860,55	55397,35
	21	503-502	6,3	2,4	6,3	11107,02	11107,02	7713,206	56426,82
	31	501-503	9,1	9,2	9,1	16108,07	16108,07	11186,16	55732,23
	41	10-501	13,3	18	13,3	23829,08	23829,08	16547,97	54659,87

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з табл. 3.2 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 41. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 41 приєднання підстанцій 501, 502, 503 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.3.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів, а потужності що в ній перетікають відповідають економічній експлуатації ЛЕП.

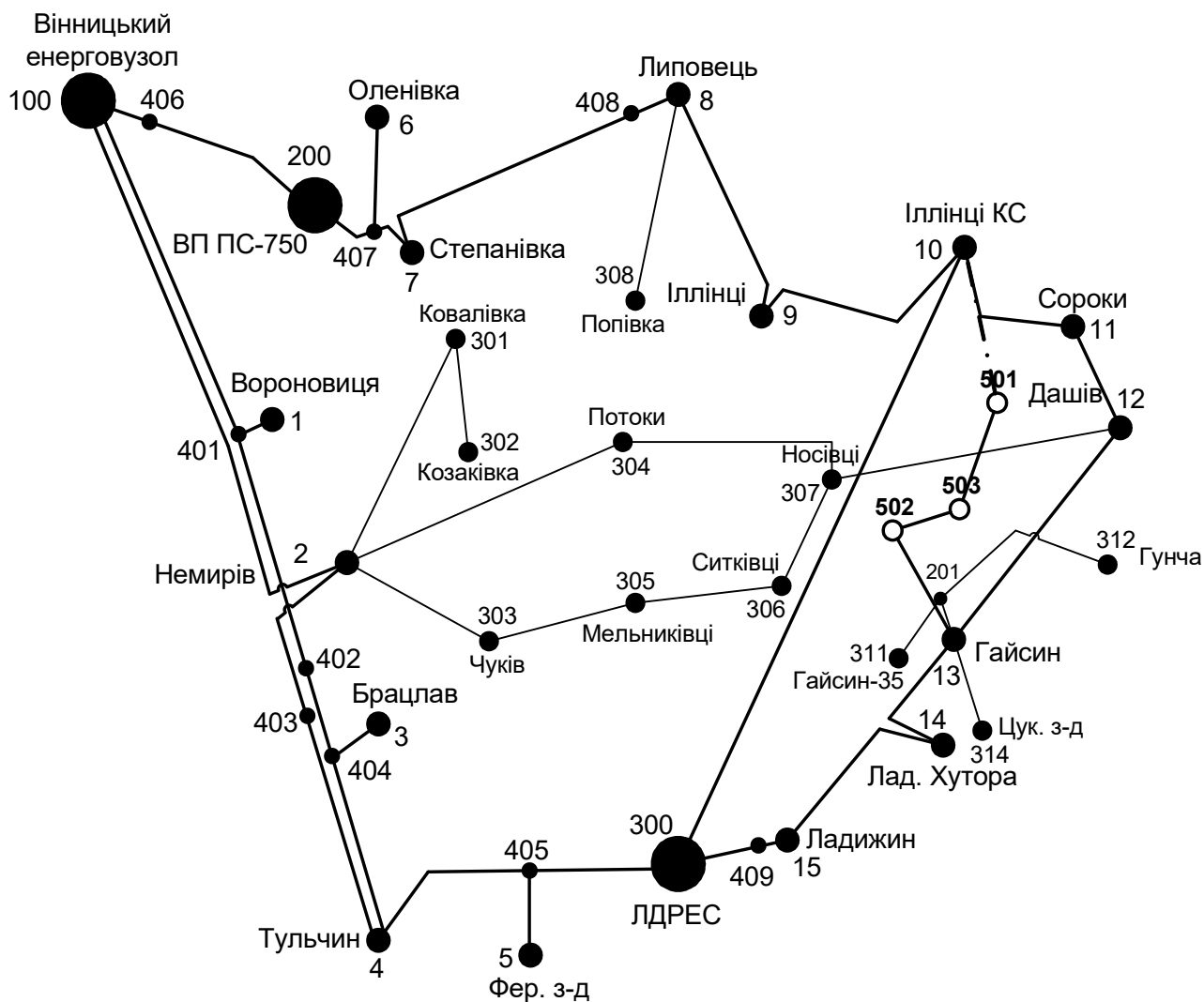


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (3.5) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (3.5)$$

$$I_{\text{розр}10-501} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{1,04}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 5,734 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-13} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5,126}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 28,252 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{10.118}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 55.763 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2.272}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 15.031 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ 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;

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 10-501;

2й – розрив лінії 13-502;

3й – розрив лінії 10-501 та відсутня генерація на СЕС (503);

4й – розрив лінії 13-502 та відсутня генерація на СЕС (503);

5й – розрив лінії 501-503;

6й – розрив лінії 502-503.

Отримані результати представлені у таблиці 3.3

Таблиця 3.3 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{\text{па}1},$ А	$I_{\text{па}2},$ А	$I_{\text{па}3},$ А	$I_{\text{па}4},$ А	$I_{\text{па}5},$ А	$I_{\text{па}6},$ А	$I_{\text{па}}, A_{\text{max}}$	$I_{\text{па доп.}}$	$I_{\text{роз}}, A$	Марка проводу
10-501	0	26.1	0	69.1	55.1	11.8	69.3	390	5.7	АС-120/19
13-502	26.3	0	69.3	14.2	28.9	14.5			28.2	АС-120/19
501-503	55.2	28.9	55.2	0	0	43.2			55.8	АС-120/19
502-503	11.9	14.7	54.7	14.7	43.1	0			15.1	АС-120/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається 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.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ ЛЕП

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 максимум 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:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{\max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{\max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (4.1)$$

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

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{8.1}{1.4 \cdot 0.88} = 6.575 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 10 МВА.

У вузлах 502 та 503 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		ц _к	ΔP _к	ΔP _х	I _х	R	X	ΔQ _х
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
501	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
502	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
503	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{7.571}{(2-1) \cdot 10} = 0.747 \leq 1.4 \quad K_{з2.па} = \frac{2.472}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.392 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{7.126}{(2-1) \cdot 6.3} = 1.131 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 4.1.

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;

- ураховувати 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;

- ураховувати вимоги протиаварійної 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 [1]. 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 принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502 та 503 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

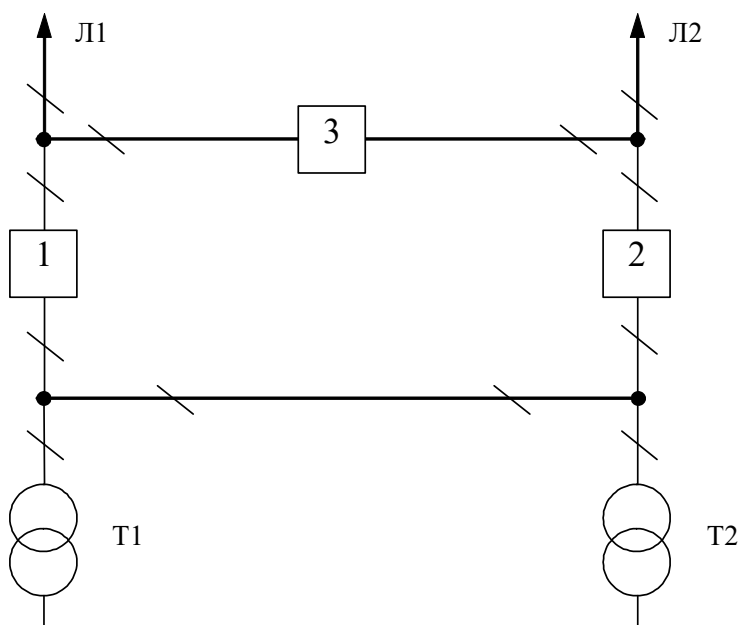


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502 та 503

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано Іллінці КС (вузол 10). Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Іллінці КС (вузол 10) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію.

Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Дві робочі і обхідна система шин (рис 5.2).

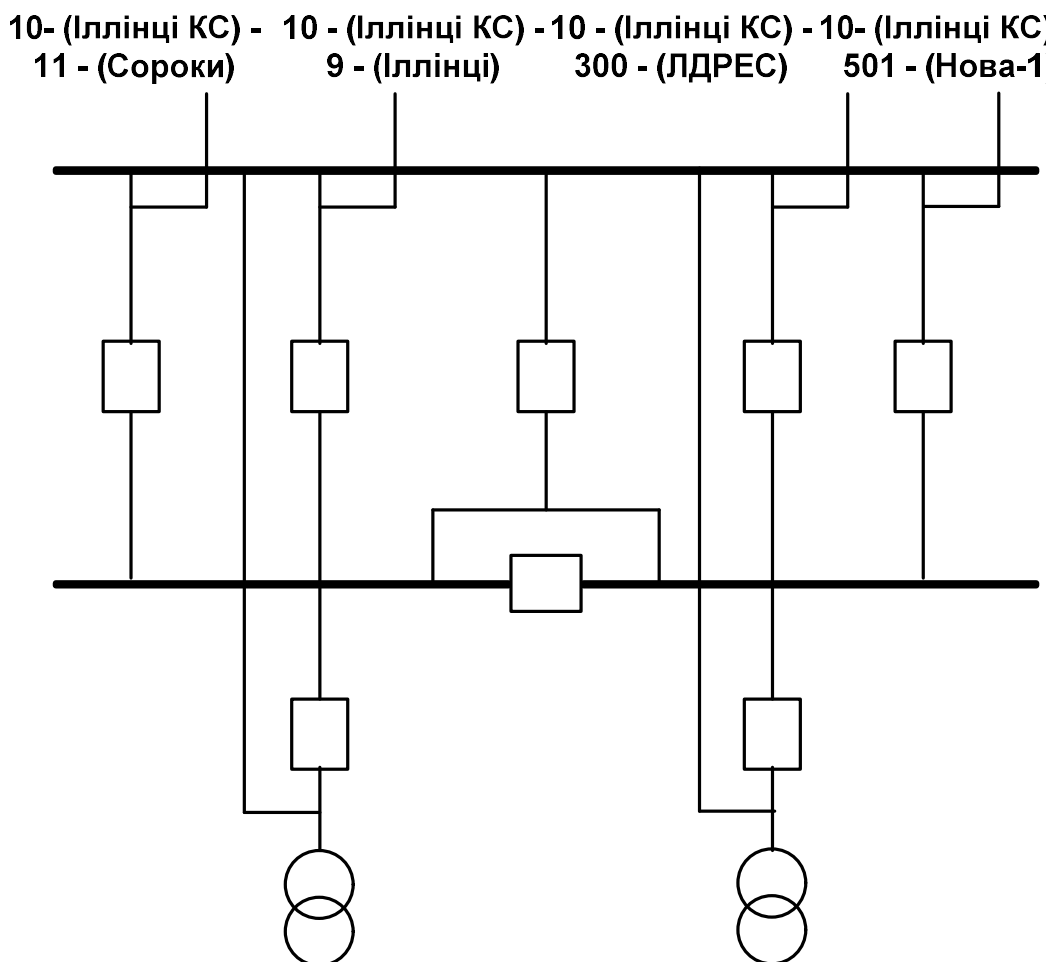


Рисунок 5.2 – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Плисків (вузол 10) , що є місцем з'єднання проводів АС-150 ліній «Дашів – Лад. Хутора» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опори. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до

погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Дашів – Лад. Хутора» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-3» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми прохідної підстанції СЕС (вузол 503).

Показники надійності визначаються формалізованим методом В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_P (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_r (год.) [3, табл. 6.2].

Розрахунок ведеться по формі табл. 5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

Нормальному режиму роботи РП приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (5.4)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 4 \cdot 0,0003 = 0,9988$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елементу у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0,016 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 4,8 \cdot 10^{-5} \text{ 1/рік.}$$

Час планового простою вимикача, що відмовив, та вимикача, який знаходиться в плановому ремонті визначається за формулою:

$$T_{B2;П1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2/2 \cdot T_{П1}),$$

де $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 40 - ((40)^2/2 \cdot 23) = 5,22 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 5.1).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 5.2).

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикаччі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_0=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23

			D(AT2,Л2)-40		Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40	Л2, AT2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23		Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23	Л3,Л2, Л1,AT2, AT1-23
			Л1-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40		Л3, Л1, D(AT1, AT2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(AT1, AT2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23		Л3,Л2, Л1,AT2, AT1-23
			Л3-40	Л3 D(AT1,Л1), D(AT2,Л2)-40	G2,G1, D(W1,W2)-40		Л3,Л2, D (AT1AT2,Л1) - 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, AT2 - 23	Л2, AT2-23	Л2,Л1, AT2, D(AT1,Л3) - 23	Л3,Л2,AT2, D(AT1, Л1) - 23	
			Л2-40	Л2, AT2-40	Л2,Л1,D(AT1, AT2, Л3) - 40	Л3, Л2, D(AT1, AT2, Л1) - 40	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,Л2,Л1, AT2, AT1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, AT2, D(AT1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(AT1, AT2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

Імовірність відключення окремого приєднання можна визначити як суму імовірностей розрахованих для різних подій, що призводять до нього.

