

MR-5983

621.316.3
Р64

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

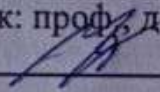
«Розвиток електричної мережі 110 кВ з аналізом системи захисту трансформаторного масла від дії оточуючого повітря»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


Матвійчук А. О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: проф. д.т.н., зав. каф. ЕСС


Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

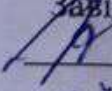
Опонент: н.т.н. доц. каф. ЕССЕМ


Бєбенко О. А.
(прізвище та ініціали)

« 10 » 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**

Матвійчук Аліні Олександрівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток електричної мережі 110 кВ з аналізом системи захисту трансформаторного масла від дії оточуючого повітря»

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.03.2024 року № 81.

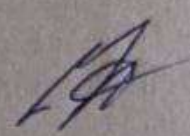
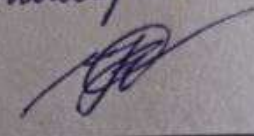
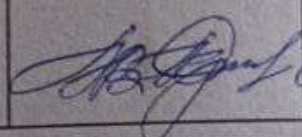
Строк подання студентом роботи 22 травня 2024 року.

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 5200 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. Системи захисту трансформаторного масла від дії оточуючого повітря. 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. Системи захисту трансформаторного масла від дії оточуючого повітря.

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	Комар В. О. 	Комар В. О. 
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

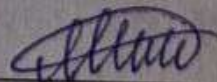
7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.01.24	28.01.24	
2	Аналіз систем захисту трансформаторного масла від дії оточуючого повітря	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)

А. О. Матвійчук

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 системи захисту трансформаторного масла від дії оточуючого повітря.

Новизною цієї роботи стало дослідження системи захисту трансформаторного масла від дії оточуючого повітря.

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 "Loss - 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 influence of renewable energy sources on the quality of electric energy was analyzed in the work.

In the work, the system of protection of transformer oil from the action of the surrounding air was analyzed

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 energy, generation, consumption, power, quality of electric energy, voltage curve distortion.

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	27
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	29
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	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. СИСТЕМИ ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА ВІД ДІЇ ОТОЧУЮЧОГО ПОВІТРЯ	55
9.1. Загальні відомості	55
9.2 Повітряосушувачі.....	55
9.3 Установа азотного захисту масла	59
9.4 Установа автоматичного підживлення азотом.....	67
9.5 Інші способи захисту масла	73
9.6 Порівняння різних способів захисту масла	75
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	77
10.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією електричних мереж 110 кВ.....	77
10.2 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу немирівських електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле	77
10.3 Основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії...	84
ВИСНОВКИ.....	92
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	94
ДОДАТОК А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	97
ДОДАТОК Б Технічне завдання.....	98
ДОДАТОК В Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році	105
ДОДАТОК Д Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році.....	115
ДОДАТОК Ж Графічна частина.....	116

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 аналіз систем захисту трансформаторного масла від дії оточуючого повітря.

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 $a' = -1285,5$, $b' = 0,6848$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,6848T - 1285,5$$

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

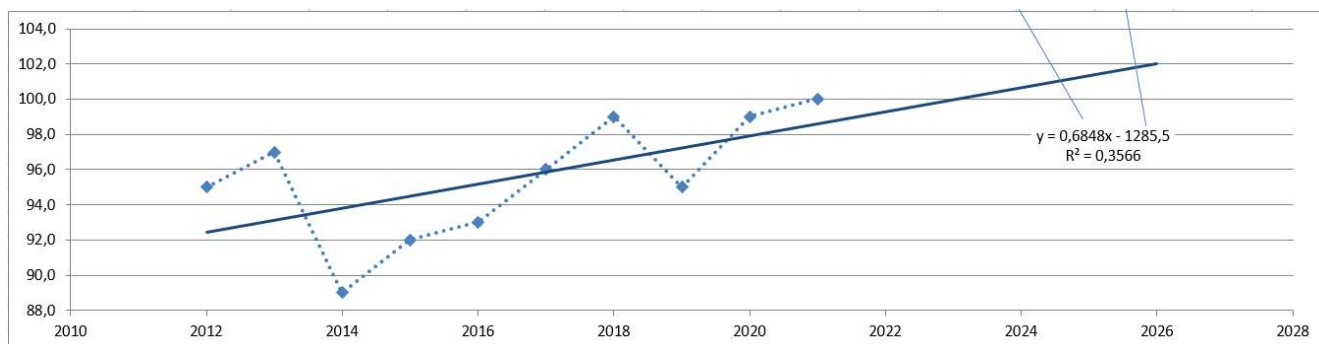


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 101,9 %, що на 1,9 % 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 – 1.52 МВт;
- в трансформаторах – 0.81 МВт з них холостого ходу 0.51 МВт та навантажувальні 0.30 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

	201-1	6-7	13-209	14-15
Марка проводу	АС-120	АС-95	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	120	95	185	185
Розрах. струм, А	123	36	97	11

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	6	14	15	204
Напруга вузла, кВ	104,96	108,47	108,5	105,04

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 № 6 - Хмільник з рівнем напруги 104,96 кВ; вузол № 14 – Сосонка тяга з рівнем напруги 108,47 кВ; вузол № 15 - Калинівка з рівнем напруги 108,5 кВ; вузол № 204 з рівнем напруги 105,04 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.

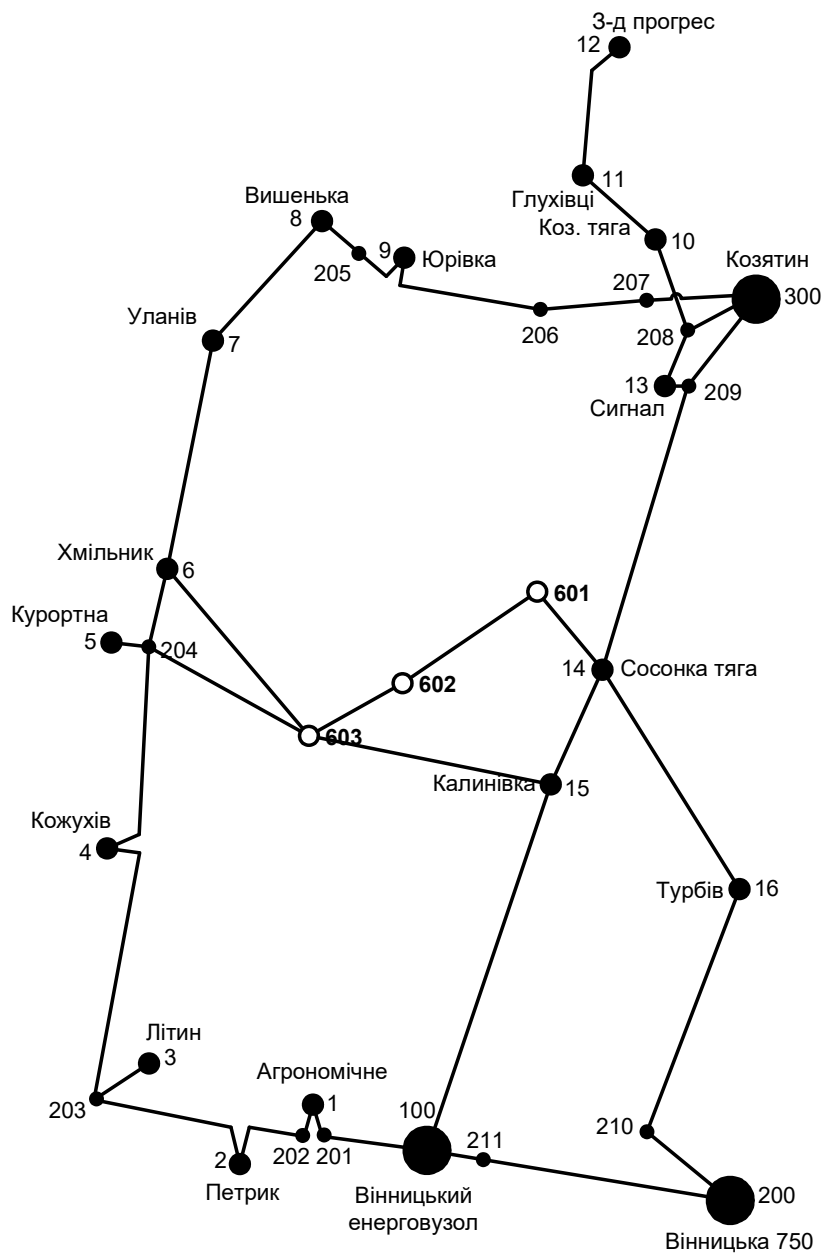


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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 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 дасконтовані 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 $T_{нб} = 5200$ 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	Уном, 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
14	601	1,1	7,7	110	1573,680	0,131	3877,5	0,991	3976,6
6	603	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	2,252	9037,8
15	603	2,7	18,9	110	1573,680	0,131	9517,6	2,432	9760,8
204	603	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,802	7230,2
601	602	1,9	13,3	110	1573,680	0,131	6697,6	1,711	6868,7
602	603	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	1,081	4338,1

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
14-601	1,1	19,6	4256,3	4119,9	4422,9	3877,5	19,371	4256,3	4180,5	4332,0
6-603	2,5	19,6	9673,3	9363,5	10052,0	8812,6	44,026	9673,3	9501,2	9845,5
15-603	2,7	19,6	10447,2	10112,5	10856,2	9517,6	47,548	10447,2	10261,3	10633,1
204-603	2	19,6	7738,7	7490,8	8041,6	7050,1	35,221	7738,7	7600,9	7876,4
601-602	1,9	19,6	7351,7	7116,2	7639,5	6697,6	33,460	7351,7	7220,9	7482,5
602-603	1,2	19,6	4643,2	4494,5	4825,0	4230,1	21,132	4643,2	4560,6	4725,8

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
14-601	1,1	19,6	4256,3	4184,3	4335,8	217,7	4256,3	3830,6	4681,9
6-603	2,5	19,6	9673,3	9509,8	9854,1	494,8	9673,3	8706,0	10640,6
15-603	2,7	19,6	10447,2	10270,6	10642,4	534,4	10447,2	9402,5	11491,9
204-603	2	19,6	7738,7	7607,8	7883,2	395,8	7738,7	6964,8	8512,5
601-602	1,9	19,6	7351,7	7227,4	7489,1	376,0	7351,7	6616,5	8086,9
602-603	1,2	19,6	4643,2	4564,7	4729,9	237,5	4643,2	4178,9	5107,5

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
	14-601	6-603	15-603	204-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	21,20	12,55
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	5,50	5,50
603	0	1	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	18,65	-17,50
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	540,0	384,8	1069,1	263,4	534,5	534,5	485,9	485,9	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		15817,719
Потужності ЛЕП	8,647922	13,41537	0	22,72851	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3877,548	8812,609	0,000	7050,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		19740,244
Змінні складові витрат	74,103	405,290	0,000	930,664	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1410,057
Дисконтовані витрати, тис. грн																21150,300

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
	14-601	6-603	15-603	204-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	21,20	0,00
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	5,50	0,00
603	0	1	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	18,65	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	456,9	687,1	1091,1	351,1	767,8	767,8	484,9	484,9	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		20834,414
Потужності ЛЕП	21,1962	0	0	24,15144	0	0	0	5,50286	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3877,548	0,000	0,000	7050,087	0,000	0,000	0,000	4230,052	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		15157,687
Змінні складові витрат	445,173	0,000	0,000	1050,840	0,000	0,000	0,000	32,732	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1528,746
Дисконтовані витрати, тис. грн																16686,433

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	14-601	6-603	15-603	204-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	21,20	0,00
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	5,50	0,00
603	0	1	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	18,65	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	203,9	1010,3	1091,1	335,4	767,8	767,8	484,9	774,6	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		15925,184
Потужності ЛЕП	26,69906	0	0	18,64858	5,502859	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3877,548	0,000	0,000	7050,087	6697,583	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		17625,218
Змінні складові витрат	706,326	0,000	0,000	626,530	51,826	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1384,683
Дисконтовані витрати, тис. грн																19009,900

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

У таблиці на рис. 2.1 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.3.

Графічна інтерпретація результатів обчислень подана на рис. 2.6.

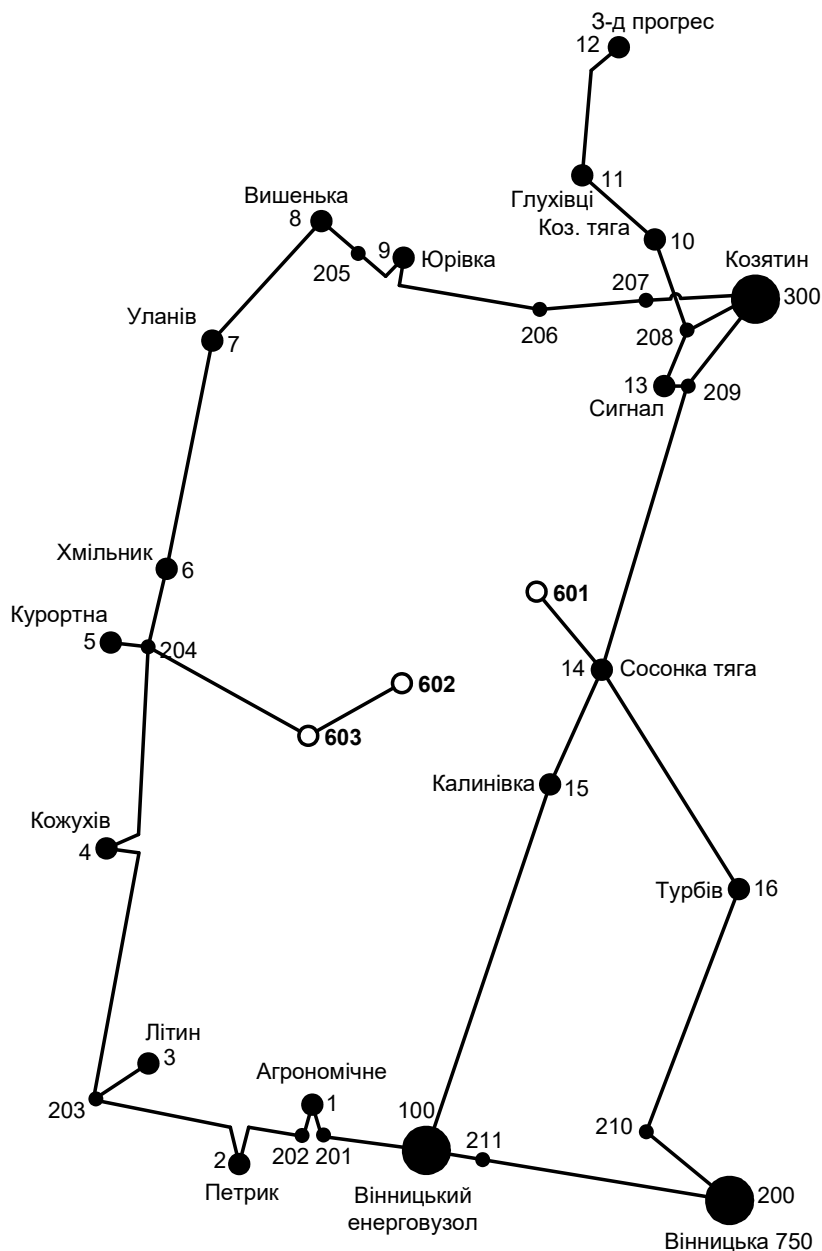


Рисунок 2.3 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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 додаткові ЛЕП між вузлами 601-602 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