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (5.6) та недовідпуск електроенергії (5.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 450$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (5.5)$$

$$M_{ЗБ} = 1731,4 \cdot 450 = 779130 \text{ (тис. грн.)}$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (5.6)$$

$$W_{РІК} = 5400 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год),}$$

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум} \cdot W_{РІК} \quad (5.7)$$

$$\Delta W_{\text{нд}} = 0,0171 \cdot 101250 = 1731,4 \text{ (МВт}\cdot\text{год)}.$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
101250	1731,4	779130

З розрахунків можна сказати, що схема дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 501, 502, 503 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (6.1)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 10,3 + 0,05 \cdot 10,3 = 9,785 \text{ (МВт)},$$

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

Реактивна потужність, що споживається від центрів живлення з урахуванням забезпечення економічного її транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (6.2)$$

$$Q_{\Gamma} = 9,785 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 9,785 \cdot 0,34 = 3,327 \text{ (МВАр)}.$$

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

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (6.3)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 10-501

$$Q_{\text{ЛЕП10-501}} = 103,03^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 13,3) = 0,402 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація реактивної потужності магістралі становить:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,402 + 0,275 + 0,191 + 0,319 = 1,187 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 5,5 = 5,225 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 5,225 = 0,522 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 5,225 + 0,522 - 3,327 - 1,187 = -2,199 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 5,225 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання -2,199 МВАр, можна зробити висновок про недоцільність встановлення компенсуючих пристроїв.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign”. 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 усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

7.1 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 В.

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

Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та післяаварійний режими роботи мережі.

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мінімальному режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 121кВ.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі $\pm 10\% U_{\text{ном.}}$

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

7.2. 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.

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. 7.1).

Таблиця 7.1 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	97,47	91,86	103,00

502	97,73	92,13	103,24
503	97,71	92,11	103,22

Таблиця 7.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	7,87	6,63	9,27
502	8,47	7,44	8,71
503	7,79	6,49	9,01

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (7.1)$$

де $\Delta U'_T$ – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (7.2)$$

де U_{BH} – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо U_{HH6} рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН6}} . \quad (7.3)$$

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 – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації K_{Td} за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((8,86) \cdot (7,95 / 2)) + ((4,78) \cdot (139 / 2))}{103,00} = 3,567 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{103,00 + 3,567}{10,5} = 10,149$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{т501д} = 10,149$, що відповідає 10-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (7.1).

$$U_{нн501д} = \frac{103,00 + 3,567}{10,149} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІД П	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{Тб}$	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. 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	3,567	10,149	10,5	10	10,298	0,09
502	1,484	9,974	10,5	12	9,984	0,09
503	2,853	10,102	10,5	11	10,141	0,09

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень

напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

8 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (8.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – 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:

$$\Pi_t = \Pi_T \gamma W_t - B_t, \quad (8.2)$$

де: Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $\Pi_T = 2,65$ 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:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (8.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (8.4)$$

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 (3633 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо ΔW_t . Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (8.5)$$

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 електропередачі: 501 - 503, 503 – 502, Гайсин (вузол 13) - 502;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 501, 502, 503;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Іллінці КС (вузол 10).

На другому році:

- будівництво ліній електропередачі: Іллінці КС (вузол 10) – 501;
- спорудження відгалуджувальної опори в ПЛ «Дашів – Лад. Хутора» (вузол 13).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 8.1–8.4.

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 586,23 тис. грн.,

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (8.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 25,9 = 29\,974,942 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 13,3 = 15\,392,538 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 151\,661,112 + 29\,974,942 = 181\,636,054 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 586,23 + 15\,392,538 = 15\,978,768 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (8.7)$$

де V_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; V_{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:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (8.8)$$

де $\Delta W_{\text{ЛЛ}}$, $\Delta W_{\text{ПП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт·год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$V_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (8.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_{\Pi} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\Pi}\%)/100; \quad (8.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (8.9-8.10) маємо:

$$V_{\text{Л1}} = (29\,974,942 \cdot 0,3)/100 = 89,925 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л2}} = (15\,392,538 \cdot 0,3)/100 = 46,178 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П1}} = (151\,661,112 \cdot 3)/100 = 4549,833 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П2}} = (586,23 \cdot 3)/100 = 17,587 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.6:

Таблиця 8.6 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 9-501, 501-503 503-502 П/ст: 501, 502, 503	+360	-	3,46
2	ЛЕП: 7-502	+340	-	3,45

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 89,925 + 4549,833 + 3,46 \cdot 1,65 = 4645,467 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 46,178 + 17,587 + 3,45 \cdot 1,65 = 69,457 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 15,3 \cdot 5400 = 82620 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 18 \cdot 5400 = 97200 \text{ МВт·год};$$

У відповідності з (8.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 82620 - 4645,467 = 11713,293 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 97200 - 69,457 = 19176,143 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (8.1):

$$E'_a = 0,142$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,142 = 7 \text{ років.}$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,3
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	179 820
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	197 614,822
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	7
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,45
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,87
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	567,93
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	10,63

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (7) підтверджують ефективність.

9. ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ В УМОВАХ ЗРОСТАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ

9.1. Загальна оцінка впливу розосереджених джерел електроенергії на режим роботи розподільних електричних мереж

Розосередженими джерелами електроенергії (РДЕ) є ті об'єкти, які знаходяться поблизу кінцевого споживача, незалежно від того хто є їх власником (див. рис. 9.1). РДЕ не є новим для України і країн світу. На початку виникнення електроенергетики практично всі джерела енергії для освітлення, приводу розташовувались поблизу центрів споживання. Але, в подальшому, розвиток технології традиційних паротурбінних агрегатів теплових і атомних електростанцій зумовив появу електричних станцій потужністю в сотні і тисячі мегаватт, в основному розташовуваних поблизу первинних енергоносіїв і як, правило, на великій відстані від промислових центрів та населених пунктів.

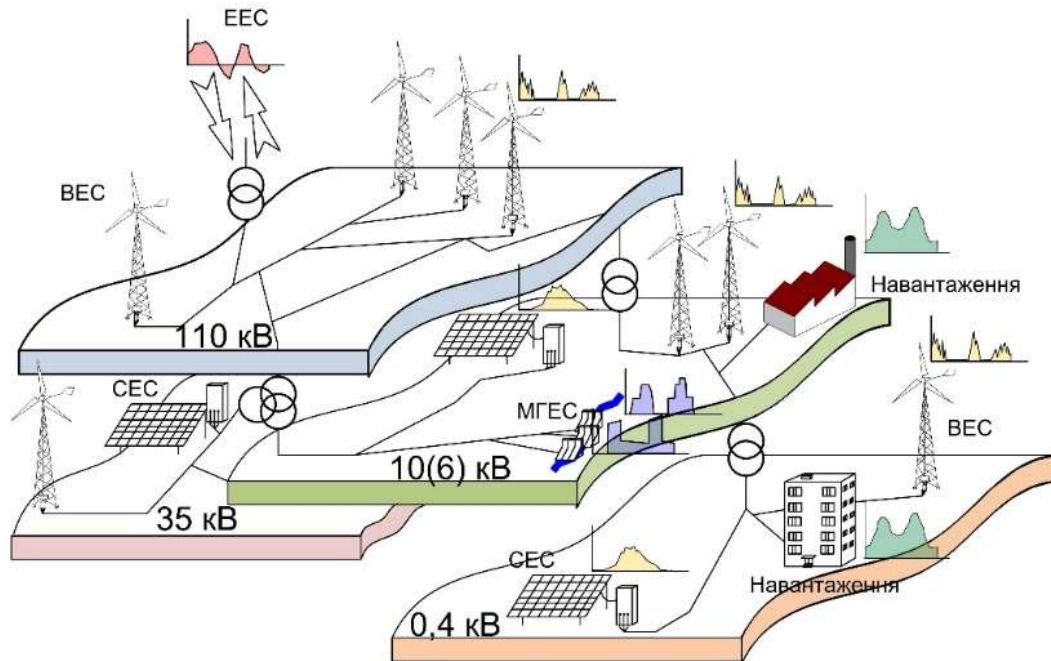


Рисунок 9.1 – Схематичне зображення сучасних розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням

На даний час основною складовою РДЕ є відновлювані джерела електричної енергії. Останнім часом впровадження РДЕ в енергосистеми є

основним напрямком розвитку електроенергетики як України так і інших країн світу [5 – 9, 11, 20]. Причинами цього є зниження негативного впливу на оточуюче середовище, покращення показників якості електричної енергії та мінімізація її втрат.

Особливістю відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), найбільш розповсюджених РДЕ, є їх нестабільність зумовлена залежністю від природних умов. Так вітрові електричні станції (ВЕС) та сонячні електростанції (СЕС) не завжди можуть забезпечити задовільну підтримку системи електропостачання. На рис. 9.2 показано характерний добовий графік навантаження та характерний графік генерації СЕС, ВЕС та ГЕС. З графіків видно, що забезпечення споживачів електричною енергією відновлюваними джерелами енергії без достатнього рівня резерву традиційними джерелами електричної енергії не можливе.

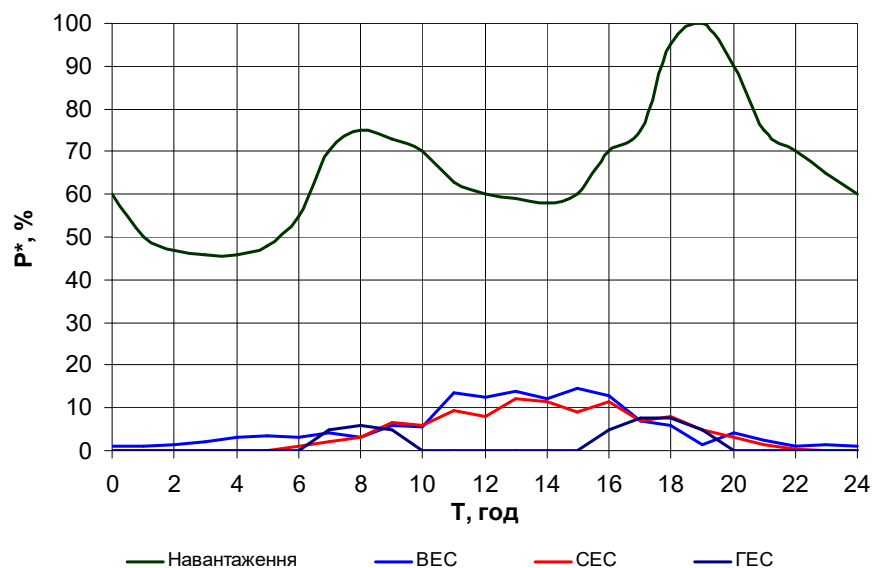


Рисунок 9.2 – Графік роботи ВДЕ в розподільній електричній мережі

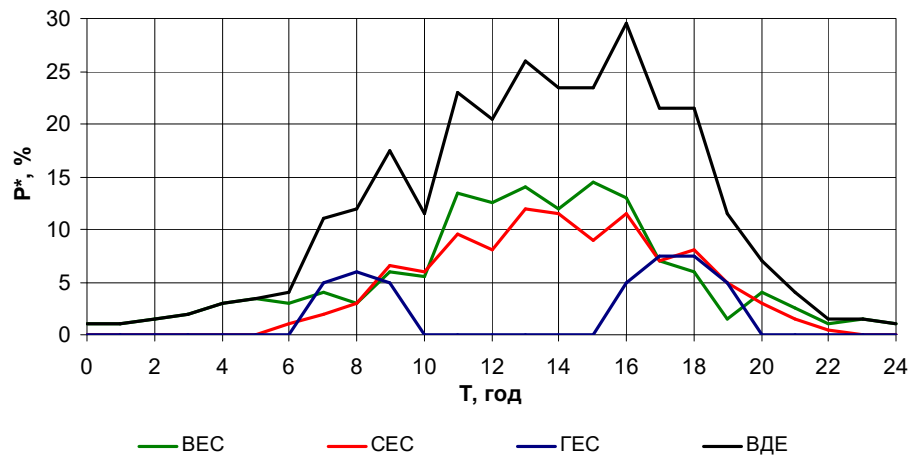


Рисунок 9.3 – Сумарний добовий графік роботи ВДЕ

Розподільні електричні мережі (РЕМ), є системами магістрально-радіального типу, які застосовуються в сільських і приміських районах. Вони призначені для роботи без будь-яких джерел генерації у розподільній системі чи безпосередньо біля навантаження. Впровадження джерел генерації в РЕМ може істотно вплинути на потік потужності (потокорозподіл) і рівень напруги у споживачів та на електрообладнання. Цей вплив може проявлятися позитивно або негативно залежно від характеристик керування розподільною системою і характеристик РДЕ. Позитивний вплив зазвичай називають "перевагою підтримки системи", він включає в себе:

- підтримку напруги та поліпшення якості електроенергії;
- зниження втрат;
- передачу та розподіл відпущеної потужності;
- відстрочку побудови нових або модернізованих інфраструктур для передачі і розподілу відпущеної потужності;
- покращення надійності системи.

Досягнути перерахованого вище на практиці набагато складніше. РДЕ повинні бути надійними, диспетчеризованими (керованими), відповідної потужності і встановленими в потрібних місцях. Оскільки основна частина РДЕ є нестабільними джерелами енергії, такі як сонячні і вітрові, то немає ніякої гарантії, що ці умови будуть задоволені, і що перераховані переваги будуть реалізовані.

Виконаємо аналіз впливу РДЕ на якість електричної енергії та втрати активної потужності.

Відхилення напруги.

Радіальні системи розподілу, як правило, регулюються за допомогою трансформаторів з РПН на підстанціях, додаткових лінійних регуляторів на фідерах та підключення конденсаційних установок [21]. Завдяки застосуванню перерахованих засобів, як правило, відхилення напруги підтримується в межах відповідних діапазонів, зазначених в стандарті [22]. Практика регулювання напруги заснована на радіальних потоках потужності від підстанції до споживачів дещо втрачає ефективність під час впровадження РДЕ, які вводять "додаткові" потоки потужності, які впливають на ефективність стандартної практики регулювання напруги.

Наприклад, якщо джерело РДЕ підключається безпосередньо за регулятором напруги або трансформатором, який використовується для компенсації втрат в лінії, то пристрої регулювання, особливо коли вони підтримують зустрічний закон регулювання напруги, не зможуть врахувати потреби фідера. При цьому напруга на фідері знижується особливо у хвості фідера. В цьому випадку напруга зменшується, тому що РДЕ знижує навантаження на лінійному регуляторі.

РДЕ можуть призводити як до підвищення напруги у деяких споживачах електроенергії так і до зниження. Наприклад, невелике, за встановленою потужністю, джерело розосередженого генерування, що підключене до спільного трансформатора з декількома іншими споживачами може підняти напругу на вторинній стороні трансформатора, що призведе до підвищення напруги цих споживачів (див. рис. 9.4). Це може статися, якщо розподільний трансформатор, що живить цих клієнтів знаходиться в точці на фідері, де первинна напруга є в межах або вища верхньої межі нормативу. Зумовлена ця ситуація потоками потужності направлені на зустріч основному потоку.

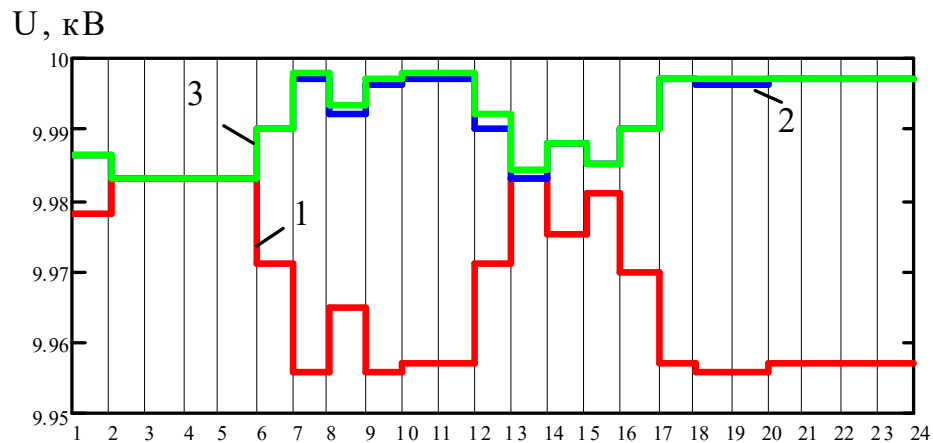


Рисунок 9.4 – Зміни рівнів напруги у вузлі навантаження
 1 – відхилення напруги у вузлі навантаження без РДЕ; 2 – відхилення напруги у вузлі з РДЕ для максимального навантаження; 3 – відхилення напруги у вузлі з РДЕ для мінімального навантаження

Розглянуті приклади показують, що випадки високої і низької напруги зумовлені відсутністю розрахунків впливу РДЕ на потоки потужності в електричній мережі. Тому має проводитись аналіз впливу джерел розподіленого генерування в кожному випадку приєднання їх до електричної мережі, для запобігання погіршення якості напруги в електричній мережі.

Провести необхідний аналіз під'єднання РДЕ до електричної мережі можливо лише при наявності відповідного програмного забезпечення, яке здатне аналізувати кілька джерел у розподільній електричній системі і роботу регуляторів напруги. Для аналізу впливу на відхилення напруги повинні бути враховані такі фактори як потужність джерела та точка його під'єднання.

Практично у всіх випадках вплив на відхилення напруги фідера буде незначним для будь-якого окремого джерела розосередженого генерування потужністю $<10\text{кВт}$. Однак, коли сумарна потужність декількох невеликих джерел є значним, або коли потужність одного джерела достатньо велика, то дослідження регулювання напруги є необхідним, щоб переконатися, що напруга фідера буде підтримуватися у відповідних межах.

Рівні вищих гармонік напруги.

В більшості своїй джерела розподіленого генерування є джерелами вищих гармонік в розподільну електричну мережу. Зумовлено це або конструктивними особливостями, або використанням систем керування на

основі тиристорних перетворювачів. Гармонійний склад і величина спотворень залежить від технології силового перетворювача та схеми взаємозв'язків [23]. Останні розробки в цій області, наскільки технічно можливо, дозволяють констатувати мінімальний внесок вищих гармонік в електричну мережу. Ці нові перетворювачі, здатні генерувати майже ідеальну синусоїду, яка, як правило, задовольняє вимоги стандарту IEEE 519-1992.

Обертові генератори, такі як синхронні генератори є також джерелами вищих гармонік. В залежності від конструкції обмотки генератора (крок витків), не лінійності осердя, заземлення та інших факторів, існує можливість виникнення значного рівня гармонік. Гармоніки кратні трьом є найбільш поширеними. Синхронні генератори часто проектується з кроком обмотки $2/3$, так як це зменшує рівень гармонік кратних трьом, ніж з іншим кроком. Однак машини з кроком $2/3$ мають менший опір на третій гармоніці, що призводить до протікання більших гармонійних струмів від інших джерел, що працюють паралельно з ним.

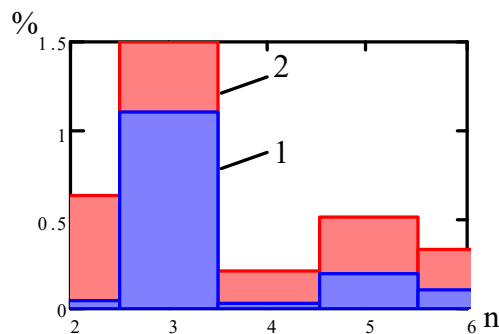


Рисунок 9.5 – Зміна рівня гармонік напруги в мережі

1 – до впровадження сонячної електростанції; 2 – після впровадження сонячної електростанції;

В більшості випадків, через не ідеальність синусоїди напруги і струму в існуючій мережі, навіть незначна ін'єкція вищих гармонік в мережу може призводити до негативних наслідків. Так відповідно до рис. 6.5 гармонійний склад напруги знаходиться в межах стандарту, хоча відомі випадки перевищення вимог стандарту, резонанси з конденсаторними батареями тощо.

Втрати активної потужності.

Розподілена генерація також буде впливати на втрати активної потужності у фідері. РДЕ можуть бути розміщені в оптимальних місцях, де вони забезпечують максимальне зниження втрат електричної енергії у фідері. Розміщення джерел РГ для мінімізації втрат подібне до розташування статичних конденсаторів для зниження втрат. Різниця лише в тому, що РДЕ впливатимуть як на активні так і реактивні потоки потужності. В основному джерела розподіленої генерації працює з коефіцієнтом потужності в межах від 0,85 до 1,0.

Як зазначалось, для аналізу потоків потужності в електричній мережі з РДЕ необхідне відповідне програмне забезпечення, яке дозволило б моделювати вплив на втрати активної потужності в системі. Оскільки, як показує практика впровадження РДЕ, навіть потужністю порядку 10-20% від попиту фідера може мати значний вплив на зниження втрат в мережі. Хоча, більшість джерел розташовані без визначення оптимального місця приєднання, але подальший розвиток РДЕ просто не можливий без врахування зазначених факторів.

9.2 Моделювання вплив ВДЕ на якість електричної енергії

Як зазначалось вплив ВДЕ на якість електричної енергії неоднозначний. Дослідження, за якими можна було б однозначно визначити рівень впливу, не проводились. Фірми, які спеціалізуються на експлуатації, наприклад, сонячні електричні станції (СЕС), запевняють, що вплив, якщо він має місце, мінімальний оскільки все обладнання сертифіковане. Тому, використовуючи засоби Matlab 7.1.1, було проведено моделювання автономної та паралельної роботи інвертра, яким комплектуються сонячні батареї з модулями MSW12060-12 максимальною потужністю модуля 120Вт і габаритними розмірами 1,411×0,691 м та вплив вітрових електричних станцій (ВЕС) з асинхронними генераторами на напругу в мережі під час пуску.

Використовуючи засоби SimPowerSystems було побудовано відповідні

моделі СЕС та ВЕС (вигляд моделей подано в додатку). За мету ставилось проаналізувати сигнал на виході інвертора без його фільтрації при автономній роботі на активне та активно індуктивне навантаження.

Картину зміни вихідного сигналу показано на рисунку 9.6 для активного навантаження та на рисунку 9.7 для активно-індуктивного (зміна струму фази А). Аналіз гармонічного складу отриманих вихідних сигналів, показаний на рисунках 9.8 та 9.9, свідчить про суттєве відхилення від норм якості електричної енергії. Тобто робота інвертора без спеціальної системи фільтрації не допустима навіть в автономному режимі.