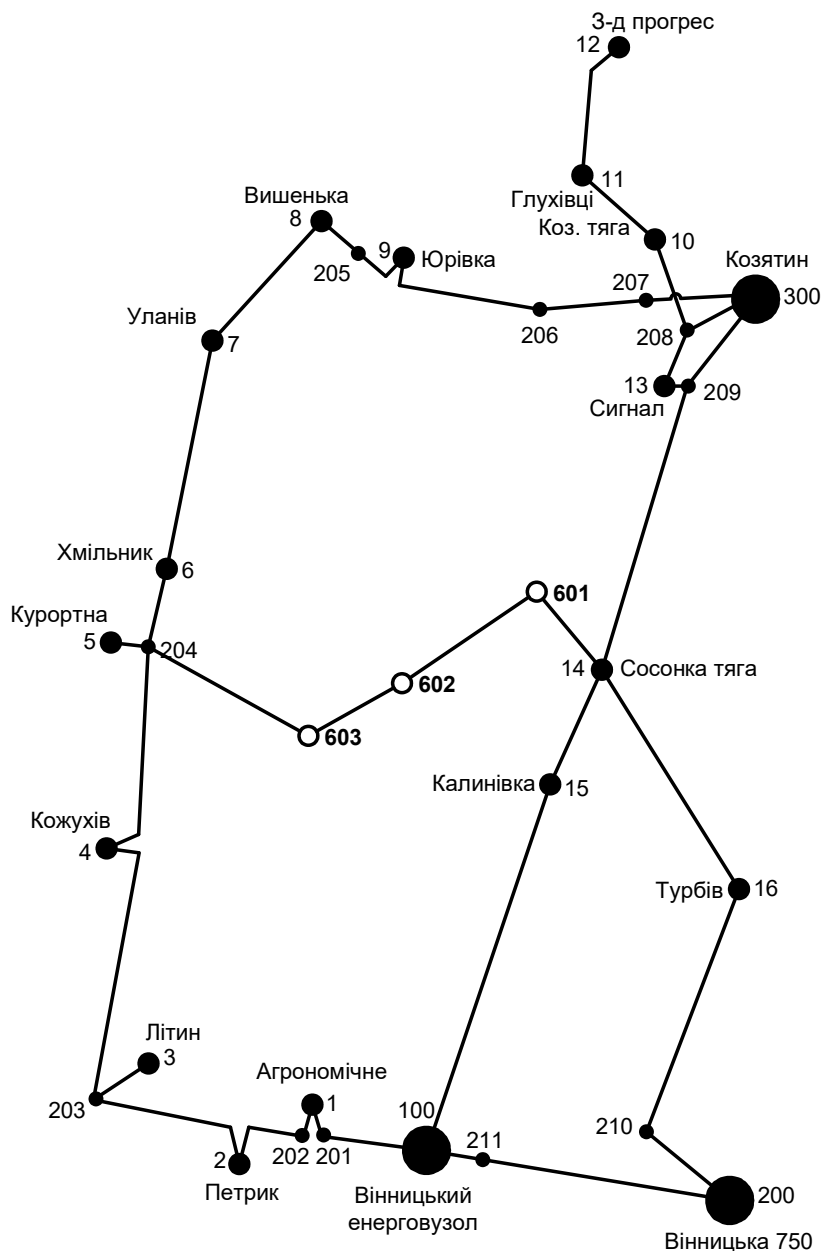


Рисунок 2.4 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 601-602 довжиною 13,3 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

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 601, 602, 603). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 6 та 206 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:

$$B_t = K \cdot K_{д} + E, \quad (3.2)$$

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: $L_{\max} \leq 30$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 601, 602, 603. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 30 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 пунктів 206-601, 601-602 та 602-603. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{206-601} + \Delta L_{601-602} + \Delta L_{602-603} = 9,1 + 7,7 + 7 = 23,8 \text{ (км)},$$

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 603-6. 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}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	14-601	7,7	21,2	29,4	13882,7 1	52246,6 5	43538,8 7	43538,8 7
		601-602	13,3	8,9		23536,0 6			
		602-603	8,4	5,5		14827,8 7			
	2	14-601	7,7	21,2	35	13882,7 1	62825,6	52354,6 6	52354,6 6
		601-602	13,3	8,9		23536,0 6			
		603-204	14	24,1		25406,8 2			
	3	14-601	7,7	21,2	30,1	13882,7 1	54117,4	45097,8 3	45097,8 3
		602-603	8,4	5,5		14827,8 7			
		603-204	14	24,1		25406,8 2			
	4	601-602	13,3	8,9	35,7	23536,0 6	63770,7 5	53142,2 9	53142,2 9
		602-603	8,4	5,5		14827,8 7			
		603-204	14	24,1		25406,8 2			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	603-204	14	24,1	14	14827,87	14827,87	10297,13	62651,8
	21	602-603	8,4	5,5	8,4	25406,82	25406,82	17643,63	61182,5
	31	601-602	13,3	8,9	13,3	23536,06	23536,06	16344,49	61442,32
	41	14-601	7,7	21,2	7,7	13882,71	13882,71	9640,772	62783,07

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По В_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 21. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 21 приєднання підстанцій 601, 602, 603 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.

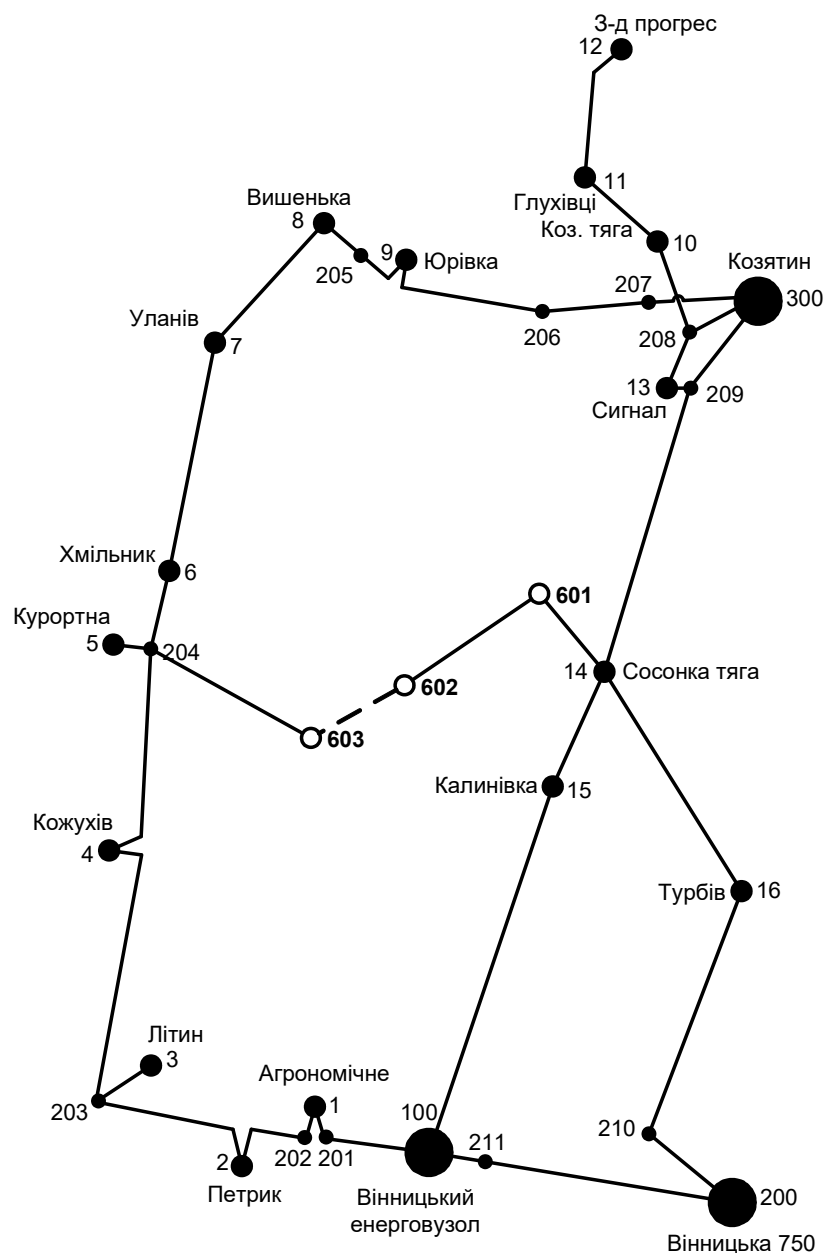


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр}14-601} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\Sigma}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{32.619}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 179.767 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}603-204} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6.421}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 35.385 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}601-602} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9.033}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 49.783 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}602-603} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{14.752}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 81.302 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5200$ (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 14-601;

2й – розрив лінії 603-204;

3й – розрив лінії 14-601 та відсутня генерація на СЕС (602);

4й – розрив лінії 603-204 та відсутня генерація на СЕС (602);

5й – розрив лінії 601-602;

6й – розрив лінії 602-603.

Отримані результати представлені у таблиці 3.3

Таблиця 3.3 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} ,А max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
14-601	0	196.7	0	228.6	131.5	99.8	231.4	390	179.8	АС-240/39
603-204	198.9	0	231.4	0	73.3	103			35.4	АС-240/39
601-602	132	73.3	132.1	103.2	0	31.5			49.8	АС-240/39
602-603	101.6	102.9	132.2	102.9	31.4	0			81.3	АС-240/39

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

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-240/39, було прийняте рішення використати провід АС-240/39, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

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

Для 601 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{20.8}{1.4 \cdot 0.89} = 16.693 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 16 МВА.

У вузлах 602 та 603 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
601	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
602	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
603	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112

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:

$$K_{з1.па} = \frac{18.757}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.172 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{5.567}{(2 - 1) \cdot 10} = 0.884 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{18.3}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.144 \leq 1.4$$

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;

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

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

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 601, 602 та 603 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).

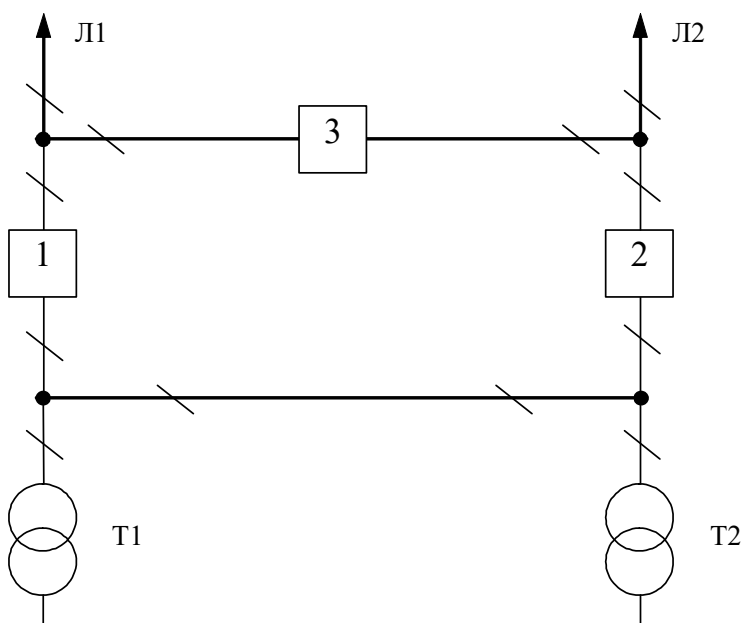


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 601, 602 та 603

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 ПС Сосонка тяга (вузол 14). Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Сосонка тяга (вузол 14) 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 – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин (рис 5.2).

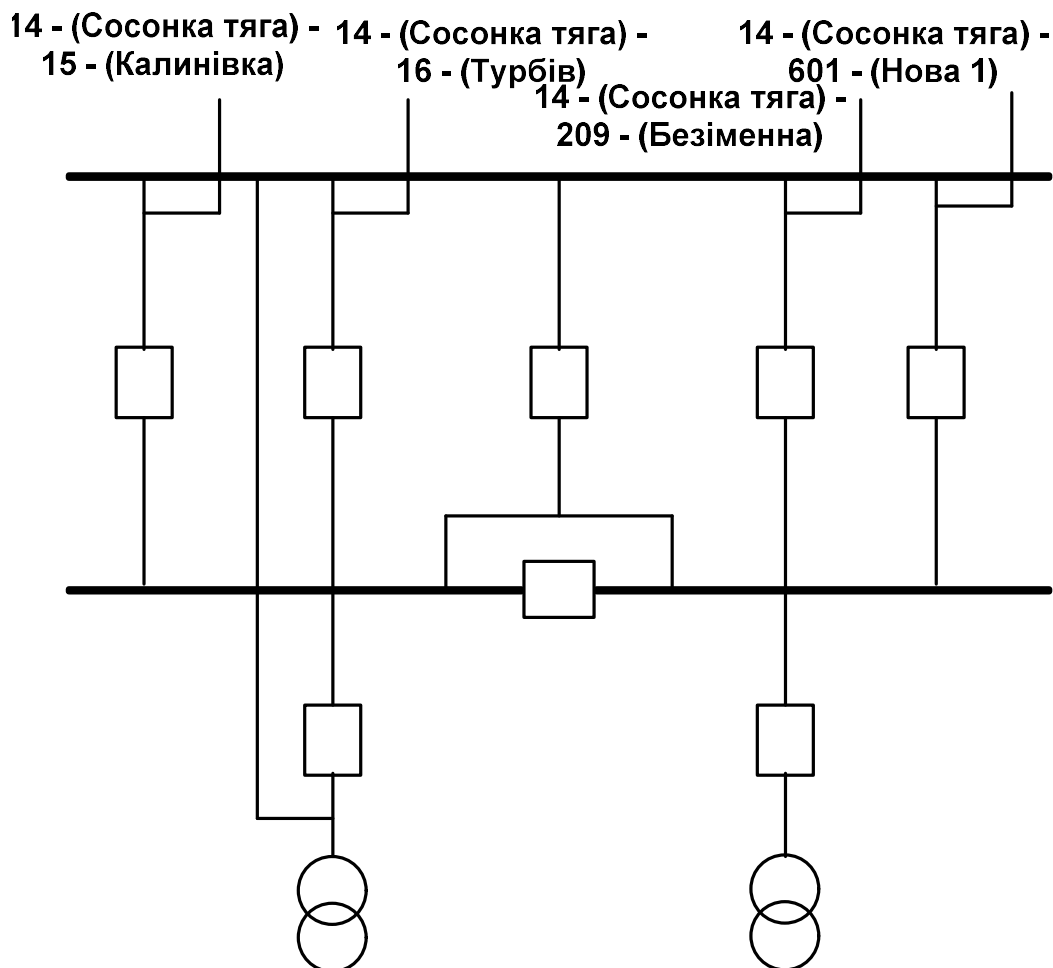


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Хмільник (вузол 6) , що є місцем з'єднання проводів АС-95 ліній «Кожухів - Хмільник» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опору. 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 «Кожухів -

Хмільник» 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 603).

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_v (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 сформувати 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 вимикамчі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	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 ($Z_0 = 237$ грн./кВт·год.);

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

$$M_{ЗБ} = 1731,4 \cdot 237 = 410341,8 \text{ (тис. грн.)}$$

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

$$W_{PIK} = 5200 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год),}$$

$$\Delta W_{HD} = K_{Всум} \cdot W_{PIK} \quad (5.7)$$

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

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	410341,8

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 601,602,603 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 39,1 + 0,05 \cdot 39,1 = 37,145 \text{ (МВт)},$$

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:

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

$$Q_{\Gamma} = 37,145 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 37,145 \cdot 0,34 = 12,629 \text{ (МВАр)}.$$

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 – 14-601

$$Q_{\text{ЛЕП14-601}} = 106,57^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7) = 0,249 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,249 + 0,425 + 0,267 + 0,443 = 1,384 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Ні}} = 0,95 \cdot 10,66 = 10,127 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 10,127 = 1,013 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПі}} = 10,127 + 1,013 - 12,629 - 1,384 = -2,873 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 10,127 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання -2,873 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
601	100,67	95,38	105,93

602	100,39	95,07	105,67
603	100,09	94,76	105,39

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
601	7,87	6,63	9,27
602	8,47	7,44	8,71
603	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 601.

$$\Delta U_{T601} = \frac{((21,2) \cdot (4,38 / 2)) + ((10,86) \cdot (86,7 / 2))}{105,93} = 4,883 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T6016} = \frac{105,93 + 4,883}{10,5} = 10,554$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{т601д} = 10,554$, що відповідає 8-й відпайці.

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

$$U_{HH701д} = \frac{105,93 + 4,883}{10,554} = 10,5 \text{ кВ.}$$

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 трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
601	4,883	10,554	10,5	8	10,611	0,09
602	1,822	10,237	10,5	10	10,298	0,096
603	0,386	10,074	10,5	11	10,141	0,093

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 601, 602, 603 (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; В – 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 електропередач: Сосонка тяга (вузол 14) – 601, 601 – 602 та 603 – Безіменна (вузол 204);
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 601, 602 та 603;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Сосонка тяга (вузол 14).

На другому році:

- будівництво лінії електропередачі: 602-603;
- спорудження відгалуджувальної опори в ПЛ «Кожухів - Хмільник».

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

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 165 906,952 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.5.

Отже, 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:

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

де C_{T} – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 35 = 40\,506,678 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 8,4 = 9\,721,603 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K_1 = 165\,906,952 + 40\,506,678 = 206\,413,63 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 586,23 + 9\,721,603 = 10\,307,833 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

де B_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; B_{Π} – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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:

$$B_{Л1} = (40\,506,678 \cdot 0,3)/100 = 121,52 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л2} = (9\,721,603 \cdot 0,3)/100 = 29,165 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (165\,906,952 \cdot 3)/100 = 4977,209 \text{ (тис.грн.)};$$

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

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: 14-601, 601-602, 603-204 П/ст: 601, 602, 603	+2050	-	4,37
2	ЛЕП:602-603,	+1180	-100	3,5

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 121,52 + 4977,209 + 4,37 \cdot 1,65 = 5105,381 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 29,165 + 17,587 + 3,5 \cdot 1,65 = 52,527 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 54,2 \cdot 5200 = 281840 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 5.5 \cdot 5200 = 28600 \text{ МВт·год.}$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 281840 - 5105,939 = 50698,381 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 28600 - 52,527 = 5610,273 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,258$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,258 = 3,9 \text{ років.}$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	59,7
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	310 440
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	216 721,463
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3,9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,50
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,42
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	726,61
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	10,30

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 (3,9) підтверджують ефективність.

9. СИСТЕМИ ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА ВІД ДІЇ ОТОЧУЮЧОГО ПОВІТРЯ

9.1. Загальні відомості

Відповідно до ГОСТ 11677-75 і ТУ на трансформаторне масло, призначене для ізоляції й охолодження, його необхідно захистити від дії зовнішньої атмосфери, тобто запобігти проникнення вологи і кисню усередину трансформатора щоб уникнути швидкого старіння масла і різкого погіршення його електроізоляційних властивостей.

По характеру взаємозв'язку трансформаторного масла з атмосферою всі трансформатори можна розділити на три групи:

- 1) із прямим зіткненням масла з атмосферою;
- 2) з непрямим зіткненням масла з атмосферою через повітряосушувач;
- 3) без зіткнення з атмосферою.

9.2 Повітряосушувачі

Розширювачі масляних трансформаторів повинні забезпечуватися повітряосушувачем з масляним затвором (ГОСТ 11677-75). Повітряосушувачі часто встановлюють на трансформаторах, що не мають розширювачів, а також на кожухах контакторів перемикаючих пристроїв. Повітряосушувач призначається для очищення від вологи і промислових забруднень повітря, що надходить у трансформатор при температурних коливаннях рівня масла. Він являє собою (Рис. 9.1) наповнений силікагелем металевий циліндр 1, у нижній частині якого поміщений масляний затвор 5, що працює за принципом сполучених посудин. Затвор служить для запобігання вільного доступу повітря в трансформатор і очищує повітря від сторонніх домішок. На повітряосушувач, що вміщує масу силікагелю 2, рівну 5 кг, встановлений показчик рівня масла в масляному затворі. Повітряосушувачі менших

ємностей, показчиків рівня масла не мають. У верхній частині циліндра встановлений патрон, заповнений індикаторним силікагелем 3. Патрон має оглядовий отвір, закритий скляним диском 11. В міру зволоження силікагель у патроні змінює свій колір з блакитного на рожевий. Повітряосушувачі невеликої ємності зазначеного патрона не мають і заповнюються цілком індикаторним силікагелем.

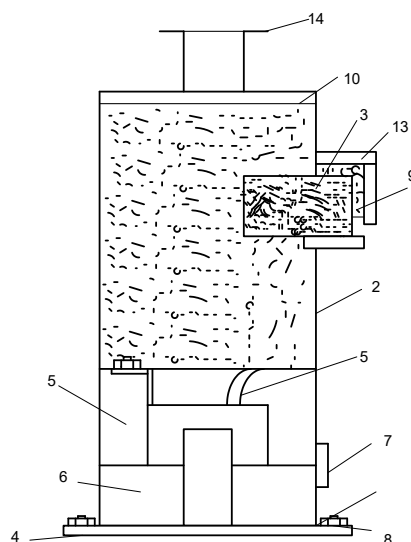


Рисунок 9.1 – Повітряосушувач

1 – корпус; 2 – силікагель; 3 – силікагель індикаторний; 4 – дно;
5 – масляний затвор; 6 – масло трансформаторне; 7 – пробка;
8, 12 – шайби гумові; 9, 10 – сітки; 11 – оглядове скло; 13 – гайка
фасонна; 14 – фланець для приєднання до трубопроводу.

Для зарядки повітряосушувача застосовують сорбент-силікагель марки КСМ (крупний силікагель дрібнопористий) з розміром зерен 2–7 мм (ГОСТ 3956-54), просочений розчином хлористого кальцію. Індикаторний силікагель, крім того, додатково просочують розчином хлористого кобальту. Перед зарядкою повітряосушувача силікагель просушують при 140°C , протягом 8 г або при 300°C протягом 2 г; при цьому висота шару силікагелю не повинна перевищувати 150 мм. Індикаторний силікагель сушать при 100–120°C протягом 8 ч. Зберігають просушений силікагель, щоб уникнути вторинного зволоження, в герметичній тарі, у сухому приміщенні.

Силікагель обробляють розчином хлористого кальцію таким чином: 1) на 10 частин просіяного силікагелю беруть 4 частини хлористого кальцію; 2)

розчиняють 4 частини хлористого кальцію в 8 частинах води; 3) в отриманий розчин засипають 10 частин силікагелю і витримують до повного поглинання ним усього розчину; 4) прокалюють приготований силікагель при 400°C протягом 3 г, попередньо просушивши його при 60°C протягом 5 г. Висота шару силікагелю в обох випадках не повинна перевищувати 150 мм.

Індикаторний силікагель готують таким чином: 1) на 100 частин просіяного силікагелю беруть 40 частин хлористого кальцію і 3 частини хлористого кобальту; 2) розчиняють 40 частин хлористого кальцію в 80 частинах води; 3) розчиняють хлористий кобальт у воді у відношенні 1:1; 4) зливають разом обидва розчини; 5) в отриманий розчин засипають 100 частин силікагелю і витримують до повного поглинання ним усього розчину; 6) сушать приготований силікагель при 100–120°C протягом 15–20 г до придбання ним рівного яскраво-блакитного кольору.

Якщо сушіння індикаторного силікагелю роблять у металевому посуді, то дно і стінки її викладають картоном для повного виключення дотикання індикаторного силікагелю з металом. Робітники, зайняті готуванням розчинів і просоченням силікагелю, повинні працювати в гумових рукавичках. Їхнє робоче місце повинне знаходитися під ковпаком витяжної вентиляції. Зберігати приготований силікагель допускається тільки в герметичній тарі. Силікагель, одержаний безпосередньо від заводів-постачальників трансформаторів, ніякої обробки, крім сушіння, не вимагає.

Зарядку повітряосушувача роблять у наступному порядку: 1) розбирають повітряосушувач, очищують його внутрішні поверхні від забруднень і просушують його; 2) заповнюють патрон індикаторним силікагелем і встановлюють скло в оглядовому вікні; 3) заповнюють фільтр сухим силікагелем таким чином, щоб під кришкою залишався вільний простір висотою 15–25 мм; засипають силікагель під ковпаком витяжної вентиляції; 4) встановлюють масляний затвор і заливають його чистим, сухим трансформаторним маслом через пробку збоку циліндра до встановленої відмітки.

Повітряосушувач з'єднують з повітряною порожниною трансформатора дихальною трубкою за допомогою фланцевого з'єднання або встановлюють безпосередньо на кришці трансформатора. Місце приєднання ущільнюється гумовою шайбою. Повітряосушувачі встановлюють на трансформаторі так, щоб можна було з землі вести спостереження за станом сорбенту. Краще встановлювати їх так, щоб оглядове скло було на відстані 1600 мм від землі, тобто на рівні очей людини.

Контроль за роботою повітряосушувача полягає в спостереженні за кольором індикаторного силікагелю в патроні або корпусі повітряосушувача, якщо він цілком заповнений індикаторним силікагелем. Зміна кольору силікагелю в патроні з блакитного на рожевий вказує на його насиченість вологою. При перших ознаках зміни кольору силікагелю його замінюють новим або відновлюють. Для цього повітряосушувач від'єднують від трансформатора і зливають олію з масляного затвора. Відновлення силікагелю виконують прокалюванням його або продувкою через повітряосушувач сухого гарячого повітря при 120°C до тих пір, поки індикаторний силікагель не стане блакитного кольору. При відновленні силікагелю продувкою гаряче повітря подають через патрубок, яким

Повітряосушувачі виготовляють в основному ємністю 1 і 5 кг силікагелю. Для малих трансформаторів використовують повітряосушувачі ємністю 0,5 кг. Вибір ємності повітряосушувача залежить від маси масла в трансформаторі і терміну роботи повітряосушувача до відновлення силікагелю. Так, повітряосушувач ємністю 5 кг може бути встановлений на трансформаторі, що має масу олії 20 т; при цьому відновлення силікагелю повинне виконуватись через кожні 6 міс, а на трансформаторі з масою олії 40 т при відновленні або заміні силікагелю – через кожні 3 міс. Термін служби силікагелю є умовним і в більшій мірі залежить від вологості і ступеню забруднення повітря.

Велике застосування мають так називані транспортні повітряосушувачі. Це металевий циліндр, на поверхні якого знаходиться ряд отворів, через які

вільно проходить повітря. Усередині нього розташований інший циліндр, виготовлений з металевої сітки, у який засипається силікагель. Зовнішній циліндр додає конструкції повітряосушувача необхідну твердість і, крім, того, охороняє активну частину трансформатора від випадкового попадання на неї силікагелю. повітряосушувач встановлюється на внутрішній поверхні кришки трансформаторів (на тимчасових заглушках, що закривають отвори, призначені для установки вводів) класів напруги 110 кВ і вище, що відправляються з заводу без масла.

9.3 Установка азотного захисту масла

Установка азотного захисту низького тиску (тиск азоту в системі не більш $5 \cdot 10^3$ Па) призначена для запобігання від безпосереднього зіткнення трансформаторного масла з навколишнім повітрям з метою захисту масла від зволоження й окислювання в процесі експлуатації трансформатора. Вона застосовується на трансформаторах класів напруги 220 кВ і вище.

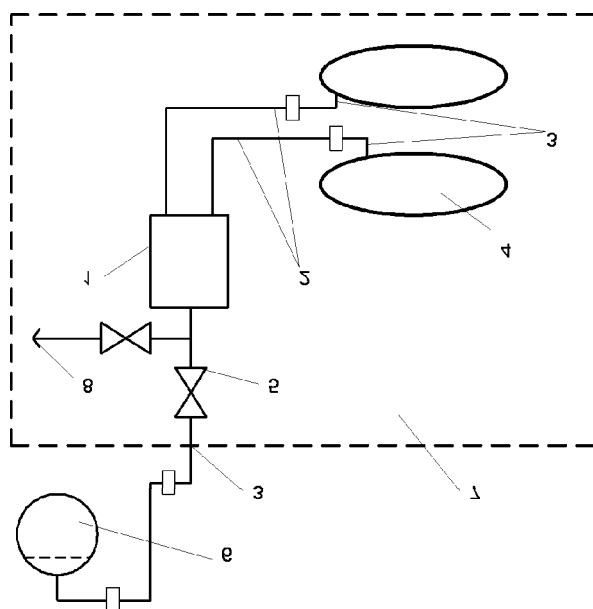


Рисунок 9.2 – Схема установки азотного захисту

1 – осушувач азоту; 2 – гумова трубка; 3 – патрубок; 4 – оболонка; 5 – вентиль; 6 – розширювач трансформатора; 7 – шафа установки азотного захисту; 8 – вентиль для заповнення азотом.