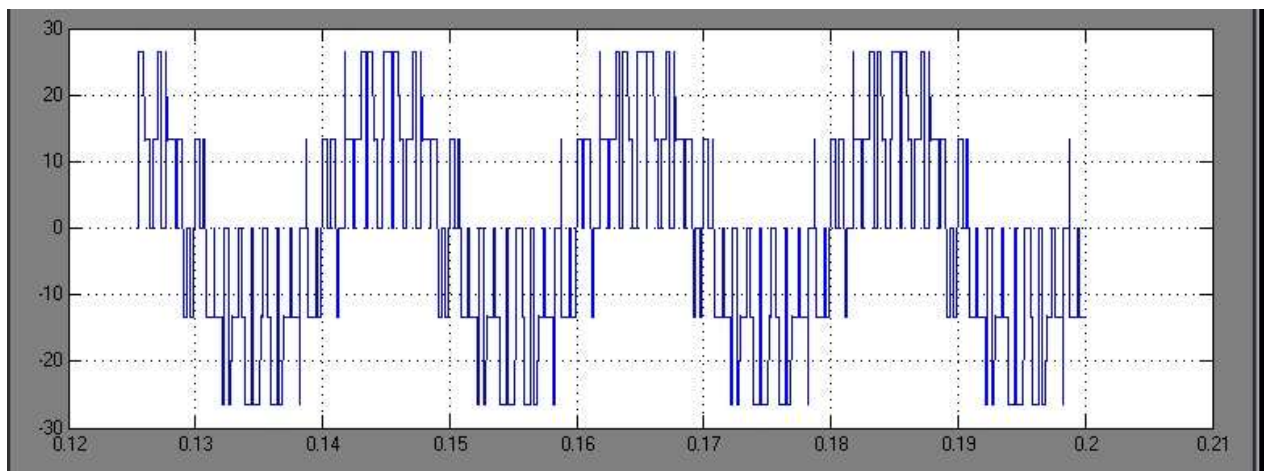


Рисунок 9.6 – Зміна стуму на виході інвертора для активного навантаження

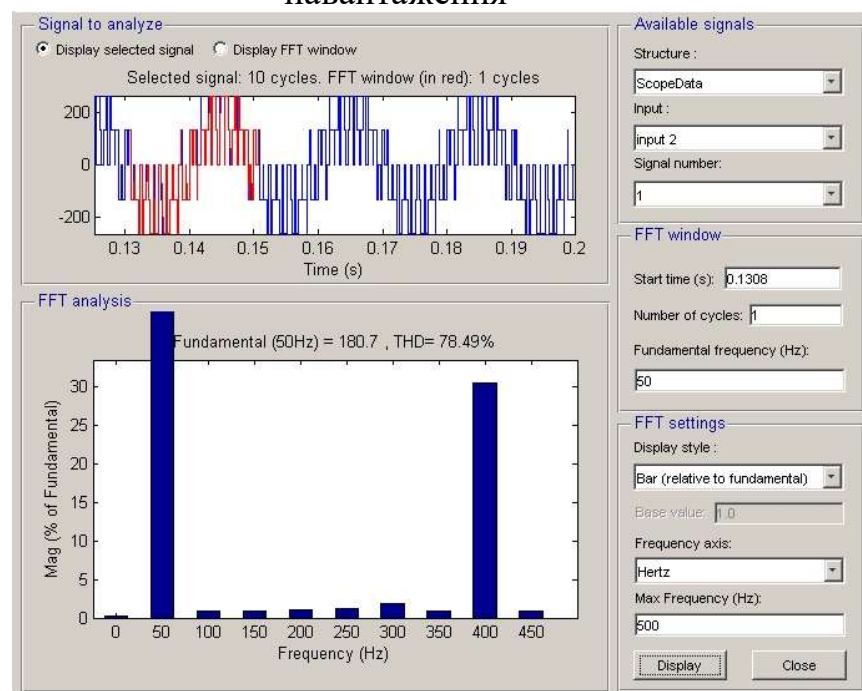


Рисунок 9.7 – Аналіз спектру гармонік

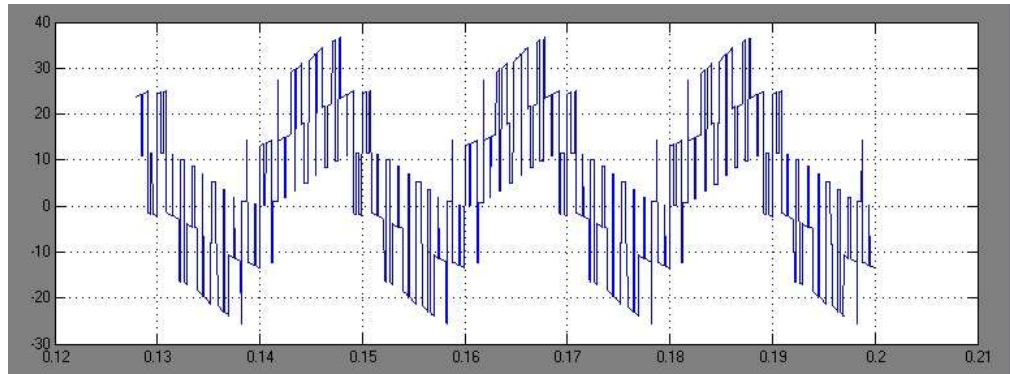


Рисунок 9.8 – Зміна стуму на виході інвертора для індуктивного навантаження

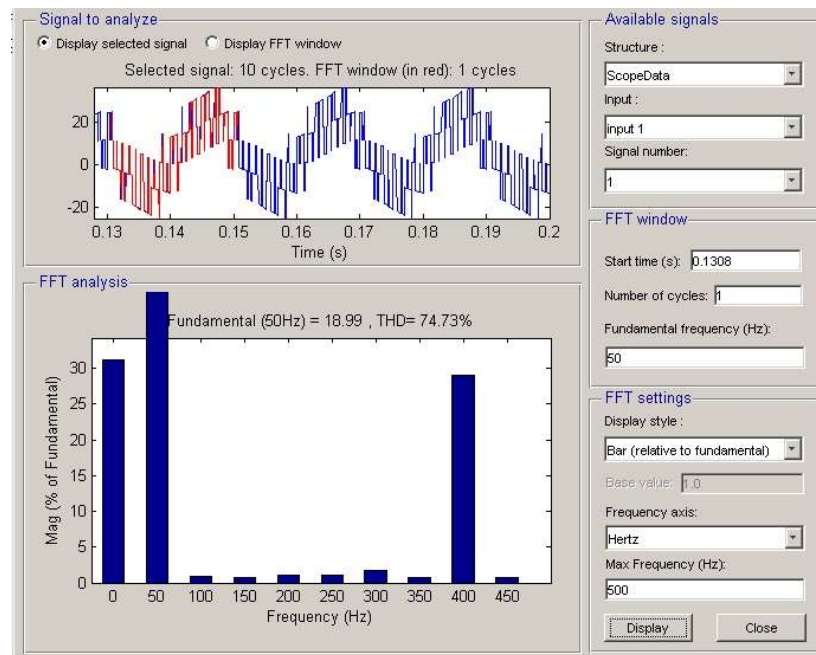


Рисунок 9.9 – Аналіз спектру гармонік

Моделювання з врахуванням фільтрувальних пристроїв показує покращення спектрального складу сигналу (рис. 9.10 та рис. 9.11). Фільтри підібрані так щоб отримати максимально допустиме значення несинусоїдності відповідно до ГОСТ – 13109-97. Це зроблено з метою аналізу взаємовпливу СЕС та розподільної електричної мережі.

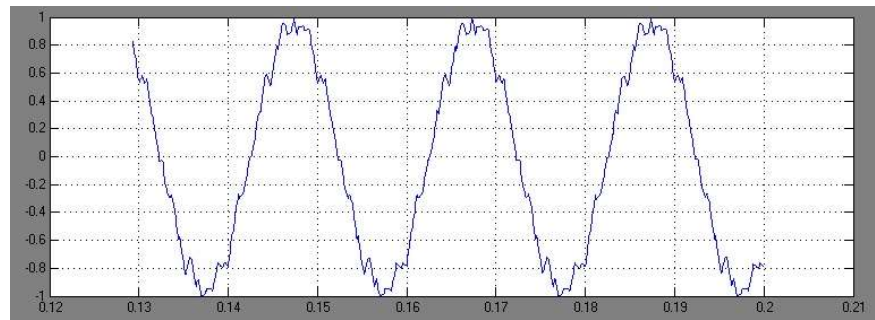


Рисунок 9.10 – Зміна напруги на виході інвертора для активного навантаження після фільтрації

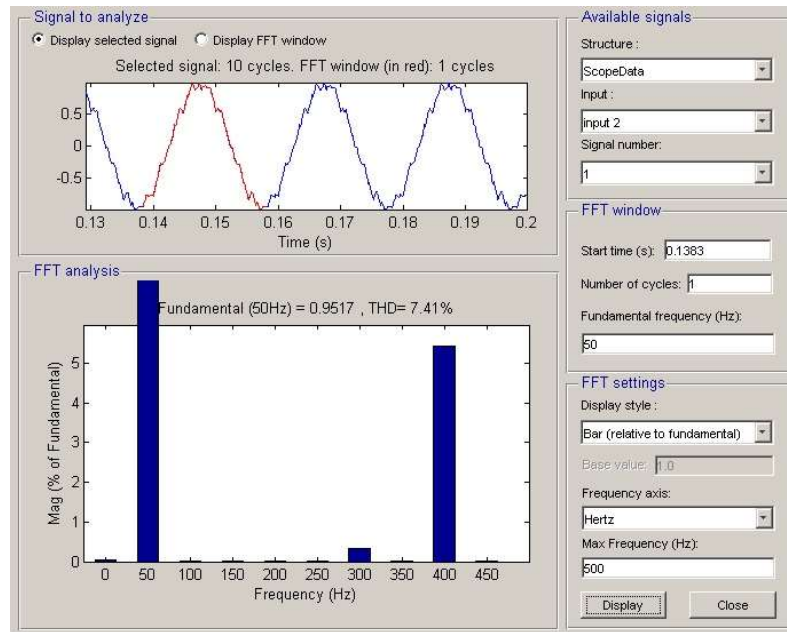


Рисунок 9.11 – Аналіз спектру гармонік

Отже якщо прийняти, що в мережі ідеально симетрична напруга, то під час підключення СЕС з сигналом на виході відповідно рисунку 9.10 напруга в мережі буде спотворюватись (рис. 9.12).

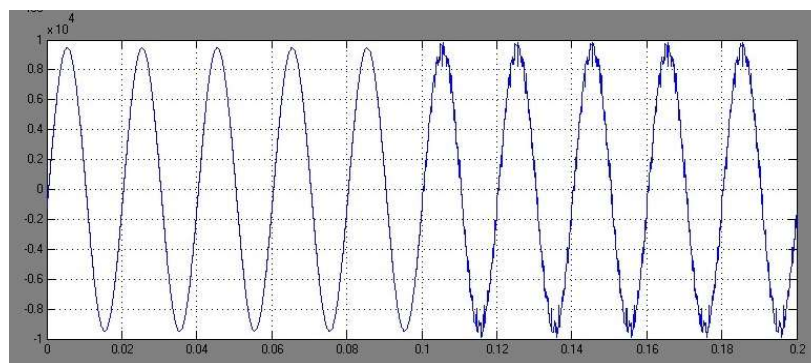


Рисунок 9.12 – Зміна напруги в мережі під час синхронізації з системою

Спектральний аналіз (рис. 9.13) дозволяє констатувати загальне

покращення якості електричної енергії порівняно з аналізом показаним на рисунку 9.10. Отже можна зазначити, що має місце взаємовплив СЕС та системи за якістю електричної енергії. Параметри якості електричної енергії можуть змінюватись як вкращу сторону так і в гіршу.

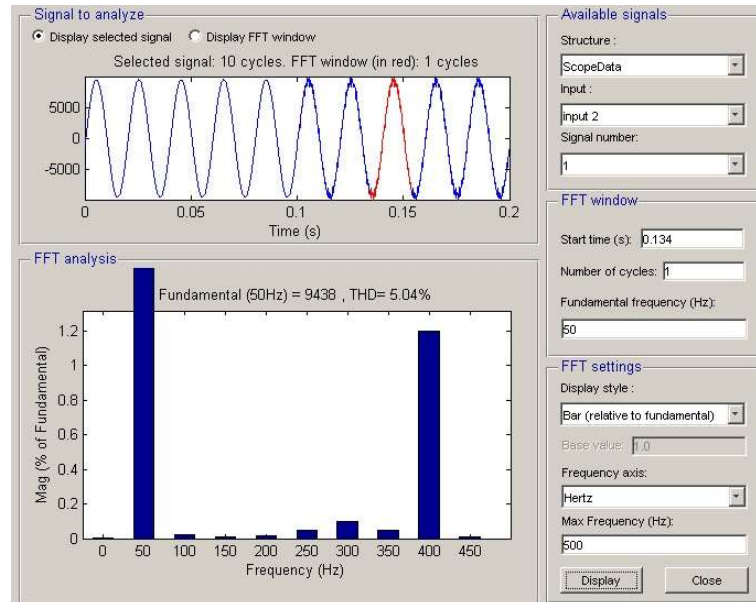


Рисунок 9.13 – Аналіз спектру гармонік

Результати моделювання пуску і підключення до мережі ВЕС з асинхронними генераторами (рис. 9.12) показують значний вплив на коливання напруги в мережі.

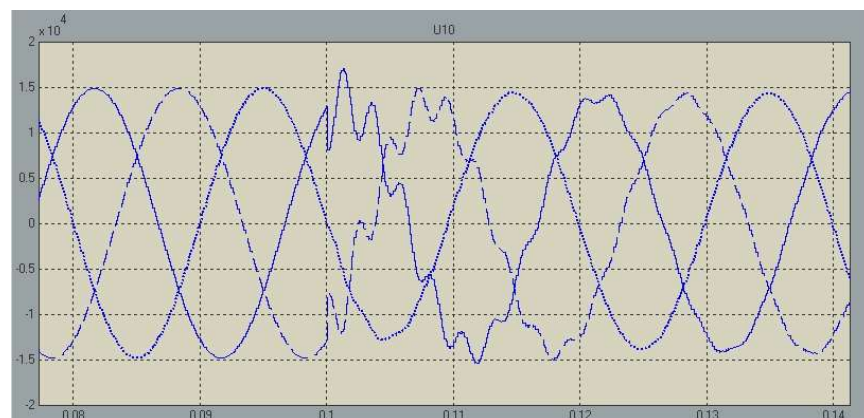


Рисунок 9.14 – Зміна напруги в мережі під час підключення ВЕС

Отже, якщо окремо на виході ВДЕ і в мережі вимоги з якості забезпечені, то не факт що під час їх паралельної роботи вимоги ГОСТу будуть забезпечені.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та цивільного захисту для убезпечення працівників в процесі експлуатації електричних мереж. Під час експлуатаційних робіт персонал попадає під вплив різноманітних шкідливих виробничих факторів [21,2 2]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря); виробничий шум, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, в основному аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил, оксид вуглецю);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

10.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Для безпечного проведення робіт слід вживати таких організаційних заходів:

- призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- видавання наряду або розпорядження;
- видавання дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;
- підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- нагляд під час виконання роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Відповідальними за безпечне проведення робіт є:

- працівник, який видає наряд, віддає розпорядження;
- працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця та на допуск;
 - працівник, який готує робоче місце;
 - працівник, який допускає до роботи (допускач);
 - керівник робіт;
 - працівник, який спостерігає за безпечним виконанням робіт (наглядач);
 - член бригади.