Установка являє собою наповнену азотом еластичну ємність, з'єднану трубопроводом з дихальним патрубком розширювача трансформатора. Цим досягається ізоляція масла від навколишнього повітря. Для запобігання від прямого впливу сонячних променів, атмосферних опадів і механічних пошкоджень еластична ємність поміщується в спеціальну захисну шафу. Схема установки азотного захисту приведена на рис. 9.3. Установка має два типи виконання: 1) для трансформаторів з ємністю розширювача до 4700 л включно; 2) для трансформаторів з ємністю розширювачів до 8000 л включно.

Номінальний надлишковий тиск азоту в еластичних ємностях складає $(2,5 \pm 1) \cdot 10^2$ Па. Еластична ємність являє собою прямокутний резервуар, склеєний із прогумованої тканини. Ємність має металевий патрубок для приєднання трубопроводу і петлі для підвішування в шафі.

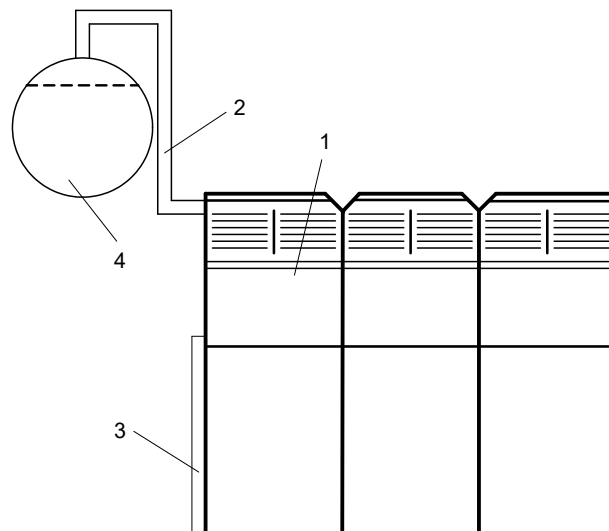


Рисунок 9.3 – Шафа установки азотного захисту

1 – шафа; 2 – трубопровід; 3 – дверцята; 4 – розширювач трансформатора

Шафа установки (рис. 9.3) являє собою розбірну конструкцію, у якій розміщується (підвішується) еластична ємність, осушувач азоту і арматура установки. У шафі передбачені: скоби для підвішування еластичної ємності; двоє дверцят, розташовані по торцях шафи; кронштейн для кріплення

осушувача азоту, розташований навпроти однієї з дверцят; пластина для приварки заземлюючого проводу.

Осушувач азоту має оглядове скло для контролю ступеня зволоження силікагелю. Конструкція осушувача дозволяє робити зміну силікагелю шляхом заміни патрона. При цьому необхідно зняти верхній фланець. Силікагель марки КСМ (ГОСТ 3956-54) установки осушувача азоту оброблюють для визначення ступеня зволоження.

Для полегшення виконання монтажних робіт розводка трубопроводів у шафі виконана трубками з холодостійкої гуми. Шафа установки надійно заземлюють. Еластична ємність, арматура і з'єднуючі трубопроводи повинні бути герметичними. Металеві поверхні фарбують лакофарбовими покриттями, що запобігають корозію металу і допускають тривалу роботу установки. Установка заповнюється азотом з балонів, у яких він знаходиться під високим тиском. Азот (ГОСТ 9293-74) повинен бути вільним від сконденсованої води в балонах. Надлишковий тиск азоту в еластичних ємностях не повинен перевищувати $3 \cdot 10^3$ Па. Контроль герметичності зварених і рознімних з'єднань виконують мильним розчином на заводі-виготовлювачі при надлишковому тиску $5 \cdot 10^4$ Па, а при монтажі – $3 \cdot 10^3$ Па.

В трансформаторах, які мають азотний захист, надмасляний простір вихлопної труби і розширника ретельно ущільнюють. В верхній частині вихлопної труби передбачена пробка для продувки азотом розширника і вихлопної труби. При монтажі азотного захисту особлива увага варто приділяти ретельної герметизації трансформаторів. Монтаж трансформаторів з азотним захистом має ряд особливостей. Монтаж комплектуючих вузлів (вихлопної труби, повітряпровода та ін.), після азотування масла, в баці трансформатора роблять по черзі з обов'язковою продувкою надмасляного простору азотом. У процесі монтажу щоб уникнути розрідження в баці трансформатора при необхідності зливу азотованого масла одночасно підживлюють надмасляний простір азотом.

а) Підготовка і заливання дегазованого масла. Азотний захист дає позитивний ефект у тому випадку, якщо масло в трансформаторі не містить розчиненого повітря (кисню). Тому попередньо варто дегазувати масло.

Велике значення має правильна підготовка і заливання дегазованого масла. Попередньо, масло піддають очищенню і сушінню. Дегазацію масла перед заливанням роблять у спеціальних баках. При дегазації заливання масла в ці баки роблять зі швидкістю не більш 3 т/г і при залишковому тиску не вище 666,5 Па. Масло повинне бути новим і відповідати ГОСТ 982-68. Пробивна напруга масла повинна бути близько 63 кВ, вміст вологи не більше 0,001% і вміст газу не більш 0,1% по об'єму. Після заливання масла в трансформатор по закінченні вакуумування трансформатора в надмасляний простір через повітряосушувач, заповнений силікагелем, подають азот доти, поки тиск азоту над маслом не досягне $3 \cdot 10^4$ Па. При цьому кількість азоту повинна бути не більш 60-70% призначеного для азотування масла.

Зразкову кількість азоту, m^3 , для азотування можна розрахувати по формулі:

$$V_{N_2} = V_1 k_t / 100 + V_2 \quad (9.1)$$

де V_1 – кількість залитої олії, m^3 ; V_2 – об'єм повітряної порожнини, m^3 ; k_t – коефіцієнт розчинності азоту, %.

Значення k_t у залежності від температури при атмосферному тиску $1 \cdot 10^5$ Па складають:

Температура, °C..... 0 25 40 60 80

Коефіцієнт розчинності азоту, % 8,0 8,6 8,85 9,1 9,5

При азотуванні масло охолоджується внаслідок поглинання великої кількості азоту, обсяг масла зменшується, а обсяг надмасляного простору збільшується. Це може привести до розрідження. Тому по мірі розчинення азоту в маслі додають нову порцію азоту, доводячи тиск у баці до атмосферного, і додають азот у бак до стабілізації атмосферного тиску в баці

протягом 6 г. Азотування масла можна робити за допомогою еластичної ємності установки азотного захисту. При цьому процес насичення азотом масла контролюють мановакуумметром. По закінченні азотування масло перевіряють на вміст газу. Допускається відхилення, від зазначених величин не більш як на 5%. Масло, призначене для доливання в трансформатор, також повинне бути попередньо дегазоване й азотовано.

Після закінчення монтажу і доливання масла беруть пробу масла з бака трансформатора і газу з надмасляного простору. Проба газу повинна містити кисню не більш 0,1%. Проба відбирається через кран для підкачування азоту в установку азотного захисту. Аналіз газу (ГОСТ 5439-56) роблять на газоаналізаторі типу ВТИ-2. Після монтажу і підключення азотного захисту, систему охолодження трансформатора заповнюють азотованим маслом. Заповнення охолоджувачів проводять по черзі. Не допускається одночасне заповнення маслом двох і більш охолоджувачів. Щоб уникнути розрідження в розширювачі і вихлопній трубі, заповнення маслом роблять повільно: протягом не менш як 20 хв. для одного охолоджувача.

б) Підготовка азоту для заповнення трансформатора і м'яких резервуарів. Азот, що зберігається в балонах під тиском $(12-15) \cdot 10^6$ Па, може містити вологу, і застосовувати його можна тільки після її видалення. Для цього встановлюють балони вентилям униз на час не менш як 8 г. Після такої витримки, поступово відкриваючи ventиль, випускають з нього суміш газу з водою, і після того як вийде вода, відразу ж закривають ventиль. Після зливу води балони ставлять вертикально вентилям нагору і витримують у такому положенні протягом 8 г. Після цього можна заповнювати трансформатор і установки азотного захисту.

Зберігають балони в місцях, захищених від сонячного проміння і удалині від нагріваючих приладів. З балонами слід поводитись обережно, не кидати їх і не перекидати.

Перед приєднанням балона до редуктора установки, продувають штуцер вентиля балона. Для цього на 1–2 с. повільно і плавно повертають маховичок

вентиля на $\frac{1}{4}$ оберту. При цьому оператор знаходиться збоку штуцера вентиля, щоб не отримати травму від струменя азоту.

в) Монтаж установки і її включення. Монтаж установки роблять у наступній послідовності. Спочатку встановлюють на фундаментні болти раму шафи і закріплюють на ній бічні листи стінки. Встановлюють і закріплюють патрубков для з'єднання установки з трубопроводом, що йде до розширювача. Роботу с м'якими резервуарами проводять при температурі не нижче ніж - 25°C. Знімають заглушки зі штуцерів м'яких резервуарів, навертають і ущільнюють патрубки для приєднання гумової трубки. Потім підвішують резервуари на скобах рами установки таким чином, щоб штуцер патрубка був спрямований вниз убік дверцят шафи. Встановлюють і закріплюють кришку шафи і приєднують патрубок установки з трубопроводом розширювача трансформатора і ущільнюють його.

Наступним етапом монтажу є установка на шафі осушувача азоту, з'єднання його гумовими трубками з м'якими резервуарами і його заповнення на 0,9 об'єму попередньо обробленим для індикації силікагелем марки КСК (ГОСТ 3956-54). Після цього через кран на осушувачі наповняють м'який резервуар сухим азотом (з вмістом кисню не більш ніж 0,003%), ущільнюють усі місця можливого витоку азоту. В існуючих установках з одним резервуаром кількість азоту доводять до 5,75 м³, із двома резервуарами – до 4,8 м³ у кожному резервуарі. Після заповнення кран на осушувачі закривають тимчасовою пробкою. Перевірку герметичності роблять змочуванням місць ущільнення мильним розчином.

Об'єм азоту, м³, у м'якому резервуарі визначають по формулі:

$$V_P = V_{\Delta}(P_H - P_K) 10^3 / P_P \quad (9.2)$$

де V_P – об'єм азоту в м'якому резервуарі, м³; V_{Δ} – об'єм балона, дм³; P_H – початковий надлишковий тиск у балоні, Па; P_K – кінцевий тиск у балоні, Па; P_P – граничний тиск у м'якому резервуарі, Па.

Тиск P_p не повинний перевищувати $103 \cdot 10^3$ Па.

Приклад 1. М'який резервуар необхідно заповнити $1,2 \text{ м}^3$ азоту. Об'єм балону 40 л. початковий тиск у балоні $1,35 \cdot 10^7$ Па. Тоді з формули (3) маємо:

$$P_H - P_K = V_P P_P / V_\delta \cdot 10^{-3} \quad (9.3)$$

$$P_H - P_K = 1,2 \cdot 1000 \cdot 103 \cdot 10^3 / 40 = 0,3 \cdot 10^7 \text{ Па.}$$

$$P_K = P_H - 0,3 \cdot 10^7 \quad (9.4)$$

$$P_K = (1,35 - 0,30) \cdot 10^7 = 1,05 \cdot 10^7 \text{ Па.}$$

Для заповнення м'якого резервуара $1,2 \text{ м}^3$ азоту тиск у балоні необхідно знизити з $1,35 \cdot 10^7$ до $1,05 \cdot 10^7$ Па.

Після заповнення м'яких резервуарів до пластини шафи приварюють заземлюючу шину. Місце зварювання зачищають і зафарбовують. Потім доливають трансформатор маслом і заливають розширювач до верхньої відмітки рівня олії. Після цього перевіряють герметичність усіх вузлів трансформатора. Для цього через гумову трубку, для приєднання установки азотного захисту, в системі створюють тиск азотом, рівне $5 \cdot 10^3$ Па. Усі місця з'єднання і зварювання перевіряють мильним розчином. Тиск за звичай вимірюють водяним дифманометром, встановленим на вентилі 5 (рис. 5.4). Відкривають пробку у верхній частині вихлопної труби. Через гумову трубку установки азотного захисту продувають азотом надмасляний простір трансформатора протягом 5 хв. Тиск у розширювачі не повинен перевищувати $5 \cdot 10^3$ Па.

Потім закривають пробку у верхній частині вихлопної труби, ущільнюють її і приєднують гумову трубку установки азотного захисту до крана на азотному осушувачі й ущільнюють місце з'єднання. Зливають масло через нижній кран розширювача до відмітки рівня масла на розширювачі, що відповідає температурі навколишнього повітря. При цьому азот самопливом надходить у розширювач з м'якого резервуара.

г) Контроль стану установки азотного захисту і її експлуатація. Контроль стану установки роблять періодично. Він полягає в наступному: 1) визначають

кількість масла в розширювачі і азоту в м'яких резервуарах; 2) визначають колір силікагелю; 3) відбирають проби газу з газової подушки.

Кількість масла в розширювачі і азоту в м'яких резервуарах визначають візуально. При найвищому рівні масла в розширювачі ємність заповнена максимально і навпаки. При цьому азот у ємності не повинний бути відсутнім. Якщо зменшення обсягу резервуара не відповідає обсягові масла в розширювачі, необхідно перевірити стан резервуара. При гарному стані резервуара необхідно перевірити герметичність усіх з'єднань в надмасляному просторі трансформатора й усунути несправність. Якщо, крім того, герметичність з'єднань у надмасляному просторі – надійна, поповнення (підживлення) резервуарів азотом роблять у середньому 1 раз на рік через кран на осушувачі азоту. При цьому кран, що з'єднує розширювач з м'якими резервуарами, закривають.

Практикується наступна періодичність контролю стану установки азотного захисту: 1) контроль наповнення м'яких резервуарів – 1 раз на місяць; 2) перевірка ступеня зволоження силікагелю – 1 раз на 3 мес; 3) контроль стану резервуарів – 1 раз на рік; 4) контроль трубопроводу – 1 раз на рік; 5) добір і аналіз проб газу – 1 раз на 6 міс.

Оцінку ступеню зволоження силікагелю роблять виходячи з наступних даних:

Таблиця 9.1 – Оцінка ступеню зволоження силікагелю

КОЛІР СИЛІКАГЕЛЮ	Кількість поглинутої води, % маси силікагеля
Яскраво-синій.....	1
Блакитний.....	3
Ліловий.....	5
Вся маса зерен лілова і декілька зерен - рожеві.....	10
Суміш рожевих і світло-лілових зерен.....	15
Більшість зерен рожеві.....	20
Всі зерна рожеві.....	25

Силікагель заміняють при кількості поглиненої води, рівній 10%. Зміну силікагелю роблять у наступній послідовності: 1) перекривають кран, що з'єднує розширник з м'яким резервуаром; 2) знімають нижню кришку осушувача азоту, висипають силікагель, встановлюють і ущільнюють заглушку; 3) знімають верхню заглушку осушувача азоту, наповняють 0,9 його обсягу силікагелем, встановлюють і ущільнюють заглушку; 4) відкривають кран, що з'єднує розширник з м'яким резервуаром.

Вміст кисню в азоті повинне бути ще більш 1%. В противному випадку роблять заміну азоту на сухий із вмістом кисню не більш 0,003%. Через 3-4 міс. повторюють аналіз проб газу.

9.4 Установка автоматичного підживлення азотом

Установка (рис. 9.4) призначається для автоматичного підживлення азотом трансформаторів на період їхнього транспортування до місця монтажу і на період їхнього збереження до включення. Протягом 30 суток установка забезпечує підживлення трансформатора азотом без заміни балонів з моменту її включення в роботу. Вона надійно працює при будь-яких природних коливаннях атмосферного тиску і вологості повітря, при температурі навколишнього середовища від -45 до +45°C.

В установці застосовують азот з максимальним сумарним вмістом домішок не більш 0,5%. Максимальна витрата азоту через установку складає 0,75 м³/сут.

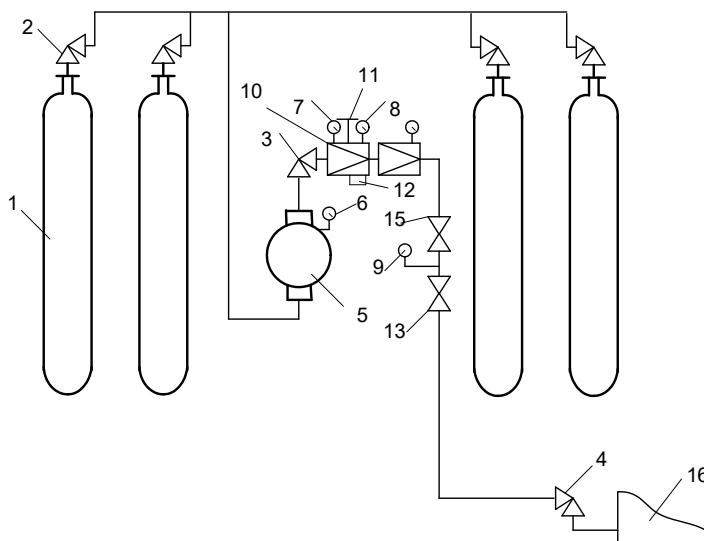


Рисунок 9.4 – Схема установки автоматичного підживлення азотом

1– балони з азотом; 2–4 – вентилі; 5 – осушувач; 6–9 – манометри; 10 – редуктор; 11 – гвинт регулювальний редуктора; 12 – клапан запобіжний редуктора; 13 – сопло видаткове; 14 – клапан запобіжний; 15 – гвинт регулювального клапана; 16 – бак трансформатора.

З балонів 1 (рис. 9.4) азот надходить в осушувач 5, у якому з азоту вилучається волога. З осушувача азот надходить у редуктор 10, де його тиск знижується до $(2 - 5) \cdot 10^5$ Па. Потім, проходячи через сопло 13, за допомогою якого забезпечується витрата азоту $0,75 - 0,67$ м³/сут, і запобіжний клапан 14, азот надходить у бак трансформатора. Запобіжний клапан служить для обмеження тиску азоту в баці трансформатора до $5 \cdot 10^4$ Па. Манометр 9 призначений для контролю азоту в баці трансформатора. Перш ніж включити установку в роботу, необхідно провести ряд підготовчих мір.

а) Настроювання запобіжного клапана і перевірка установки на герметичність. Спочатку установку через вентиль 4 (рис. 9.4) приєднують до порожнього балона ємністю 40 л (надлишковий тиск в балоні дорівнює нулеві) і відкривають вентиль. Після цього викручують гвинт 11, створюють перед соплом 13 тиск $(1,5 \pm 1) \cdot 10^5$ Па, здійснюючи контроль за зміною тиску по манометрі 8. За допомогою регулювального гвинта 15 настраюють запобіжний клапан 14 на тиск $46 \cdot 10^3$ Па з допуском $+4 \cdot 10^3$ Па і законтривають гвинт. Контроль ведуть також по манометру 9. Правильно настроєний клапан 14

повинен відкриватися при надлишковому тиску не вище $5 \cdot 10^4$ Па і закриватися при надлишковому тиску не нижче $46 \cdot 10^3$ Па. Правильність настроювання клапана перевіряють у такий спосіб. За початком відкривання клапана звичайно стежать по утворенню мильної кулі в отворі скидання клапана. Якщо протягом 15 хв. після початку відкривання стрілка манометра 9 не перейшла за оцінку на шкалі $5 \cdot 10^4$ Па, клапан на відкривання настроєний правильно. Потім, вивернувши гвинт 11 до повного ослаблення пружини редуктора, закривають вентиль 4 і, змочуючи мильним розчином отвір скидання, визначають по відсутності мильної кулі повне закривання клапана, стежачи за показанням манометра 9. Якщо стрілка манометра не опустилася нижче оцінки на шкалі $46 \cdot 10^3$ Па, то клапан на повне закривання настроєний правильно.

Герметичність установки перевіряють у такий спосіб. Відкривають вентиль 4 (рис. 9.4) і змочують усі роз'ємні і нероз'ємні з'єднання установки мильним розчином. При виявленні витоку азоту роблять підтяжку роз'ємних з'єднань і підпайку нероз'ємних з попереднім від'єднанням від установки негерметичних ділянок. Особливу увагу приділяють герметичності вентилів 2 – 4. Балони з негерметичними вентилями заміняють. Відвертаючи натискну гайку запобіжного клапана 12 редуктора 10 або вкручуючи гвинт 11 редуктора 10, встановлюють стрілку манометра 9 проти поділки $4 \cdot 10^4$ Па, після чого, натискну гайку запобіжного клапана 12 повертають у вихідне положення, а гвинт 11 викручують до повного послаблення пружини. Після цього закривають вентиля 2 і 4. Якщо по проходженню 1 г після закривання вентилів покази манометрів 6, 7, 8 і 9 не змінилися, установка герметична. При заміні балонів 1 з негерметичними вентилями вентиля 2 і 3 повинні бути закриті.

б) Настроювання установки на постійну витрату азоту. Для настроювання установки спочатку відкривають вентиль 4 і знижують тиск у балоні до $17 \cdot 10^3$ – $19 \cdot 10^3$ Па, здійснюючи контроль за зниженням тиску по манометру 9. Відкривають вентиля 2 і 3 і, вкручуючи регулювальний гвинт 11, створюють на виході з редуктора 10 тиск $3 \cdot 10^5$ Па (контролюють по манометру 8). По манометру 9 стежать за досягненням надлишкового тиску $2 \cdot 10^4$ Па і при

цьому тиску включають секундомір і виключають його при досягненні надлишкового тиску $4 \cdot 10^4$ Па. Якщо покази секундоміра знаходяться в межах 15хв. 50с. – 16хв. 20с., то установка на витрату азоту настроєна вірно. У протилежному випадку настройку повторюють, регулюючи тиск на виході з редуктора 10 у межах $2 \cdot 10^5$ – $5 \cdot 10^5$ Па. Після настройки законтривають регулюючий гвинт 11 редуктор, вентилі 3 і 4 і від'єднують від останнього гнучкий шланг установки, заглушивши його пробкою. На вентилі - 2 надягають захисні ковпаки і кожух на апаратуру установки і опломбовують його (крім люка навпроти вентиля 3).

в) Включення установки в роботу. Установка навішується на бак трансформатора 16, заповнений сухим азотом з надлишковим тиском $34 \cdot 10^3$ Па. Спочатку продувають вентиль 4 (рис. 9.4), приєднують до нього гнучкий шланг установки, відкривають вентиль і перевіряють мильним розчином герметичність місця з'єднання. Через 2 г термосигналізатором, встановленим на баці, вимірюють температуру азоту в баці трансформатора; якщо вона не перевищує 45°C , надлишковий тиск азоту в баці доводять до наступних значень (контролюють по манометру 9):

Таблиця 9.2 – Допустимий тиск в баці трансформатора

Температура азоту в баці трансформатора, $^\circ\text{C}$	Надлишковий тиск в баці трансформатора, 10^4 Па
До 20	3.4
Вище 20 до 30	3.8
Вище 30 до 40	4.2
Вище 40 до 45	4.4

Примітка: Стрілка манометра не повинна виходити за границю відмітки поділки шкали більше ніж на половину своєї ширини.

Через 24 г повторно вимірюють температуру і знімають покази надлишкового тиску з манометра 9. Тиск азоту в баці повинен знизитися не більше ніж на $1 \cdot 10^3$ Па. Якщо температура азоту відрізняється від первинної, то враховують поправку через об'ємне розширення азоту:

Таблиця 9.3 – Поправка через об'ємне розширення азоту

Різниця температур азоту на початку і в кінці випробування, °С.	Поправка через об'ємне розширення азоту, 10 ² Па	Різниця температур азоту на початку і в кінці випробування, °С.	Поправка через об'ємне розширення азоту, 10 ² Па
1	5	9	41,5
2	9,5	10	46
3	14	11	50,5
4	19	12	55
5	23,5	13	59,5
6	26	14	64
7	32,5	15	68,5
8	37		

Приклад 2. Початкова температура азоту дорівнює 24°C. Тоді надлишковий тиск у баці трансформатора складає $38 \cdot 10^3$ Па. Температура азоту через 24 г понизилася до 21°C, а тиск по манометру 9 складає $36 \cdot 10^3$ Па. Для того щоб визначити падіння тиску через витік азоту, необхідно від початкового тиску відняти кінцевий і виправлення через об'ємне розширення азоту для перепаду температур $24 - 21 = 3^\circ\text{C}$, тобто $(38 - 36 - 1,4) \cdot 10^3 = 0,6 \cdot 10^3$ Па, що менше $1 \cdot 10^3$ Па. Отже, бак іспит на герметичність витримав.

Приклад 3. Початкова температура азоту дорівнює 14°C. Надлишковий тиск у баці трансформатора складає $34 \cdot 10^3$ Па. Температура азоту через 24 г підвищилася до 20°C, а тиск по манометру 9 складає $35 \cdot 10^3$ Па. Для того щоб визначити падіння тиску через витік азоту, необхідно до початкового тиску додати виправлення через об'ємне розширення, взяте для перепаду температур $20 - 14 = 6^\circ\text{C}$, і відняти кінцевий тиск, тобто $(34 + 2,6 - 35) \cdot 10^3 = 1,6 \cdot 10^3$ Па, що більше припустимого $1 \cdot 10^3$ Па. Отже, бак іспит на герметичність не витримав. Необхідно знайти місця витоків азоту, усунути виток і повторити іспит на герметичність.

Для включення установки в роботу через люк, розташований на лівій бічній стінці кожуха, відкривають вентиль (Рис. 9.4). Потім на люк встановлюють заглушку, а на вентиль 4 – захисний ковпак. По манометру 7

перевіряють тиск у балонах 1, яке повинно бути не менше $12,5 \cdot 10^6$ Па при $+20^\circ\text{C}$. Якщо температура навколишнього повітря відрізняється від $+20^\circ\text{C}$, мінімальний тиск у балонах визначають по табл. 5 і порівнюють з дійсним. Дійсний тиск повинний бути вище визначеного по таблиці. У противному випадку балони заміняють.

Таблиця 9.4 – Визначення мінімального тиску в балонах

Температура оточуючого повітря, $^\circ\text{C}$	Мінімальний тиск в балоні, 10^6 Па	Температура оточуючого повітря, $^\circ\text{C}$	Мінімальний тиск в балоні, 10^6 Па
+45	13,55	0	11,6
+40	13,35	-5	11,4
+35	13,15	-10	11,2
+30	12,9	-15	11,0
+25	12,7	-20	10,8
+20	12,5	-25	10,55
+15	12,25	-35	10,15
+10	12,05	-40	9,9
+5	11,8	-45	9,7

Після включення установки в роботу надлишковий тиск азоту в баці трансформатора протягом 30 діб підтримується автоматично в межах $1 \cdot 10^4$ – $5 \cdot 10^4$ Па.

Заміну балонів роблять у тому випадку, якщо під час експлуатації установки тиск в них знизився до $(2 \div 5) \cdot 10^5$ Па. Для цього закривають вентилі 3 і 2 (рис. 9.4), від'єднують від них трубопровід і знімають балони зі скоб кріплення. На скоби встановлюють нові балони, з яких злита вода. Потім балони продувають, з'єднують трубопровід з вентилями 2, відкривають вентилі і перевіряють мильним розчином на герметичність вентилі і місця приєднання до них трубопроводів. Після цього відкривають вентиль 3 і встановлюють захисні ковпаки на вентилі 2 і заглушку на люк навпроти вентиля 3. Ущільнювальні прокладки роз'ємних з'єднань заміняють новими.

9.5 Інші способи захисту масла

Одним зі способів захисту масла від зволоження й окислювання є плівковий захист. Він передбачає в розширнику еластичну ємність, розташовану в надмасляному просторі і заповнену повітрям, що вільно надходить у неї при “подиху” трансформатора. При розширенні масла в зв'язку з підвищенням температури навколишнього середовища повітря виходить з ємності і вона стискується. При зворотному процесі рівень масла знижується і в ємність поступає зовнішнє повітря.

Існує спосіб захисту масла із застосуванням масляного затвора що усуває контакт масла в розширнику з зовнішнім повітрям. У цьому випадку розширник повинний мати три відсіки, тобто дві додаткові ємності. Надмасляні простори відсіків 1 і 2 заповнені азотом і мають зв'язок один з одним у верхній частині. Таким чином, при підвищенні об'єму масла в відсіку 1 розширника, витиснутий з цього відсіку азот переходить у відсік 2, рівень масла в якому знижується. Відповідно підвищується рівень масла у відсіку 3 і частина повітря з нього виходить назовні. При зворотному процесі зовнішнє повітря входить у відсік 3, але завдяки масляному затворові не попадає у відсіки 1 і 2. Різновидом цього способу захисту є спосіб із застосуванням герметизуючого складу. Принцип роботи цього способу такий же, як і способу захисту масляним затвором.