Право на видавання нарядів та віддавання розпоряджень надається керівникам та спеціалістам підприємства, які мають групу V. Працівник, який видає наряд або розпорядження, встановлює можливість безпечного виконання роботи. Він відповідає за достатність і правильність вказаних в наряді (розпорядженні) заходів безпеки, за якісний та кількісний склад бригади і призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт, а також за відповідність груп з електробезпеки працівників, які зазначені в наряді (розпорядженні), роботі, що виконується.

Працівник, який дає дозвіл на підготовку робочих місць та на допуск, несе відповідальність за достатність передбачених заходів для виконання робіт з вимкнення та заземлення обладнання та можливість їх здійснення, а також – за координацію часу та місця роботи бригад, які допускаються.

Працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця та на допуск, повинен повідомити чергових або працівників зі складу оперативно-виробничих працівників, які готують робоче місце, а також допускачів про попередньо виконані операції з вимкнення та заземлення обладнання. Давати дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск мають право оперативні працівники з групою V. В електроустановках, що не обслуговуються оперативними або оперативно-виробничими працівниками (майстерні, гаражі, приміщення тощо), дозвіл на підготовку робочих місць і допуск можуть давати посадові особи з групою IV, яким надані такі права.

Працівник, який готує робоче місце, відповідає за правильне і точне

виконання заходів щодо підготовки робочого місця, зазначених у наряді, а також тих, що вимагаються умовами роботи (встановлення замків, плакатів, огорожень). Підготовляти робочі місця мають право чергові або працівники зі складу оперативно-виробничих працівників, які допущені до оперативних перемикачів в цій електроустановці.

Допускач відповідає за правильність і достатність вжитих заходів безпеки та їх відповідність характеру і місцю роботи, зазначених у наряді, за правильний допуск до роботи, а також за повноту та якість проведеного ним інструктажу. Допускачами слід призначати працівників зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, за винятком допуску на ПЛ, у разі виконання умов, зазначених в цих Правилах. В електроустановках понад 1000 В допускач повинен мати групу IV, а в електроустановках до 1000 В - групу III.

Керівник робіт призначається у разі виконання робіт за нарядами і розпорядженнями, крім тих, що виконуються одноособово. Керівник робіт відповідає за:

- виконання заходів безпеки, передбачених нарядом або розпорядженням, та їх достатність;
- чіткість та вичерпність інструктажу членів бригади;
- наявність, справність та правильність використання необхідних засобів захисту, інструменту, інвентаря;
- наявність та збереження встановлених на робочому місці заземлень, огорожень, знаків та плакатів безпеки і замикальних пристроїв протягом робочої зміни;
- організацію та безпечне виконання роботи і дотримання вимог цих Правил.

Керівнику робіт слід постійно наглядати за членами бригади і усувати від роботи членів бригади, які порушують ці Правила, а також тих, які перебувають у стані алкогольного або наркотичного сп'яніння. Керівник робіт, що виконуються за нарядом в електроустановках понад 1000 В, повинен мати групу IV, а в електроустановках до 1000 В – групу III, крім робіт у підземних

спорудах, де можуть утворюватись шкідливі гази, та під напругою, - у цьому разі керівник робіт повинен мати групу IV. Керівник робіт, що виконуються за розпорядженням, повинен мати групу III в усіх електроустановках, крім випадків, обумовлених цими Правилами.

Наглядач з групою не нижче III призначається для нагляду за бригадами працівників, які не мають права самостійно працювати в електроустановках.

Відповідальним за безпеку, пов'язану з технологією робіт, є працівник, який очолює бригаду та входить до її складу. Цей працівник повинен постійно перебувати на робочому місці. Його прізвище зазначається у рядку "Окремі вказівки" наряду. Кожний член бригади повинен виконувати ці Правила та інструктивні вказівки, отримані при допуску до роботи та під час роботи, а також - вимоги місцевих інструкцій з охорони праці.

10.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [23], а також іншими відповідними нормативними

документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

10.2. Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.2.1. Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [6]. Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні, де встановлена лінія, наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормування параметрів мікроклімату на постійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	ІІб	16-27	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	ІІб	15-21	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці технологічного персоналу передбачається [7]: в холодну пору року використання калорифера; в літню пору застосування вентиляторів обдуву; провітрювання приміщення.

10.2.2. Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та цемент, їх ГДК [6] наведено в таблиці 2.

Таблиця 2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0.5	0.15	4
Цемент	6		4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [7]: провітрювання приміщення; цілісність вікон для перешкодження попадання пилу в приміщення під час роботи лінії; встановлення пиловловлюючих засобів.

10.2.3. Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – малої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [8] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г» (таблиця 3).

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Малої точності	Від 1,0 до 5 включно	V	б	малий	середній	-	200	3	1,8

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

10.2.4. Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум. Загальні вимоги безпеки» [9] (таблиця 10.4).

Таблиця 10.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні. Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби

індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно: безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі; для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

10.2.5 Психофізіологічні фактори

а) Класи умов праці за показниками важкості праці: Загальні енергозатрати організму (кг/м): Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт); При регіональному навантаженні (для чоловіків) – 12000(40); При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – 40000(80); Маса вантажу. Що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи: При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук) – до 60000; При регіональному навантаженні (участь рук та плечового суглоба) – до 30000;

Статичне навантаження (кг/с): Двома руками (чоловіки) – до 70000; За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза: Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни. Нахил тулуба: Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів; Переміщення у просторі (переходи задля технологічного процесу) – більше 12.

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: Зміст роботи – рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; Розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження: Зосередження (%за зміну) – до 50; Щільність

сигналів (звукові за 1 год) – до 150; Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80; Навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний; Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: Тривалість робочого дня - більше 8 год; Змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі електричні мережі є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Тому важливим питанням є забезпечення високої стійкості роботи ЕМ.

Дія радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем управління ЕМ. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і загорання трансформаторів.

В результаті опромінення системи в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробоя і опір витоку, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на ЕМ має вплив електромагнітного імпульсу. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, зокрема транзисторів і трансформаторів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж на підстанціях, а в подальшому розвитку можливі і вибухи. Саме тому є необхідність запобігти вплив цього фактору на електричне та електронне обладнання та розробити дієві превентивні заходи.

10.3.1 Дослідження стійкості роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо граничні значення дози опромінення $D_{\text{грі}}$, для елементної бази системи, при яких виникають незворотні зміни [15]. Отримані дані заносимо в таблицю 10.8.

Таблиця 10.8 – Граничні значення експозиційних доз елементів ЕМ.

№	Блоки (елементи)	Елементна база	$D_{\text{грі}}, \text{Р}$	$D_{\text{гр}}, \text{Р}$
1	Блок живлення	Мікросхема К 1533 РА	10^5	10^4
2	Блок керування СВП-4	Транзистори КТ-826	10^4	
		Діоди Д224Б	10^4	
		Конденсатори СП5-30	10^7	
		Резистори МЛТ	10^7	
3	Силові елементи	Трансформатор ТМ-100/6	10^7	
		Тиристори Т171-320-1.6	10^5	
		Дросель РЛМ3216	10^5	
		Реактори ФРОС-125/0.5УЗ	10^5	

Проаналізувавши дані таблиці 10.8 визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $D_{\text{грі}} = 10^4 \text{Р}$ є транзистори та діоди а також елементи блоку живлення. Блок живлення в разі дії на нього

іонізуючих випромінювань можна перенести в підвальне приміщення, що збільшить коефіцієнт послаблення, а відповідно і його стійкість. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_m = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_{\pi}})}{K_{\text{осл}}}, \quad (10.1)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 5,14$ Р/год);

t_k – час кінця опромінення ($t_k = 131400$ год (5 років));

t_{π} – час початку опромінення ($t_{\pi} = 1$ год).

$K_{\text{осл}}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{\text{осл}} = 1$).

$$D_m = \frac{2 \cdot 5,14 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{1} = 3717,13 \text{ (Р)}.$$

Оскільки $D_{\text{гр}} > D_m$, то дана ЕМ умовно стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи електроніки електричної мережі 110 кВ в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (10.2)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 5,14 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,14} = 973,763 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $D_m = 3717,13$ Р, а допустима – 10^4 Р. Отже, блоки ЕМ є стійкими в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи енергетичної мережі в заданих умовах становить 973,76 год., при рівні радіації 5,14 Р/год.

5.4.2 Дослідження стійкості роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначимо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_r = E_v \cdot 10^{-3}, \text{ кВ/м},$$

$$E_r = 11,55 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 11,55 \text{ (В/м)}.$$

Визначаємо горизонтальну та вертикальну напругу наводки [15].

$$U_{\Gamma i} = E_B \cdot I_{\Gamma i}, \text{ В},$$

$$U_{\Gamma i} = 11,55 \cdot 10^3 \cdot 0,459 = 5300 \text{ (В)}.$$

$$U_{Bi} = E_T \cdot I_B, \text{ В},$$

$$U_{Bi} = 11,55 \cdot 0,459 = 5,3 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення для різних блоків:

$$U_d = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N, \quad (10.3)$$

де N – відсоток допуску.

$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)},$$

$$U_d = 24 + \frac{24}{100} \cdot 5 = 25,2 \text{ (В)},$$

$$U_d = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кожної ділянки:

$$K_6 = 20 \cdot \lg \frac{U_d}{U_{\Gamma(B)}} \geq 40 \text{ [дБ]},$$

Горизонтальної:

$$K_{a1} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{5300} = -52,47 \text{ (дБ)},$$

$$K_{r2} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{5300} = -46,45 \text{ (дБ)};$$

$$K_{r3} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5300} = -22,46 \text{ (дБ)}.$$

Вертикальної:

$$K_{b1} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{5,3} = 7,5 \text{ (дБ)};$$

$$K_{b2} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{5,3} = 13,54 \text{ (дБ)};$$

$$K\delta_{\text{вз}} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5,3} = 37,53 \text{ (дБ)}.$$

Отримані дані заносимо в таблицю 5.9.

Таблиця 10.9 – Значення коефіцієнтів безпеки блоків ЕМ

№	Найменування блоків	$K\delta_{\text{г}}$, дБ	$K\delta_{\text{в}}$, дБ	Результат дії
1	Блок живлення, 12 В	-52,47	7,5	Нестійкий
2	Блок управління, 24 В	-46,45	13,54	Нестійкий
3	Силові елементи, 380 В	-22,46	37,53	Нестійкі

Границя стійкості блоків ЕМ $K\delta_{\text{мін}} = -52,47$ дБ, а $K\delta_{\text{гр}} = 37,53$. Отже, електрична мережа є нестійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу. Для підвищення стійкості необхідно використовувати екранування напівпровідникових елементів та горизонтальних струмопровідних елементів.

10.4 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної мережі 110 кВ до дії ЕМІ

На стійкість роботи об'єктів енергетичної галузі за НС впливають такі чинники: 1) надійність захисту робітників і службовців від впливу надзвичайних подій; 2) здатність інженерно-технічного комплексу об'єкта протистояти певною мірою ударну хвилю, світловому випромінюванню і радіації; 3) захищеність об'єкта від вторинних вражаючих чинників (пожеж, вибухів, затоплень, заражень сильнодіючими отруйними речовинами); 4) надійність системи постачання об'єкта всім необхідними для продукції (сировиною, паливом, електроенергією, водою тощо.); 5) стійкість і безперервність управління виробництвом; 6) підготовленість об'єкта до ведення рятувальних та інших невідкладних робіт та виконання робіт відновлення порушеного виробництва.

Особливістю ЕМІ, як уражаючого фактора, є його спроможність поширюватися упродовж десятків і сотні кілометрів на навколишньому середовищі по різних комунікаціях. Тому ЕМІ може вплинути там, де ударна

хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення.

В лініях зв'язку й електропостачання виникають напруги, які можуть викликати пробій ізоляції проводів і кабелів щодо землі, і навіть пробій ізоляції елементів апаратури і пристроїв, підключених до повітряних і підземних ліній. Ступінь ушкодження залежить переважно від амплітуди наведеного імпульсу напруги чи струму і електричної міцності обладнання.