В трансформаторах без розширників застосовують спосіб захисту масла, який базується на повній герметизації трансформатора. В цьому випадку трансформаторні баки заповнюють маслом не повністю. Під кришкою знаходиться надмасляний простір, заповнений азотом. У зв'язку з тим що при температурних змінах об'єму масла, в трансформаторі виникає надлишковий тиск або розрідження, для їхнього обмеження приходиться збільшувати об'єм надмасляного простору, заповнений азотом. До ущільнень і зварених швів герметизованих трансформаторів висувають підвищені вимоги: при розрідженні усередину трансформатора не повинне засмоктуватися повітря.

Для запобігання аварії при надмірному підвищенні тиску застосовують реле тиску, що спрацьовує при тиску більш $75 \cdot 10^3$ Па, трансформатор одержує зв'язок з зовнішнім повітрям і тиск у ньому знижується. На цих трансформаторах також установлюють мановакуумметри, що сигналізують про підвищення тиску.

В даний час необхідно створити такий захист, що захищав би ізоляцію не тільки від зволоження, але і від насичення її газом і окислювання киснем повітря. Азотний захист надійно захищає ізоляцію від зволоження і окислювання, але при її постійній дії масло поступово насичується азотом. Враховуючи, що велика частина вологи, яка є в трансформаторі, знаходиться в твердій ізоляції і що перехід вологи з твердої ізоляції в масло прискорюється нагріванням, необхідно здійснити безперервне сушіння масла, особливо потужних трансформаторів високих класів напруги. Тому в багатьох країнах проводять дослідження з метою створення найбільш ефективного захисту ізоляції від зволоження й окислювання.

В зв'язку з прогресом, досягнутим в області напівпровідникової техніки, з'явилася можливість застосувати захист за допомогою термоелектричного осушувача, робота якого заснована на ефекті Пельтьє: шляхом термоелектричного охолодження сушиться повітря – те що надходить і те що знаходиться в розширнику повітря. При пропущенні струму через напівпровідникові елементи на їхньому холодному спаї, розташованому в каналі осушувача, виникає температура біля -20°C . Повітря з верхньої частини розширювач трансформатора завдяки термосифонному ефектові надходить у канал осушувача. Проходячи по ньому вниз, повітря охолоджується, і волога яка в ньому міститься випадає на спеціальних ребрах у вигляді інею та льоду. Сухе охолоджене повітря повертається у розширювач. При переключенні полярності постійної напруги живлення термоелектричних перетворювачів відбувається перехід холодного спаю їх у режим нагрівання. Лід, стикаючись з нагрітими ребрами, перетворюється у воду, яка витікає з термоохолоджуючого пристрою, і збирається в збірнику конденсату. Процес

виморожуванів вологи триває 24 г, а процес нагрівання, що приводить до розплавлення льоду - 10 хв.

Під дією температурних коливань змінюються рівень масла в розширнику і відповідно об'єм повітря в надмасляному просторі. Після вирівнювання тиску прямого зв'язку осушеного повітря з атмосферою не існує. При підвищенні рівня масла в розширнику, зайве повітря через масляний затвор викидається в атмосферу. При замерзанні вологи спускний отвір осушувача закривається льодом. Одночасно відбувається безперервна циркуляція повітря, що знаходиться в розширнику через осушувач. Таким чином, осушувач одночасно робить сушіння повітря, над ходячого в трансформатор і того, що знаходиться в розширнику.

При термосифонному ефекті кількість повітря з абсолютною вологістю 2 г/м³, що проходить через осушувач, досягає 1,5 м³/ч. Продуктивність осушувача складає 7 - 8 г/г.

Осушувач живиться від мережі трифазного струму напругою 380/220 В, частотою 50 Гц. Зразки, таких осушувачів в Україні встановлені на деяких працюючих трансформаторах.

9.6 Порівняння різних способів захисту масла

При сучасних методах сушіння вологовміст твердої ізоляції при випуску трансформаторів із заводу повинен складати:

1) для трансформаторів, класів напруги 110–330 кВ із розширником, термосифонним або адсорбційним фільтром (адсорбером) і силікагелевим осушувачем - не більш 0,5%;

2) для трансформаторів класів напруги 500 і 750 кВ із більш кращим захистом масла від зволоження - 0,5 і 0,2% відповідно.

Рекомендовані значення вологовмісту твердої ізоляції в експлуатації, забезпечувані конструкцією трансформатора, складають менш 1% для класу напруги 500 кВ і менш 0,5% для класу напруги 750 кВ. Однак зміст вологи в

ізоляції працюючих трансформаторів часто досягає 4%. Це говорить про значне поглинання трансформатором вологи з навколишнього повітря.

Масло призначене для заливання в трансформатор, повинне мати вологовміст не більш 5 г/т. Розподілена волога мало впливає на електричну міцність ізоляції. Однак поглинання вологи з масла твердою ізоляцією при охолодженні і виділення її при нагріванні можуть привести до значної концентрації вологи у напружених ділянках ізоляції.

Волога може надходити також разом з повітрям в розширювач, що різко прискорює процес старіння ізоляції. Тому створення кращої системи осушення повітря, що надходить у розширник, є серйозним чинником для продовження терміну служби ізоляції. Практично не існує захисту ізоляції трансформаторів, що цілком задовольняла б усім вимогам, тобто підтримувала б стан ізоляції на рівні заводського сушіння. Труднощі створення такого захисту визначається тим, що, охороняючи ізоляцію від зволоження, необхідно захистити її від насичення газами й окислювання киснем повітря.

Застосовувані пристрої захисту мають свої переваги і недоліки. Найбільш розповсюдженим способом є захист ізоляції за допомогою силікагелевого осушувача. Це також і найпростіший спосіб захисту, не потребуючий великого догляду. При використанні одночасно термосифонного фільтра для регенерації, цей спосіб захисту збільшує термін служби масла в 3–4 рази у порівнянні з трансформаторами, оснащені тільки розширником і не мають додаткового захисту.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

10.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією електричних мереж 110 кВ

На лініях 110 кВ виконується низка робіт, таких як: будівництво, реконструкція ЛЕП, прокладення, заміна проводу тощо.

Відповідно до цих робіт можна перелічити небезпечні та шкідливі фактори, які виникають при цьому.

1.1. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- фізичні;
- психофізіологічні.

1.1.1. Фізичні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- рухомі частини виробничого обладнання; вироби, що пересуваються, заготівлі, матеріали;
- підвищена чи знижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може статися через тіло людини;
- підвищений рівень статичної електрики;
- підвищена напруженість електричного поля;
- гострі кромки, задирки та шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів та обладнання [14].

10.2 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле

10.2.1 Період експлуатації або термін служби пристрою до списання визначається моральним чи фізичним зношуванням пристрою до такого стану, коли відновлення його стає нерентабельним. Фізичний знос пристрою не повинен бути причиною відмов. Рішення про заміну пристрою або його

відновлення ухвалюється на рівні енергосистеми, енергопідприємства, у віданні яких знаходяться пристрої РЗА або ПА.

У термін служби пристрою, починаючи з перевірки при новому включенні, входять, як правило, кілька міжремонтних періодів, кожен з яких може бути розбитий на характерні з точки зору надійності етапи: період опрацювання, період нормальної експлуатації та період зносу.

Встановлюються такі види планового технічного обслуговування пристроїв РЗА:

- перевірка при новому включенні (налагодження);
- перший профілактичний контроль;
- профілактичний контроль, профілактичний контроль із заміною ламп;
- профілактичне відновлення (ремонт);
- тестовий контроль;
- випробування;
- технічний огляд.

Крім того, в процесі експлуатації можуть проводитися такі види позапланового технічного обслуговування:

- позачергова перевірка;
- післяаварійна перевірка [15].

10.2.2 Перевірки при новому включенні пристроїв РЗА та ПА, у тому числі вторинних ланцюгів, вимірювальних трансформаторів та елементів приводу комутаційних апаратів, що належать до пристроїв РЗА та ПА, проводяться:

- Перед включенням знову змонтованих пристроїв;
- після реконструкції діючих пристроїв, пов'язаної з встановленням нової додаткової апаратури, переробкою апаратури, що знаходиться в роботі, або після монтажу нових вторинних ланцюгів.

Якщо перевірка при новому включенні проводилася сторонньою організацією налагодження, включення нових і реконструйованих пристроїв без приймання їх службою РЗА забороняється.

10.2.3 Завданням технічного обслуговування в період приробітку з урахуванням особливостей релейного захисту та протиаварійної автоматики є найбільш швидке виявлення припрацьованих відмов та запобігання відмовам функціонування з цієї причини.

Для пристроїв РЗА та ПА приробіткові відмови найбільш характерні у початковий період експлуатації. У решту міжремонтних періодів вони виникають значно рідше.

Період приробітку пристрою релейного захисту та протиаварійної автоматики починається з проведення налагоджувальних робіт перед включенням пристрою в експлуатацію, які при ретельному їх виконанні забезпечують виявлення та усунення більшої частини відмов.

Однак навіть найретельніше налагодження не може гарантувати усунення всіх відмов приробітку. Завжди є ймовірність, що якийсь із дефектів не буде виявлено або з'явиться після налагодження. Крім того, при налагодженні можуть не виявитися приховані дефекти елементів, які виявляться через деякий час після введення пристрою в експлуатацію. До них можуть бути віднесені, наприклад, ослаблена міжвиткова ізоляція обмоток реле і трансформаторів, наявність надломів у дротяних опорах, приховані дефекти радіоелектронної апаратури.

Таким чином, із закінченням налагоджувальних робіт та введенням пристрою в експлуатацію період приробітку не може вважатися закінченим. Необхідно проведення через деякий час після налагодження ще однієї перевірки, після якої з досить великою ймовірністю вважатимуться, що приробіткові відмови виявлені та усунені. Таку перевірку названо першим профілактичним контролем. Термін проведення цього контролю визначається переважно двома суперечливими чинниками.

З одного боку необхідно деякий час для прояву прихованих дефектів і, отже, чим більший цей час, тим вірогідніше їхній прояв. З іншого - зі збільшенням інтервалу між включенням пристрою в експлуатацію та першим профілактичним контролем збільшується ймовірність неправильної роботи пристрою.

Для пристроїв РЗА та ПА на мікроелектронній елементній базі, що мають вбудовані засоби ручного тестового контролю, до першого профілактичного контролю проводиться тестовий контроль.

10.2.4 Завданням технічного обслуговування в період зношування є своєчасне профілактичне відновлення або заміна зношених елементів пристрою з тим, щоб запобігти різкому зростанню параметра потоку відмов. Відповідний вид технічного обслуговування з урахуванням ремонтпридатності переважної більшості елементів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики названо профілактичним відновленням.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою визначається періодичністю відновлення його елементів, що у свою чергу визначається ресурсом цих елементів. Ресурс різних елементів неоднаковий. Однак, враховуючи специфіку умов експлуатації пристроїв РЗА і ПА, доводиться поєднувати терміни профілактичних відновлення різних елементів, схильних до різних процесів старіння.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою РЗА та ПА доцільно визначати ресурсом більшої частини апаратури та елементів цього пристрою.

Для швидкозношуваних реле (мають малий ресурс або велику швидкість вироблення ресурсу) відновлення проводиться також і при проведенні чергового профілактичного контролю.

10.2.5 Завданням технічного обслуговування період нормальної експлуатації, тобто. між двома відновленнями, є виявлення та усунення

раптових відмов з метою запобігання переходу цих відмов у відмови функціонування. Відповідні види технічного обслуговування називаються профілактичним контролем та тестовим контролем.

Профілактичний контроль полягає у перевірці працездатності всього пристрою РЗА та ПА.

Тестовий контроль як додатковий вид технічного обслуговування застосовується для пристроїв на мікроелектронній базі, що мають відповідні інтегровані засоби. Під час тестового контролю здійснюється перевірка працездатності частини пристрою.

Періодичність профілактичного та тестового контролю визначається низкою факторів:

- параметром потоку відмов;
- середнім числом вимог спрацьовування в одиницю часу;
- шкодою від відмови функціонування пристрою РЗА та ПА;
- витратами на проведення профілактичного контролю;
- ймовірністю помилок персоналу у процесі проведення профілактичного контролю.

10.2.6 При частковій зміні схем або реконструкції пристроїв РЗА та ПА при відновленні ланцюгів, порушених у зв'язку з ремонтом основного обладнання, при необхідності зміни уставок, характеристик реле та пристроїв та режиму роботи ПА проводяться позачергові перевірки.

Післяаварійні перевірки проводяться для з'ясування причин відмови функціонування або неясних дій пристроїв РЗА та ПА.

Обсяг та програма післяаварійної перевірки пристроїв системного призначення повинні затверджуватись на рівні енергосистеми.

Періодично повинні проводитися зовнішні технічні огляди апаратури та вторинних ланцюгів, перевірка положення перемикаючих пристроїв, випробувальних блоків та ключів [16].

Розрахунок штучного заземлювального пристрою з використанням природних заземлювачів. В-4

Початкові дані

1. Захисту підлягає електрообладнання механічного цеху.
2. Мережа з глухозаземленою нейтраллю. Напруга мережі $U = 380$ В.
3. Вимірний опір розтікання струму в природному заземлювачі $R_{п.з} = 15$ Ом. Тип додаткового штучного заземлення – кутова сталь 45×4 мм довжиною $l_B = 3$ м. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,7$ м. З'єднувальна смуга шириною $B_C = 0,04$ м.
4. Ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна. Кліматична зона – III.

Розв'язання

1. Визначаємо допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої. Згідно з ПУЕ $R_D \leq 4$ Ом.
2. Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту для III кліматичної зони, вологість нормальна

$$\rho_{РОЗР} = \rho_{ТАБЛ} \cdot K_C,$$

де $\rho_{ТАБЛ} = 300$ Ом $\cdot$ м, (табл. 3.9),

$K_C = 1,3$, (табл. 3.10),

$$\rho_{РОЗР} = 300 \cdot 1,3 = 390 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

3. Визначаємо H – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$H = H_0 + L_B / 2 = 0,7 + 3/2 = 2,2 \text{ м.}$$

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = \frac{\rho_{РОЗР}}{2\pi \cdot L_B} \cdot \left(\ln \frac{2L_B}{d_{EKB}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + L_B}{4H - L_B} \right);$$

$$d_{EKB} = 0,045 \cdot B_K = 0,045 \cdot 1 = 0,048 \text{ м.}$$

$$R_B = \frac{390}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,045} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 101,6 \text{ Ом}$$

5. Визначаємо опір розтікання струму штучного заземлення, якщо врахувати, що штучні і природні заземлювачі з'єднані паралельно та їх загальний опір не перевищує $R_D = 8 \text{ Ом}$

$$R_B = \frac{R_{П.З} \cdot R_{Ш}}{R_{П.З} + R_{Ш}}.$$

$$\text{Тоді } R_{Ш} = \frac{R_D \cdot R_{П.З}}{R_{П.З} - R_D} = \frac{8 \cdot 15}{15 - 8} = 17,1 \text{ Ом}.$$

6. Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$

$$\eta_{Ш} = \frac{R_B}{R_{Ш} - \eta_{П}} = \frac{101,6}{17,1 - 1} = 6 \text{ шт.}$$

7. Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B з табл. 3.12. Заземлювачі розташовані по контуру; $a/L = 1$. $n=6$. Тоді $\eta_B = 0,56$.

8. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням η_B

$$n_B = n_{OP} / \eta_B = 6 / 0,56 = 12.$$

Приймаємо $n = 12$ шт.

9. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n = 12$ шт

$$R_{POЗP.B} = \frac{R_B}{n - \eta_B} = \frac{101,6}{6 \cdot 0,56} = 30,2 \text{ Ом}.$$

10. Визначаємо довжину з'єднувальної смуги:

$$L_c = 1,05 a \text{ а } n = 1,05 \cdot 12 = 37,8 \text{ м}.$$

11. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі:

$$R_{Г} = \frac{\rho_{POЗP}}{2\pi \cdot L_B} \ln \frac{2\pi \cdot L_C^2}{H_0 \cdot B_C} = \frac{390}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \ln \frac{2 \cdot (30,2)}{0,7 \cdot 0,04}$$

$$R_{Г} = 2,1 \text{ Ом}$$

12. Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. За табл. 3.14 при $a/l = 1$, $n_B = 12$ отримуємо $\eta_{Г} = 0,32$.

13. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням $\eta_{Г}$:

$$R_{PO3P.\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{2,1}{0,32} = 6,6 \text{ Ом.}$$

14. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальних та вертикальних заземлювачах

$$R_{PO3P.P} = \frac{R_{PO3P.B} \cdot R_{PO3P.\Gamma}}{R_{PO3P.B} + R_{PO3P.\Gamma}} = \frac{30,2 \cdot 6,6}{30,2 + 6,6} = 5,4 \text{ Ом.}$$

15. Визначаємо загальний опір розтікання струму в штучному та природному заземлювачах

$$R_{3AG} = \frac{R_{П.3} \cdot R_{PO3P.P}}{R_{П.3} + R_{PO3P.P}} = \frac{15 \cdot 5,4}{15 + 5,4} = 4 \text{ Ом.}$$

$$R_{3AG} < R_{ДОП}$$

Отримане загальнорозрахункове значення опору розтікання струму в природному та штучному заземлювачах відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ [17].

10.3 Основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії

Пожежна безпека підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) забезпечується шляхом проведення організаційно-технічних та інших заходів з попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та успішного гасіння пожеж, а також евакуації з зони виникнення та можливого розповсюдження пожежі людей, документів і матеріальних цінностей.

10.3.1. Підготовка персоналу

1.1. Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік повинен проходити спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних

установок та техніки безпеки при пожежах. Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою.

1.2. На кожному енергетичному об'єкті повинні регулярно проводитися протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником енергетичного підприємства.

10.3.2. Підготовка заземлень і електрозахисних засобів

1. Енергетичні об'єкти виготовляють в необхідній кількості пристосування для заземлення пожежних стволів, піногенераторів і насосів пожежних машин з гнучкого мідного голого проводу перерізом не менше 25 мм², які забезпечуються спеціальними струбцинами для з'єднання з заземленими конструкціями (гідрантами водогінної мережі, металевими опорами повітряних ліній електропередач, обсадними трубами артезіанських свердловин тощо). Місця приєднання до заземлених конструкцій визначаються спеціалістами енергетичних об'єктів спільно з представниками гарнізону пожежної охорони, позначаються знаком заземлення та вносяться до графічної частини плану пожежогасіння.

2. Для забезпечення безпеки персоналу та пожежників, які беруть участь у гасінні пожежі електроустановок під напругою, застосовуються індивідуальні ізолюючі електрозахисні засоби (діелектричні рукавиці, боти).

3. Кількість заземлень та індивідуальних ізолюючих захисних засобів і місця їх зберігання визначаються керівниками енергетичних об'єктів з розрахунку подачі вогнегасних засобів на електроустановки, які знаходяться під напругою.

4. Випробування електрозахисних засобів виконується енергетичним об'єктом в установленому порядку.

5. Забороняється використання заземлюючих пристосувань і електрозахисних засобів для інших цілей, крім випадків пожеж або проведення спільних з пожежними підрозділами ДПО тренувань (навчань) на об'єкті.

6. Автомобілі пожежних частин, які охороняють енергооб'єкти, повинні бути укомплектовані електрозахисними засобами відповідно до чисельності бойового розрахунку, який бере участь у гасінні пожежі.

10.3.3. Дії при виникненні пожежі

1. При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті особа, яка першою виявила займання, зобов'язана негайно повідомити начальника зміни електростанції (диспетчера або чергового підстанції, підприємства електромереж), старшого зміни та приступити до гасіння пожежі засобами пожежогасіння, дотримуючись при цьому правил техніки безпеки.

2. Начальник зміни електростанції (диспетчер підстанції або підприємства електромережі) під час гасіння пожежі повинен забезпечити посилення охорони території об'єкта і не допускати до місця пожежі сторонніх осіб.

4. Начальник зміни електростанції (диспетчер або черговий підстанції, підприємства електромереж) про виникнення займання повинен негайно повідомити в пожежну охорону, керівництву енергооб'єкта (за спеціальним списком), а також диспетчеру енергосистеми.

5. Старший у зміні особисто або за допомогою чергового персоналу зобов'язаний визначити місце осередку пожежі, можливі шляхи її поширення, загрозу діючому електрообладнанню, яке опинилося в зоні пожежі, можливість виникнення нових осередків горіння на іншому електрообладнанні, а також до прибуття пожежних підрозділів виконати такі роботи:

— особисто або з допомогою чергового персоналу перевірити ввімкнення автоматичної установки пожежогасіння (при її наявності), а у випадку відмови задіяти її в ручному режимі;

— вжити заходів із створення безпечних умов для персоналу і пожежних підрозділів для ліквідації пожежі;

— провести можливі операції на технологічних установках (вимкнення або перемикання на обладнанні, витіснення водню з генератора, зняття напруги з електроустановок, зливання мастила з мастилобаків турбогенераторів тощо);

— приступити до гасіння пожежі силами та засобами енергетичного об'єкта;

— виділити для зустрічі пожежних підрозділів особу, яка добре знає місця заземлення технічних засобів і розташування під'їзних шляхів та вододжерел;

— при необхідності вжити заходів для охолодження водою металевих ферм, колон будівлі за допомогою пожежних кранів або стаціонарно встановлених лафетних пожежних стволів з урахуванням дотримання заходів техніки безпеки;

— проінформувати керівника гасіння пожежі (КГП) про безпечні маршрути руху пожежних на бойові позиції.

6. Вимкнення або перемикання приєднань в зоні пожежі може проводитись за карткою пожежогасіння начальником зміни станції (диспетчером або черговим підстанції, підприємства електромережі) або за його розпорядженням черговим персоналом, з наступним повідомленням вищого оперативного керівництва (диспетчера енергосистеми) після закінчення операції вимкнення.

7. До прибуття першого пожежного підрозділу обов'язки КГП виконує старший зміни енергетичного об'єкта (начальник зміни станції, начальник зміни цеху, черговий диспетчер підстанції) або керівник об'єкта. КГП зобов'язаний в першу чергу вивести з місця пожежі всіх сторонніх осіб і забезпечити виконання вимог безпеки щодо запобігання ураження електричним струмом та інших видів небезпеки осіб, які знаходяться поблизу місця пожежі.

8. Старший начальник ДПО, який прибув на місце пожежі, зобов'язаний негайно зв'язатися зі старшим зміни енергетичного об'єкта, отримати від нього дані про обставини пожежі і письмовий допуск на проведення гасіння.

9. Для керівництва гасінням пожежі організується оперативний штаб пожежогасіння. До складу штабу повинен входити старший з присутніх інженерно-технічних працівників об'єкта або оперативно-виїзної бригади (ОВБ), який повинен мати на правому рукаві червону пов'язку з нанесеним знаком електричної напруги.

10. Зі старшого начальника енергетичного об'єкта або ДПО, які не взяли на себе керівництво гасінням пожежі, не знімається відповідальність за організацію гасіння пожежі.

10.3.4. Ліквідація пожежі

1. Пожежні підрозділи розпочинають гасіння пожежі на електроустановках після інструктажу старшим з присутніх технічних працівників або ОВБ.

2. Під час гасіння пожежі робота пожежних підрозділів (розміщення сил і засобів пожежогасіння, зміна позицій, перехід від одних засобів пожежогасіння до інших тощо) проводиться з урахуванням вказівок старшої особи з присутніх інженерно-технічних працівників енергетичного об'єкта або ОВБ.

3. В свою чергу, старший з присутніх інженерно-технічних працівників або ОВБ погоджує з КГП свою роботу і розпорядження, а також інформує під час гасіння пожежі про зміни в стані роботи електроустановок та іншого обладнання.

4. Займання в електроустановках під напругою ліквідуються персоналом енергетичного об'єкта за допомогою ручних і пересувних вогнегасників.

5. Гасіння пожежі ручними засобами в дуже задимлених приміщеннях енергетичних об'єктів (з видимістю до 10 метрів), з проникненням в них без зняття напруги з електроустановок і кабельних ліній не допускається.

6. Під час гасіння пожежі компактними та розпиленими струменями без зняття напруги з електроустановок ствол повинен бути заземлений, а ствольник має працювати в діелектричних ботах, діелектричних рукавицях і знаходитись на відстані від вогнища пожежі не меншій ніж 4–10 м залежно від рівня напруги.

7. Під час гасіння пожежі в електроустановках напругою до 220 кВ включно час перебування пожежників на бойових позиціях не обмежується.

8. Бойові позиції пожежників з урахуванням безпечних відстаней до конкретних електроустановок визначаються в ході проведення пожежно-тактичних тренувань (навчань), а потім заносяться в план пожежогасіння.

9. Гасіння пожежі в приміщеннях з електроустановками під напругою всіма видами піни, а також водою зі змочувачами за допомогою ручних засобів забороняється.

10. При необхідності гасіння пожежі повітряно-механічною піною, з об'ємним заповненням приміщення піною, проводиться попереднє закріплення піногенераторів, їх заземлення, а також заземлення насосів пожежних машин. Водій пожежної машини повинен працювати в діелектричних рукавицях та взутті.

11. Особовому складу пожежних підрозділів категорично забороняється проводити будь-які переключення та інші операції з електротехнічним обладнанням на електростанції та підстанції.

12. Заходити до розподільчих улаштування та інших приміщень електротехнічних улаштувань з метою гасіння пожежі особовий склад пожежних підрозділів має право лише після одержання допуску та інструктажу персоналу, який обслуговує цей пристрій.

13. При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті без постійного чергового персоналу гасіння пожежі пожежними підрозділами до прибуття ОВБ або чергового може проводитись самостійно лише за заздалегідь розробленим і погодженим планом пожежогасіння. Разом з тим має

бути вжито негайних заходів для виклику експлуатаційного персоналу ОВБ підприємства електромереж.

14. Під час гасіння пожеж у приміщеннях з електроустановками під високою напругою, а також у підземних спорудах особовому складу пожежної охорони забороняється самовільно проводити будь-які самостійні дії щодо знеструмлення електроліній, електроустановок та застосування засобів пожежогасіння до отримання у встановленому порядку письмового допуску на гасіння пожежі від адміністрації об'єкта.

15. Під час ліквідації пожежі в приміщенні з наявністю великої кількості кабелів і проводів у гумовій або пластмасовій ізоляції КГП зобов'язаний вжити необхідних заходів для попередження отруєння людей газами, які виділяються в процесі горіння ізоляції. Особовий склад зобов'язаний працювати в ізолювальних протигазах, КГП — не допускати скупчення у приміщеннях з електроустановками великої кількості особового складу.

16. Основою безпечного гасіння пожежі електроустановок під напругою є суворе дотримання організаційно-технічних заходів, а також усвідомлена дисципліна пожежників, які зобов'язані суворо виконувати всі заходи із забезпечення безпеки гасіння.

17. Гасіння пожежі електроустановки під напругою КГП має право розпочати тільки після одержання відповідного письмового допуску та інструктажу персоналом, який обслуговує цю установку.

18. Гасіння пожежі електроустановок під напругою здійснюється за виконання таких обов'язкових умов:

- не допускається наближення пожежних до струмопровідних частин електроустановок на відстань менше 4 метрів;

- маршрути руху пожежних на бойові позиції КГП повинен погоджувати з черговим персоналом енергооб'єкта і конкретно вказувати кожному пожежнику під час інструктажу;

- пожежні і водії пожежних автомобілів, які забезпечують подачу вогнегасних речовин, повинні працювати в діелектричних рукавицях і взутті;

- подавання вогнегасних речовин необхідно проводити після заземлення ручних пожежних стволів і пожежних автомобілів;

- перестановку сил і засобів, зміну бойових позицій тощо КГП повинен виконувати після узгодження зі старшою посадовою особою з присутнього інженерно-технічного персоналу енергетичного об'єкта.

10.3.5. Під час гасіння пожежі електроустановок під напругою забороняється:

- використання усіх видів піни;
- проводити будь-які відключення та інші операції з електричним обладнанням особовому складу пожежних підрозділів;
- використовувати воду зі змочувачами при подаванні компактних струменів води, як для гасіння, так і для охолодження електрообладнання та будівельних конструкцій;
- наближатися до машин і механізмів, які застосовуються для подачі води (вогнегасних речовин) на електроустановки під напругою, особам, безпосередньо не зайнятим на гасінні пожежі [20].

ВИСНОВКИ

В цій роботі було розглянуто розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 601, 602 та 603) та СЕС (вузол 602). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) 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 ПС Сосонка тяга (вузол 14) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (601, 602, 603) 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 Безіменна (вузол 204), 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 – 3,50 МВт при сумарній активній потужності генерації 139,73 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 216 721,463 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.258)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 3.9 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.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної мережі 110 кВ з аналізом системи захисту трансформаторного масла від дії оточуючого повітря

Тип роботи: Комплексна 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)

Матвійчук А.О.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Кулик В.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання КМКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

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

(підпис)

" ____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**Розвиток електричної мережі 110 кВ з аналізом системи
захисту трансформаторного масла від дії оточуючого повітря**
08-21.МКР.012.00.007 ТЗ

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

_____ Комар В. О.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. ЕСМ-22мз

_____ Матвійчук А. 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 № 81 18.03.2024 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 систем захисту трансформаторного масла від дії оточуючого повітря	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.