Головне завдання захисних пристроїв від ЕМІ — виключити доступ наведених струмів до чутливих вузлів і елементів устаткування, що захищається. Проблема захисту від ЕМІ ускладнюється тим, що імпульс протікає приблизно в 50 раз швидше, ніж, наприклад, розряд блискавки, і тому прості газові розрядники у цьому випадку малоефективні.

Використаємо захисний екран із сталі. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном:

$$A = 40 + K\delta_{\text{мін}}, \quad (10.4)$$

Для БЖ:

$$A_1 = 40 + 52,47 = 92,47 \text{ (дБ)};$$

Для БУ:

$$A_2 = 40 + 46,45 = 86,45 \text{ (дБ)};$$

Для СЕ:

$$A_3 = 40 + 22,46 = 62,46 \text{ (дБ)}.$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (10.5)$$

де f - найбільш характерна частота, ($f = 15$ кГц).

Для БЖ:

$$t_1 = \frac{92,47}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,145 \text{ (см)};$$

Для БУ:

$$t_2 = \frac{86,45}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,135 \text{ (см)};$$

Для СЕ:

$$t_3 = \frac{62,46}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,058 \text{ (см)}.$$

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку керування з використанням екрану товщиною 0,145 см зі сталі, ЕМ буде стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 0,6 мм, силові елементи будуть стійкими в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В умовах дії іонізуючого випромінювання електрична мережа 110 кВ залишається стійкою. Тому іонізуюче випромінювання для обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу. Для нормальної роботи підстанцій під час аварій з такими наслідками, як іонізуюче випромінювання, потрібно розраховувати робочі зміни для обслуговуючого персоналу з врахуванням їх допустимої дози опромінення.

Після проведених розрахунків визначено, що робота ЕМ стійка при заданому рівні радіації 5,14 Р/год. До дії ЕМІ система керування виявилась нестійкою. Застосування екранування систем управління електричною мережею 110 кВ суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів мережа буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 11,55 кВ/м. Ще одним варіантом підвищення стійкості апаратури до дії ЕМІ є зменшення струмопровідних провідників (їх довжини) шляхом вдосконалення схемокомпоновки елементів управління та автоматики ЕМ. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади, які б вимикали електронні схеми на період впливу ЕМІ.

ВИСНОВКИ

В цій 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 503). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно І) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для Іллінці КС (вузол 10) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (501, 502, 503) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з’єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо ПС Гайсин (вузол 13), то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв

регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,45 МВт при сумарній активній потужності генерації 105,17 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 197 614,822 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.142)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 7 років.

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. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи: підручн. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.
4. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
5. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. ·Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.
9. 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.
10. W. Becker, M. Hable, M. Malsch, T. Stieger, and F. Sommerwerk, "Reactive power management by distribution system operators concept and experience," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, №1, pp. 2509-2512, 2017.
11. R. Moreira, G. Strbac, P. Papadopoulos, and A. Laguna, "Business case in support for reactive power services from distributed energy storage," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1609-1613, Oct. 2017.

12. 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," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1787-1791, Oct. 2017.
13. M. Tarafdar Hagh, M. Jadidbonab, and M. Jedari, "Control strategy for reactive power and harmonic compensation of three-phase grid-connected photovoltaic system," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 559-563, Oct. 2017
14. 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
15. L. De Alvaro Garcia, F. Beaune, M. Pitard, and L. Karsenti, "Cost-benefit analysis of MV reactive power management and active power curtailment," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1660-1663, Oct. 2017.
16. L. Wautier, F. Beaune, J. Fournel, and L. Karsenti, "Using LV distributed generation's reactive power for voltage regulation," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 2037-2040, Oct. 2017.
17. 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.
18. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі (діючий), Київ, Україні: Коопосвіта, 1997
20. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
19. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною електричною системою України / СОУ НЕК

XX.XXX:2017. Київ, 2017

20. M. Mohsen and H. Siahkali, "Multi-objective optimization of reactive power dispatch in power systems via SPMGSO algorithm," in *Proceedings of the 2017 Smart Grid Conference*, Tehran, Iran, 2017, pp. 1-9

21. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

22. Правила безпечної експлуатації електроустановок / Державний Комітет України по нагляду за охороною праці. К.: 1998. 132 с.

23. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

24. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

25. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.

26. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

27. Олена Чернописька «Вплив відновлюваних джерел енергії на якість електричної енергії». Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/21049/17500>

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної мережі 110 кВ з аналізом якості електричної енергії в ній.

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)

Чорнописька О.О.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Комар В.О.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**Розвиток електричної мережі 110 кВ з аналізом якості
електричної енергії в ній**

08-21.МКР.028.00.007 ТЗ

Керівник проекту: проф., д.т.н., зав каф. ЕСС

_____ Комар В. О.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. ЕСМ-22мз

_____ Чорнописька О. О.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що сучасний стан енергетичної галузі України характеризується значним зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей, обмеженістю пропускної здатності ліній електропередачі електромереж. Разом з тим у Вінницькій області спостерігається зміна структури та обсягів споживання електричної енергії. Виходячи з цього постає необхідність впровадження заходів з реконструкції та розвитку електричних мереж 110/35 кВ шляхом заміни основного обладнання.

б) наказ ректора ВНТУ № 247 18.09.2023 року про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – реконструкція мережами 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» для підвищення ефективності транспортування електричної енергії та забезпечення належної якості електропостачання споживачів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи розвитку розподільних електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго», що забезпечить виконання основних вимог щодо надійності електропостачання, якості електроенергії та економічності її транспортування.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 · с.

3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

4. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Для якісного та надійного забезпечення споживачів, які продовжують розвиватися та збільшувати власне електроспоживання, спроектувати реконструкцію електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 5 підстанцій 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва («Південномаш», «РЗВА», «АВВ», «Siemens» та ін.);

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є

споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних підстанціях;

– показники технологічності: реконструкція електричної мережі, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися згідно вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

– живлення об'єкта проектування: виконується від шин 110 кВ.

– умови експлуатації об'єкта, що проектується: район по ожеледі – 3, нормативна стінка ожеледі – 15 мм, район по вітру – 3, середньорічна температура +6°C, максимальна температура +32°C, ступінь забрудненості – 2.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок щодо доцільності реалізації розробленого проекту електропостачання нових споживачів.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.01.24	28.01.24	
2	Аналіз впливу на якість електричної енергії відновлюваних джерел енергії	29.01.24	07.02.24	
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.02.24	24.02.24	
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.02.23	05.03.24	
5	Техніко-економічна частина	06.03.24	07.04.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	08.04.24	12.05.24	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.05.24	22.05.24	

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. 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.

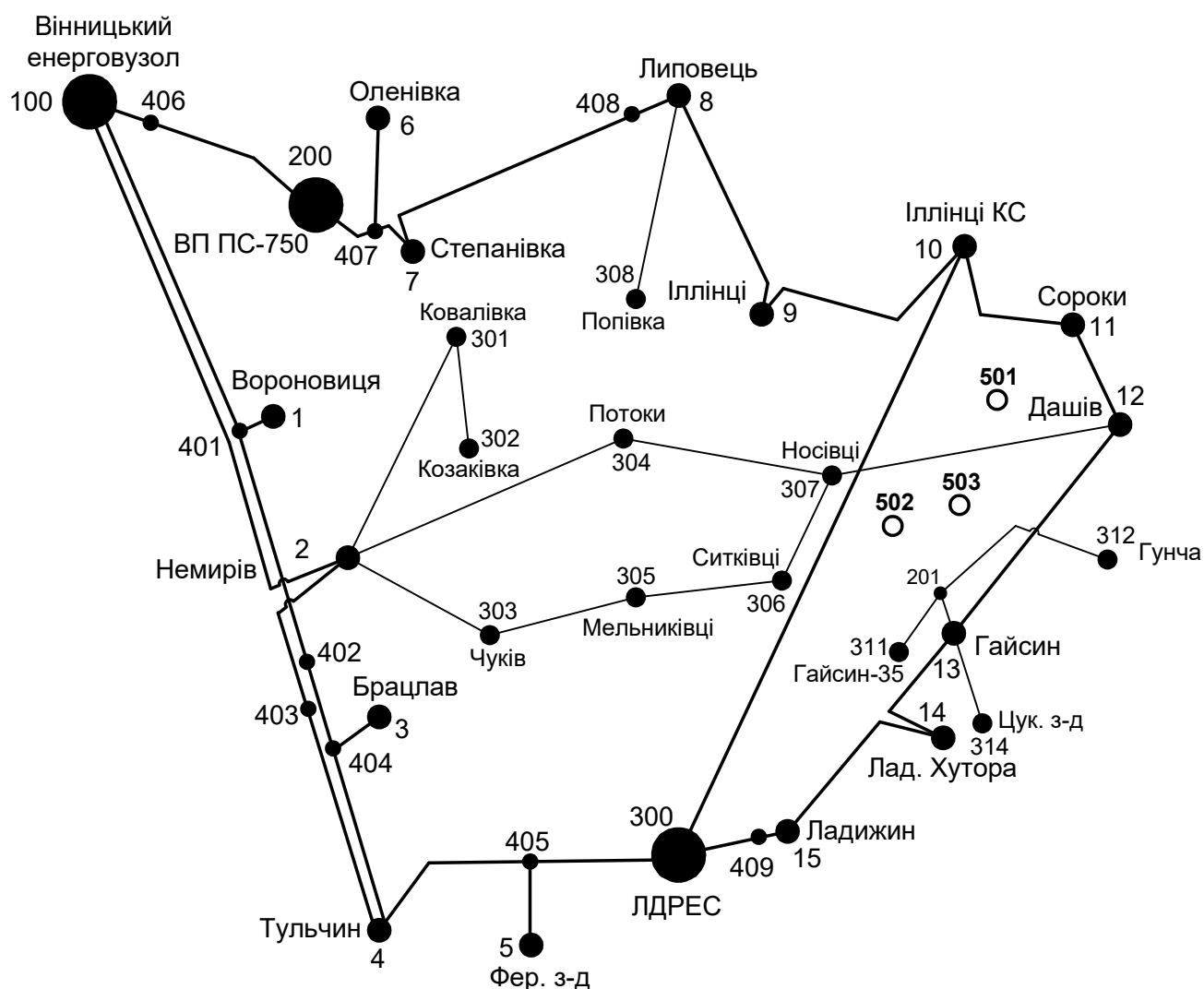
10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

11. Вихідні дані для розроблення МКР

Для проектування використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:70000).

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 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 450 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 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 35 км за рік.



Масштаб : 1:70000.

Рисунок Б.1 – Топографічна схема існуючої електричної мережі

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	СЕС 3 (503)
Навантаження, МВт	8,1	2,2	6,2
cos φ	0,88	0,89	0,87
Категорія споживачів	I	I	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	82	88	90	92	94	95	99	95	98	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
100	401	Вінницький енерговузол – 401	14,08	АС-185
401	1	401 – Вороновиця	7,55	АС-95
401	402	401 – 402	23,82	АС-185
402	404	402 – 404	14,2	АС-150
404	3	404 – Брацлав	5,1	АС-95
404	4	404 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	403	Немирів – 403	4	АС-185
403	4	403 – Тульчин	28,6	АС-150
405	4	405 – Тульчин	24,8	АС-150
405	5	405 – Ферментний завод	0,8	АС-95
300	405	Ладизинська ТЕС – 405	2,3	АС-150
100	406	100 – 406	1,35	АС-185
406	200	406 – ВП ПС-750	15,75	АС-150
200	407	ВП ПС-750 – 407	4,0	АС-150
407	6	407 – Оленівка	6,4	АС-150
407	7	407 – Степанівка	3,3	АС-150
7	408	Степанівка – 408	23,5	АС-150
408	8	408 – Липовець	2,5	АС-120
8	9	Липовець – Іллінці	17,6	АС-120
9	10	Іллінці – Іллінці КС	21,6	АС-120
300	10	Ладизинська ТЕС – Іллінці КС	80,2	АС-240
11	10	Сороки – Іллінці КС	17,9	АС-120
12	11	Дашів – Сороки	8,1	АС-120
13	12	Гайсин – Дашів	27,0	АС-150
14	13	Лад. Хутора – Гайсин	20,7	АС-150
15	14	Ладизин – Лад. Хутора	10,5	АС-150
409	15	409 – Ладизин	1,47	АС-150
300	409	Ладизинська ТЕС – 409	25,3	АС-95
2	301	Немирів – Ковалівка	12,4	АС-95
301	302	Ковалівка – Козаківка	10,7	АС-95
2	303	Немирів – Чуків	10,21	АС-95
2	304	Немирів – Потоки	22,9	АС-50
303	305	Чуків – Мельниківці	14,8	АС-95
305	306	Мельниківці – Ситківці	17,0	АС-95
304	307	Потоки – Носівці	31,52	АС-120
306	307	Ситківці – Носівці	9,3	АС-95
12	307	Дашів – Носівці	29,41	АС-120
8	308	Липовець – Попівка	14,93	АС-95

12	309	Дашів – Слободище	19,5	АС-70
309	310	Слободище – Гранів	13,43	АС-95
13	201	Гайсин – 201	5,05	АС-120
201	311	201 – Гайсин 35	4,0	АС-95
201	312	201 – Гунча	6,6	АС-95
13	313	Гайсин – Тишківка	12,9	АС-50
13	314	Гайсин – Цук. з-д	16,94	АС-95

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Ладизинська ТЕС		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,87	2,3 + j1,3	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,88	4,7 + j2,54	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,86	2,2 + j1,31	ТМН-6300/110/10	1
4	Тульчин	0,9	4,8 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Ферментний завод	0,88	9,0 + j4,86	ТРДН-25000/110/10	1
6	Оленівка	0,88	2,3 + j1,24	ТМН-6300/110/10	1
7	Степанівка	0,89	2,5 + j1,28	ТМН-6300/110/10	1
8	Липовець	0,88	4,3 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
9	Іллінці	0,87	2,6 + j1,47	ТМН-6300/110/10	2
10	Іллінці КС	0,86	21,0 + j12,46	ТРДЦН-63000/110/10	2
11	Сороки	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/110/10	1
12	Дашів	0,88	3,0 + j1,62	ТДТН-10000/110/35/10	2
13	Гайсин	0,89	6,5 + j3,33	ТДТН-25000/110/35/10	1
14	Лад. Хутора	0,9	2,6 + j1,26	ТМН-6300/110/10	1
15	Ладизин	0,87	6,7 + j3,8	ТДТН-25000/110/35/10	2
301	Ковалівка	0,86	1,0 + j0,59	ТМН-2500/35/10	1
302	Козаківка	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	1
303	Чуків	0,87	0,6 + j0,34	ТМН-1600/35/10	2
304	Потоки	0,89	1,1 + j0,56	ТМН-2500/35/10	2
305	Мельниківці	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
306	Ситківці	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-2500/35/10	2
307	Носівці	0,86	1,4 + j0,83	ТМН-4000/35/10	2

308	Попівка	0,9	$0,6 + j0,29$	ТМН-1600/35/10	1
309	Слободище	0,88	$0,8 + j0,43$	ТМН-2500/35/10	1
310	Гранів	0,9	$0,8 + j0,39$	ТМН-1600/35/10	1
311	Гайсин 35	0,87	$1,3 + j0,74$	ТМН-4000/35/10 ТМН-6300/35/10	2
312	Гунча	0,89	$0,5 + j0,26$	ТМН-1600/35/10	2
313	Тишківка	0,87	$1,4 + j0,79$	ТМН-4000/35/10	1
314	Цук. з-д	0,88	$0,9 + j0,49$	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2

ДОДАТОК В

УКРУПНЕНІ КАПІТАЛЬНІ ВИТРАТИ НА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА ПЕРШОМУ РОЦІ

Таблиця В.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

Ч.ч. згідно з таб- лице ю 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будіве- ль- ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект - ні роботи	Експер- тиза проект у	Загальна кошторис - на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням , м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів в напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,53 2	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222	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.	373,30 8	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		665,91	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,54 4	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,46 4	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	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		733,70	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,18 0	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
	Всього		135,42	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)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця В.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 503):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект - ні роботи	Експер- тиза проект у	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням , м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів в напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	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		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	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		733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
3.2	Трансформатор власних								

	потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	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 трансфор- матора (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			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

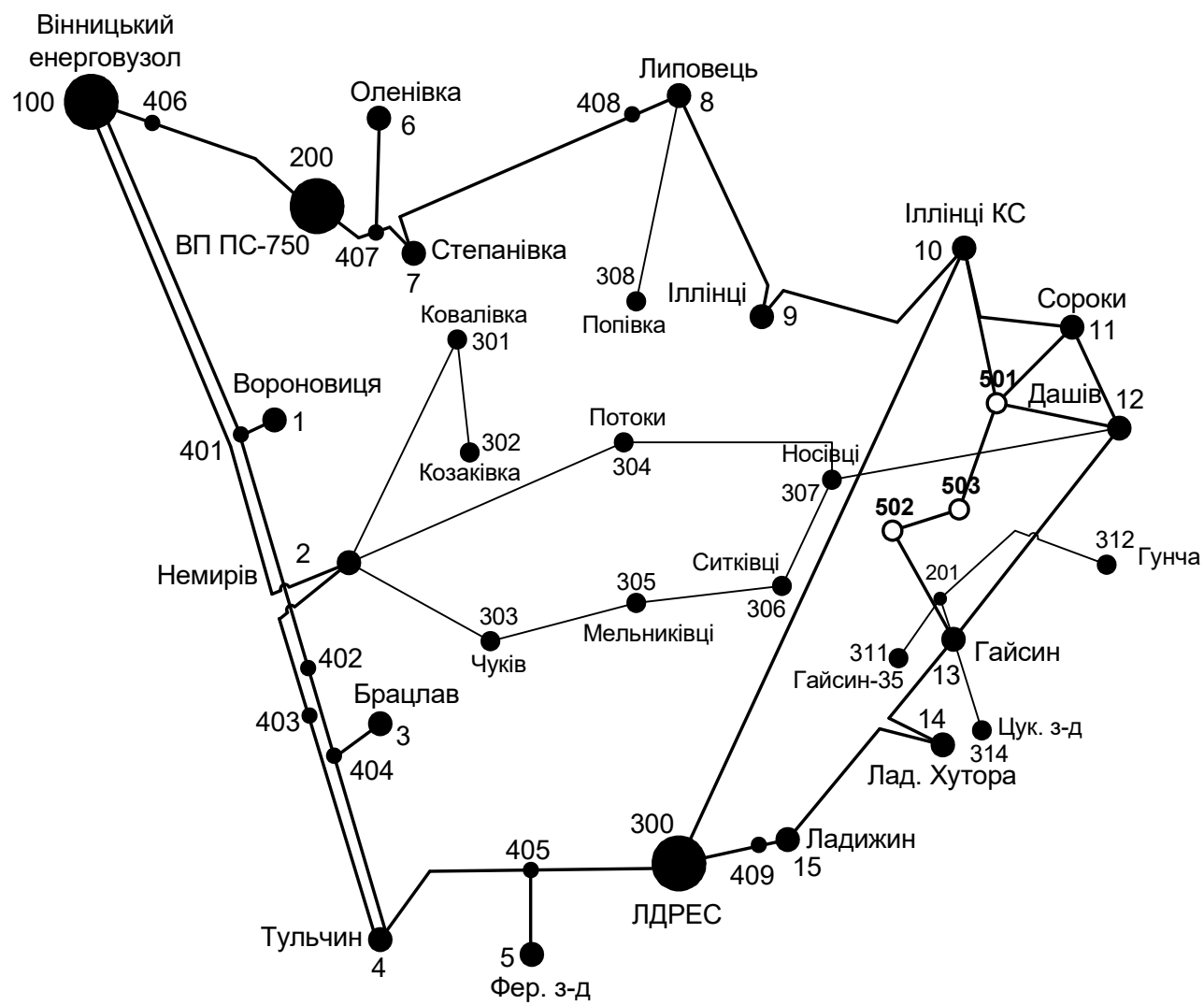
Таблиця В.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

Ч.ч. згідно з таб- лице ю 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект - ні роботи	Експер- тиза проект у	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням , м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів в напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

	силового трансформатора без вимикача								
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		665,909	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 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	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33

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			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення 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	2096,27	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

ДОДАТОК Ж
ГРАФІЧНА ЧАСТИНА



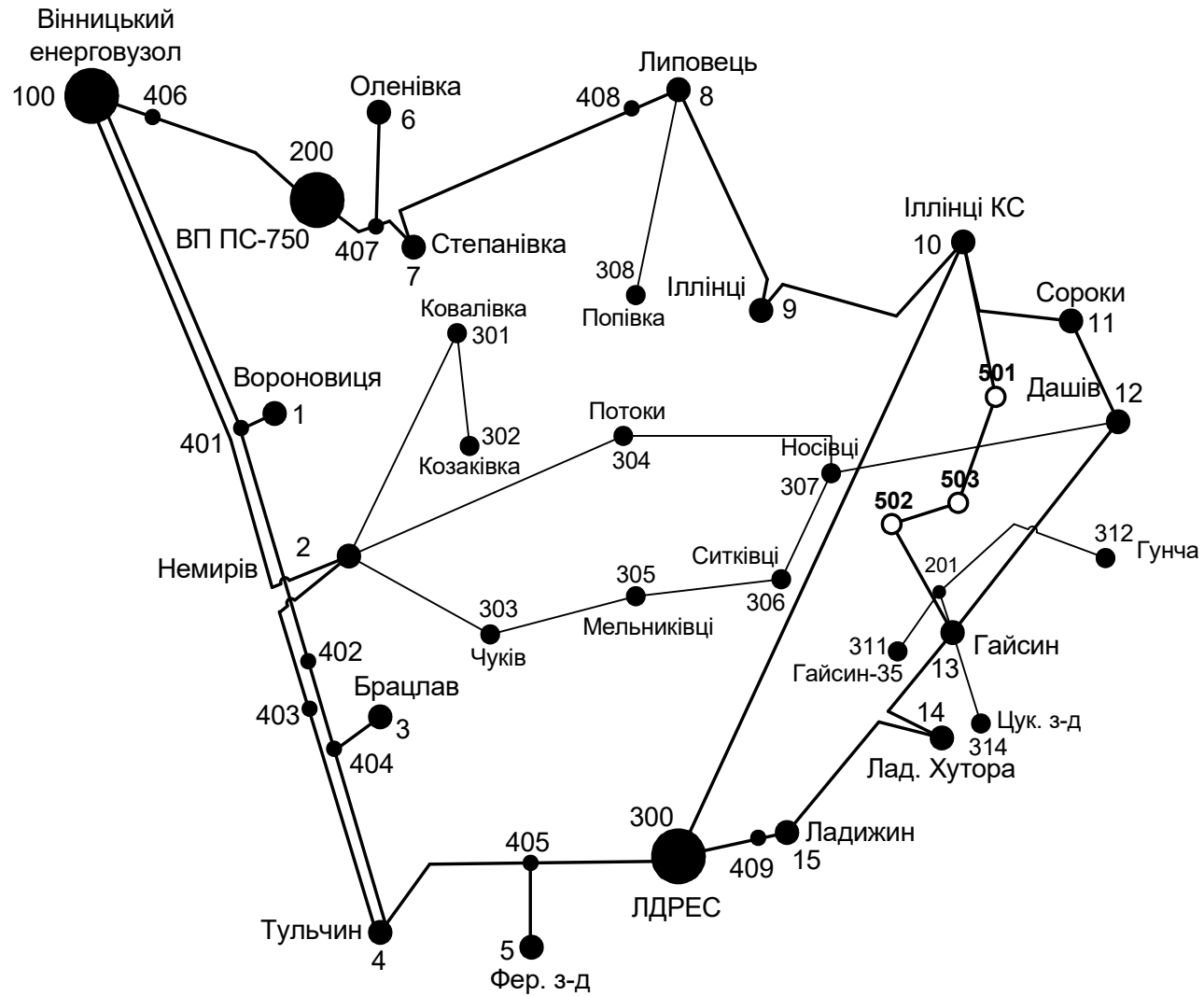


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	СЕС 3 (503)
Навантаження, МВт	8,1	2,2	6,2
cos φ	0,88	0,89	0,87
Категорія споживачів	I	I	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	82	88	90	92	94	95	99	95	98	100

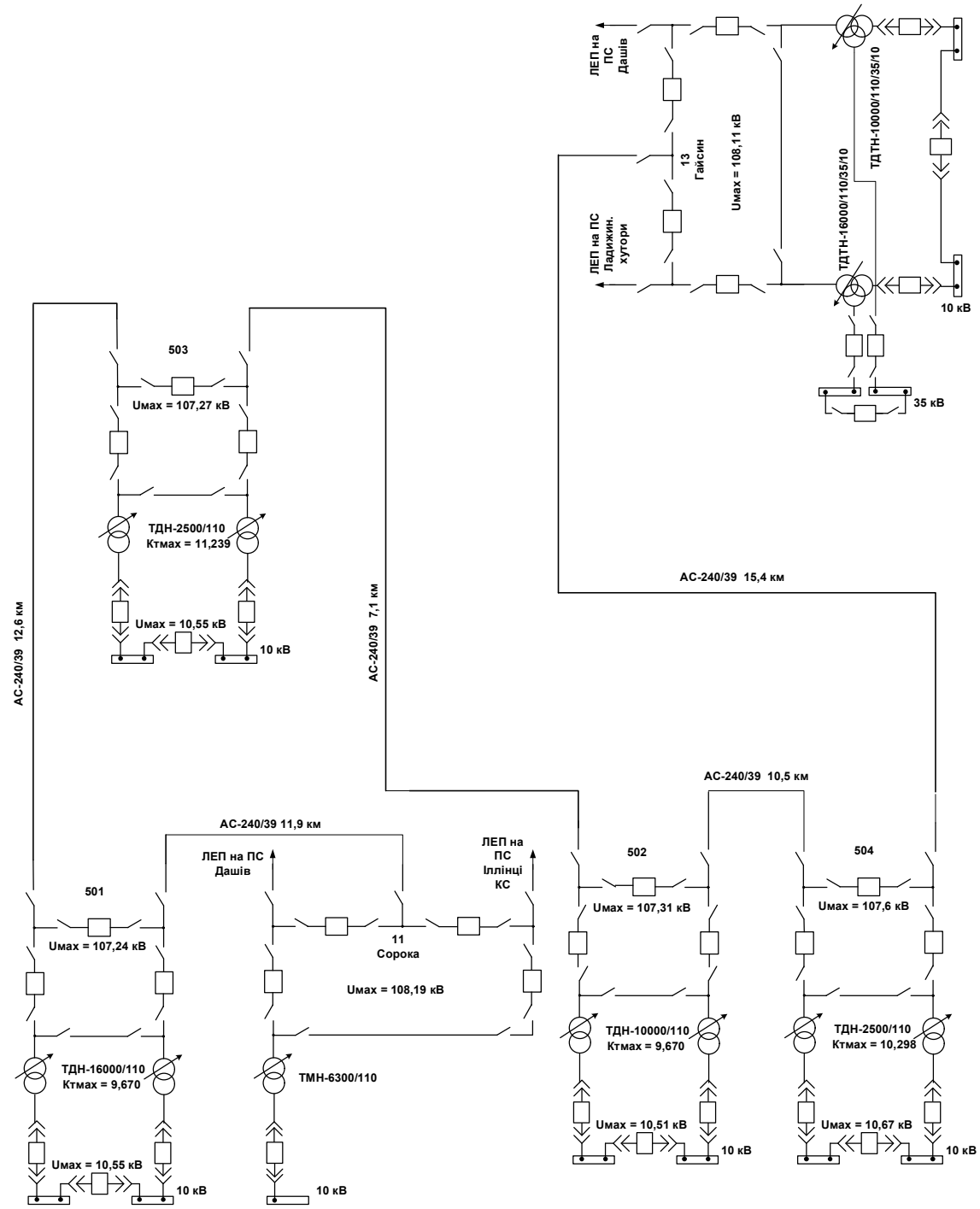
Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка провол	Довжи на
100	401	Вінницький енерговузол – 401	14.08	АС-185
401	1	401 – Вороновиця	7.55	АС-95
401	402	401 – 402	23.82	АС-185
402	404	402 – 404	14.2	АС-150
404	3	404 – Брацлав	5.1	АС-95
404	4	404 – Тульчин	14.4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол –	41.86	АС-185
2	403	Немирів – 403	4	АС
403	4	403 – Тульчин	28.6	АС
405	4	405 – Тульчин	24.8	АС
405	5	405 – Ферментний завод	0.8	АС
300	405	Лалижинська ТЕС – 405	2.3	АС
100	406	100 – 406	1.35	АС
406	200	406 – ВП ПС-750	15.75	АС
200	407	ВП ПС-750 – 407	4.0	АС
407	6	407 – Оленівка	6.4	АС
407	7	407 – Степанівка	3.3	АС
7	408	Степанівка – 408	23.5	АС
408	8	408 – Липовець	2.5	АС-120

8	9	Липовець – Іллінці	17.6	АС-120
9	10	Іллінці – Іллінці КС	21.6	АС-120
300	10	Лалижинська ТЕС – Іллінці КС	80.2	АС-240
11	10	Сороки – Іллінці КС	17.9	АС-120
12	11	Лашів – Сороки	8.1	АС-120
13	12	Гайсин – Лашів	27.0	АС-150
14	13	Лал. Хутора – Гайсин	20.7	АС-150
15	14	Лалижин – Лал. Хутора	10.5	АС-150
409	15	409 – Лалижин	1.47	АС-150
300	409	Лалижинська ТЕС – 409	25.3	АС-95
2	301	Немирів – Ковалівка	12.4	АС-95
301	302	Ковалівка – Козаківка	10.7	АС-95
2	303	Немирів – Чуків	10.21	АС-95
2	304	Немирів – Потоки	22.9	АС-50
303	305	Чуків – Мельниківці	14.8	АС-95
305	306	Мельниківці – Ситківці	17.0	АС-95
304	307	Потоки – Носівці	31.52	АС-120
306	307	Ситківці – Носівці	9.3	АС-95
12	307	Лашів – Носівці	29.41	АС-120
8	308	Липовець – Попівка	14.93	АС-95
12	309	Лашів – Слободище	19.5	АС-70
309	310	Слободище – Гранів	13.43	АС-95
13	201	Гайсин – 201	5.05	АС-120
201	311	201 – Гайсин 35	4.0	АС-95
201	312	201 – Гунча	6.6	АС-95
13	313	Гайсин – Тишківка	12.9	АС-50
13	314	Гайсин – Пук. з-л	16.94	АС-95

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Ладизинська ТЕС		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,87	$2,3 + j1,3$	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,88	$4,7 + j2,54$	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,86	$2,2 + j1,31$	ТМН-6300/110/10	1
4	Тульчин	0,9	$4,8 + j2,32$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Ферментний завод	0,88	$9,0 + j4,86$	ТРДН-25000/110/10	1
6	Оленівка	0,88	$2,3 + j1,24$	ТМН-6300/110/10	1
7	Степанівка	0,89	$2,5 + j1,28$	ТМН-6300/110/10	1
8	Липовець	0,88	$4,3 + j2,32$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
9	Іллінці	0,87	$2,6 + j1,47$	ТМН-6300/110/10	2
10	Іллінці КС	0,86	$21,0 + j12,46$	ТРДЦН-63000/110/10	2
11	Сороки	0,89	$2,2 + j1,13$	ТМН-6300/110/10	1
12	Дашів	0,88	$3,0 + j1,62$	ТДТН-10000/110/35/10	2
13	Гайсин	0,89	$6,5 + j3,33$	ТДТН-25000/110/35/10	1
14	Лад. Хутора	0,9	$2,6 + j1,26$	ТМН-6300/110/10	1
15	Ладизин	0,87	$6,7 + j3,8$	ТДТН-25000/110/35/10	2
301	Ковалівка	0,86	$1,0 + j0,59$	ТМН-2500/35/10	1
302	Козаківка	0,87	$0,9 + j0,51$	ТМН-2500/35/10	1
303	Чуків	0,87	$0,6 + j0,34$	ТМН-1600/35/10	2
304	Потоки	0,89	$1,1 + j0,56$	ТМН-2500/35/10	2
305	Мельниківці	0,88	$1,2 + j0,65$	ТМН-2500/35/10	1
306	Ситківці	0,87	$1,3 + j0,74$	ТМН-2500/35/10	2
307	Носівці	0,86	$1,4 + j0,83$	ТМН-4000/35/10	2
308	Попівка	0,9	$0,6 + j0,29$	ТМН-1600/35/10	1
309	Слободище	0,88	$0,8 + j0,43$	ТМН-2500/35/10	1
310	Гранів	0,9	$0,8 + j0,39$	ТМН-1600/35/10	1
311	Гайсин 35	0,87	$1,3 + j0,74$	ТМН-4000/35/10 ТМН-6300/35/10	2
312	Гунча	0,89	$0,5 + j0,26$	ТМН-1600/35/10	2
313	Тишківка	0,87	$1,4 + j0,79$	ТМН-4000/35/10	1
314	Цук. з-д	0,88	$0,9 + j0,49$	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2



Таблиця 1 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,3
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	179 820
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	197 614,822
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	7
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,45
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,87
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	567,93
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	10,63

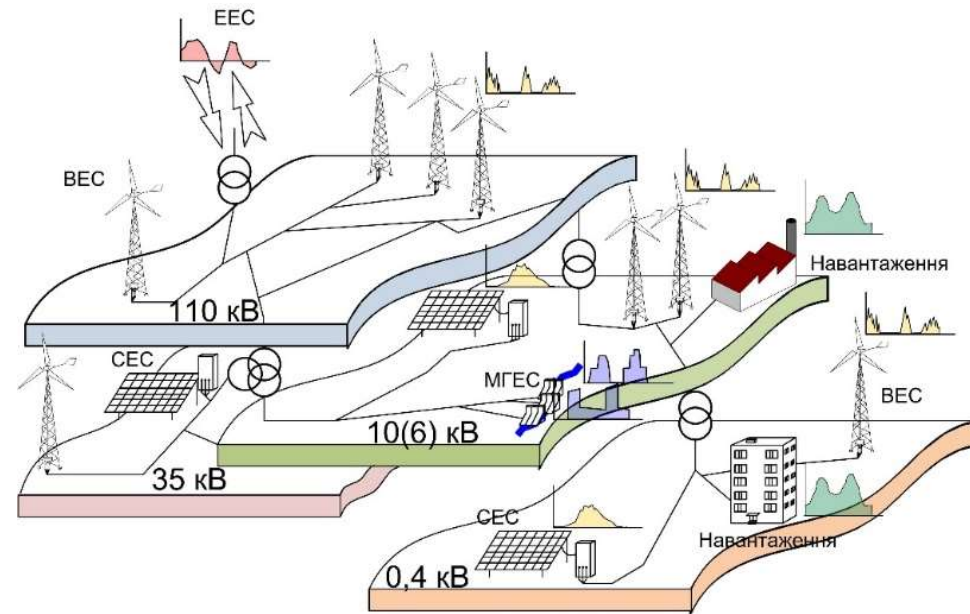


Рисунок 1 – Схематичне зображення сучасних розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням

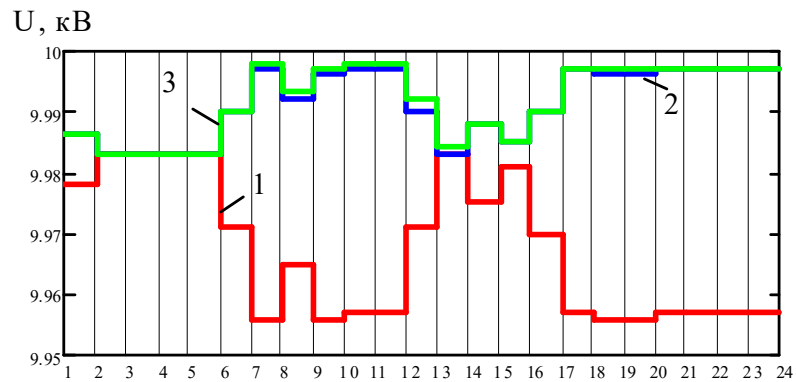


Рисунок 2 – Зміни рівнів напруги у вузлі навантаження
1 – відхилення напруги у вузлі навантаження без РДЕ; 2 – відхилення напруги у вузлі з РДЕ для максимального навантаження; 3 – відхилення напруги у вузлі з РДЕ для мінімального навантаження

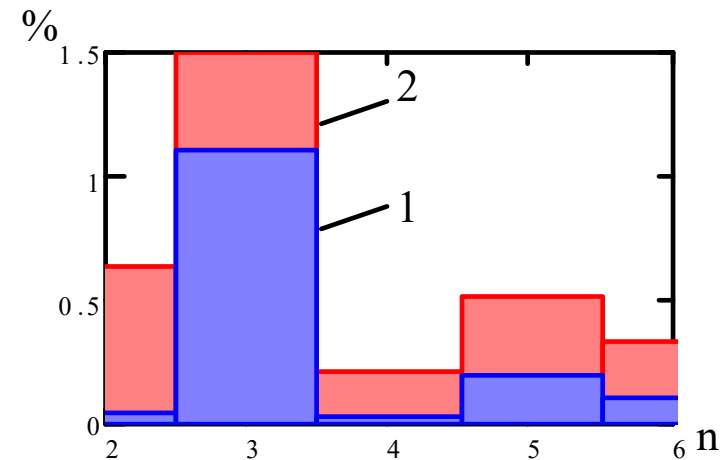


Рисунок 3 – Зміна рівня гармонік напруги в мережі
1 – до впровадження сонячної електростанції; 2 – після впровадження сонячної електростанції;