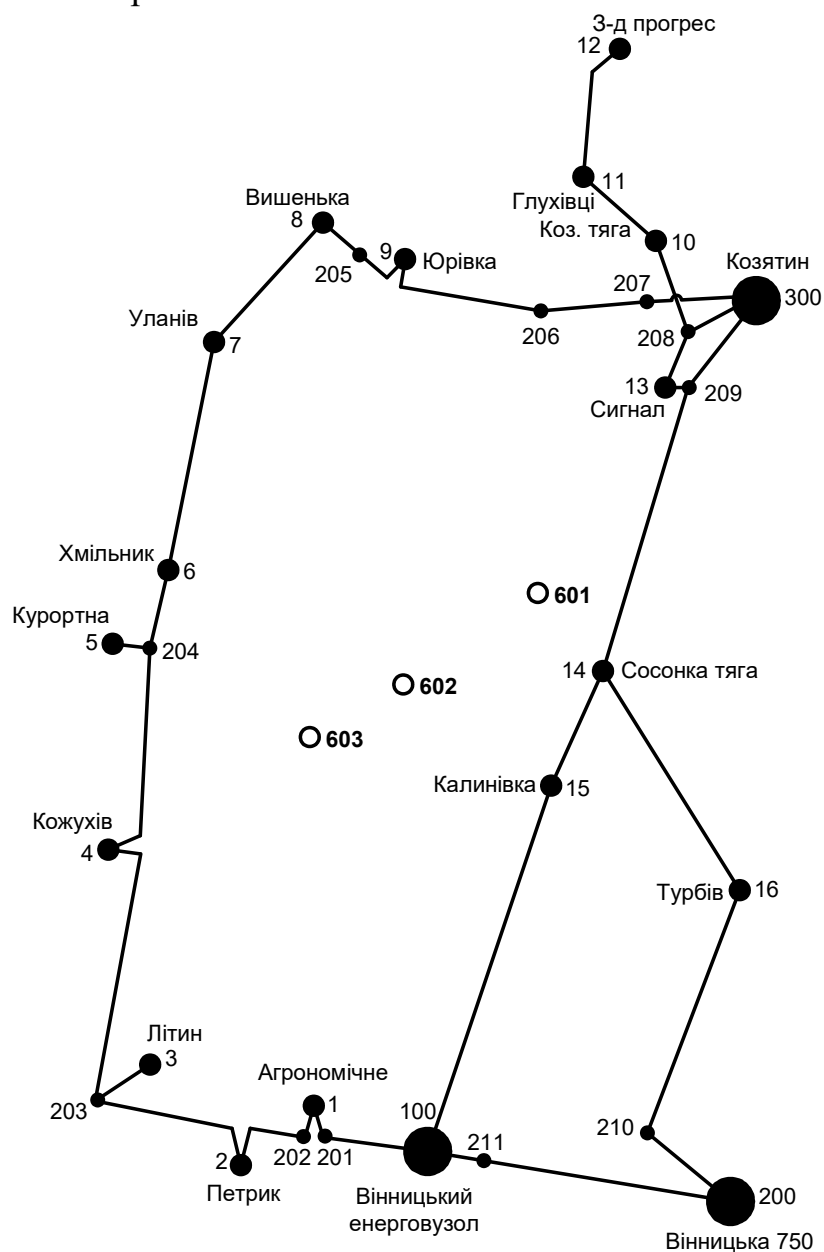
10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

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 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 237 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 (601)	СЕС 2 (602)	Нова 3 (603)
Навантаження, МВт	20,8	5,4	18,3
cos φ	0,89	0,97	1,00
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., %	95	97	89	92	93	96	99	95	99	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
100	201	Вінницький енерговузол – 201	12,7	АС-95
201	1	201 – Агрономічне	2,8	АС-120
1	202	Агрономічне – 202	2,8	АС-120
202	2	202 – Петрик	16,3	АС-95
2	203	Петрик – 203	14,8	АС-95
203	3	203 – Літин	0,43	АС-95
203	4	203 – Кожухів	17,7	АС-95
4	204	Кожухів – 204	5,97	АС-95
204	5	204 – Курортна	1,8	АС-95
204	6	204 – Хмільник	10,4	АС-95
7	6	Уланів – Хмільник	22,5	АС-95
8	7	Вишенька – Уланів	22,4	АС-120
205	8	205 – Вишенька	10,3	АС-120
9	205	Юрівка – 205	6,6	АС-150
206	9	206 – Юрівка	20,8	АС-120
207	206	207 – 206	17,5	АС-150
300	207	Козятин – 207	3,1	АС-185
300	208	Козятин – 208	7,39	АС-185
208	10	208 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
208	13	208 – Сигнал	0,06	АС-185
209	13	209 – Сигнал	0,01	АС-185
300	209	Козятин – 209	7,45	АС-185
209	14	209 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	53,1	АС-185
100	211	Вінницький енерговузол – 211	1,35	АС-150
211	200	211 – Вінницька 750	15,75	АС-150
200	210	Вінницька 750 – 210	5,2	АС-120
210	16	210 – Турбів	19,0	АС-120
16	14	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,9	$3,2 + j1,55$	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,89	$3,3 + j1,69$	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,87	$3,7 + j2,1$	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,88	$2,5 + j1,35$	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,88	$4,4 + j2,37$	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,89	$6,8 + j3,48$	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,89	$2,6 + j1,33$	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,87	$3,1 + j1,76$	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,88	$3,2 + j1,73$	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,91	$16,0 + j7,29$	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,89	$4,7 + j2,41$	ТДН-10000/110/10	2
12	Завод Прогрес	0,87	$6,2 + j3,51$	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,88	$8,4 + j4,53$	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,89	$11,0 + j5,64$	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,9	$6,4 + j3,1$	ТДТН-16000/110/35/10 ТЛТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,88	$4,4 + j2,37$	ТДТН-10000/110/35/10 ТЛТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК В

УКРУПНЕНІ КАПІТАЛЬНІ ВИТРАТИ НА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА ПЕРШОМУ РОЦІ

Таблиця В.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602):

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 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	13145,18 2	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 трансфор- матора 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 трансформа- торами 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 установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	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
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	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

	апаратурою (три шафи)								
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		45 275,62							

Таблиця В.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 601):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	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 напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
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
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0

	вбудованими трансформаторами струму								
2.3	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
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	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	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
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			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Таблиця В.3 – Вартість реконструкції підстанції Безіменна (вузол 206):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
Всього ВРУ 110 кВ			224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальна кошторисна вартість			4276,998						

Таблиця В.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	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 напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

2.2	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
2.3	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
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	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	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7

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			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0

5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 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

ДОДАТОК Ж
ГРАФІЧНА ЧАСТИНА

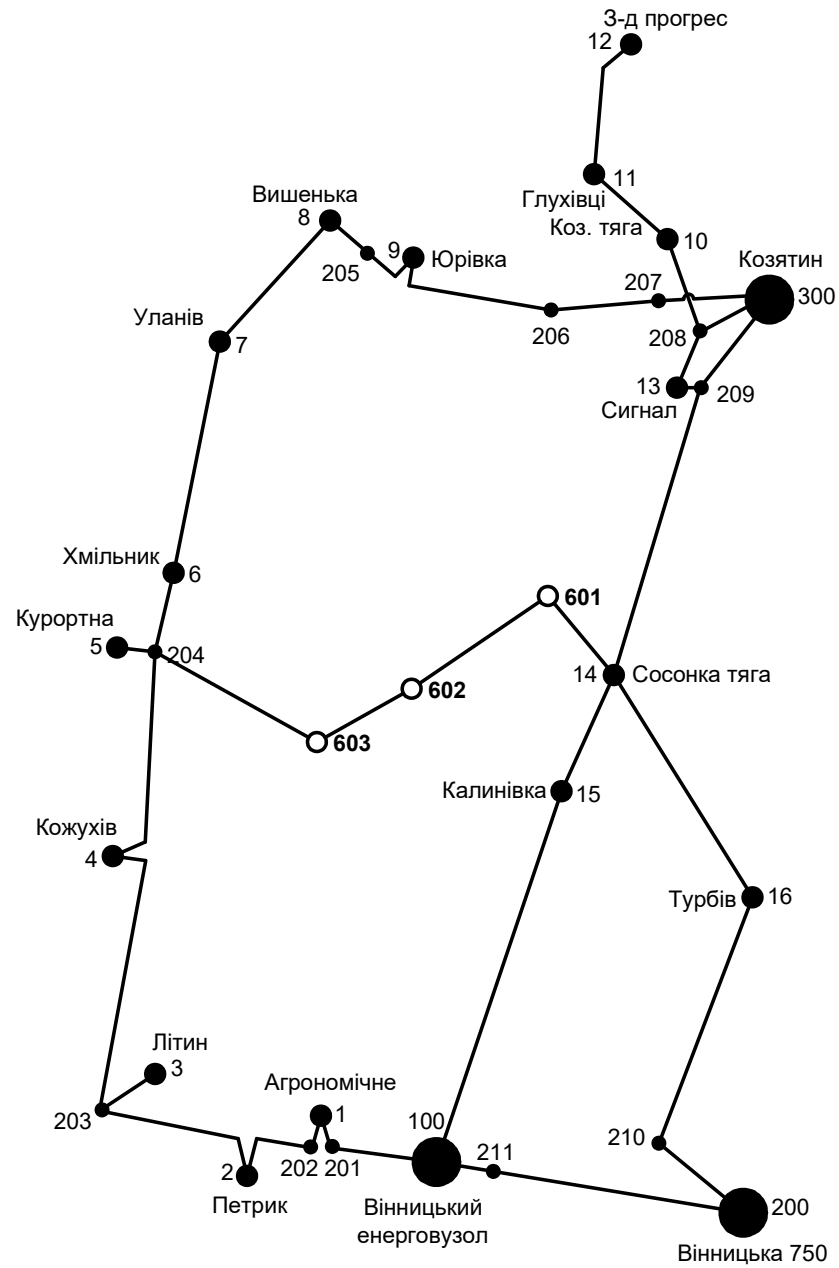


Рисунок 2.4 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	Нова 3 (503)	СЕС 4 (504)
Навантаження, МВт	18,1	12,2	3,2	-2,5
cos φ	0,88	0,89	0,87	1,00
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	95	88	90	92	94	95	99	95	98	100

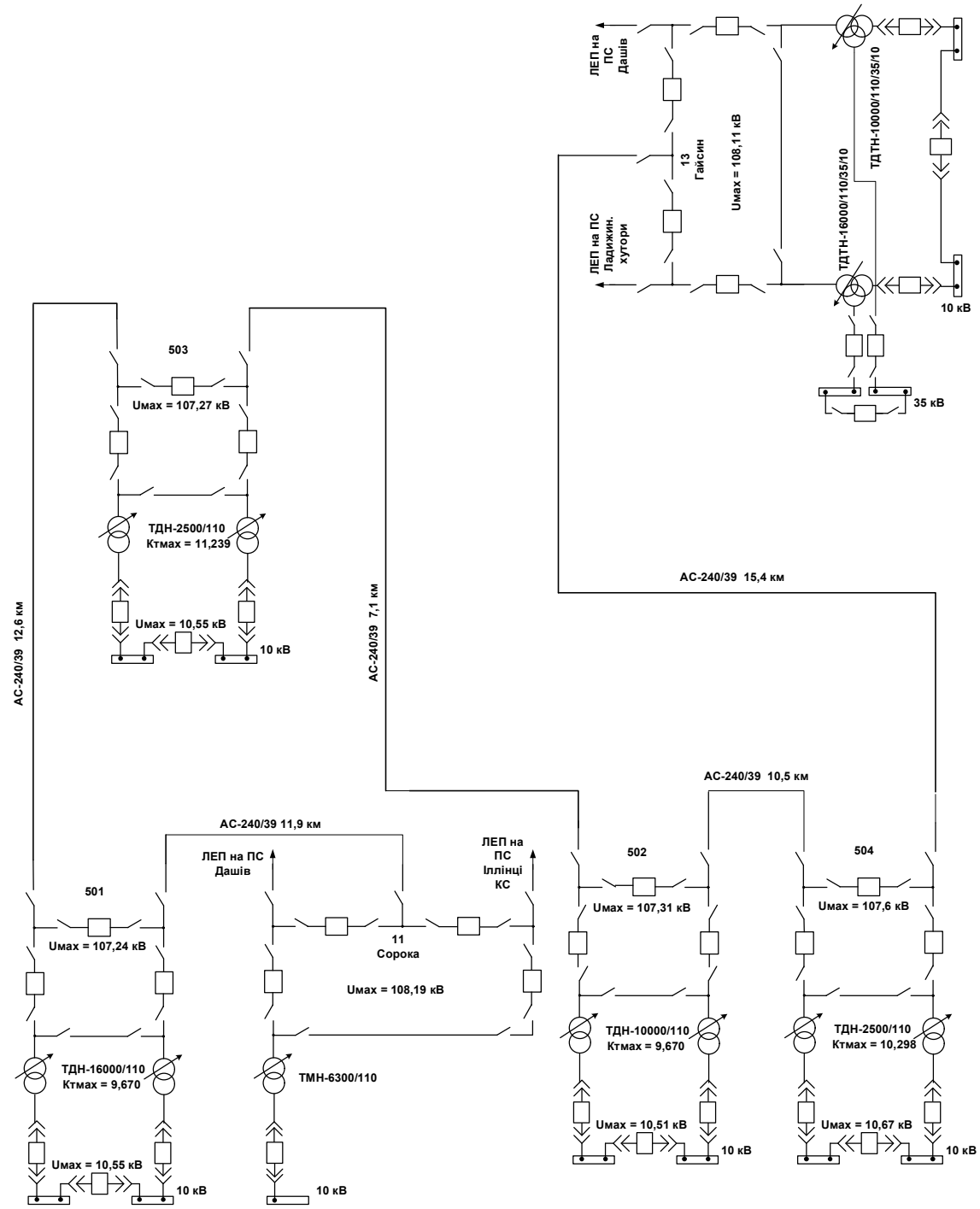
Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	201	Вінницький енерговузол – 201	12,7	АС-95
201	1	201 – Агрономічне	2,8	АС-120
1	202	Агрономічне – 202	2,8	АС-120
202	2	202 – Петрик	16,3	АС-95
2	203	Петрик – 203	14,8	АС-95
203	3	203 – Літин	0,43	АС-95
203	4	203 – Кожухів	17,7	АС-95
4	204	Кожухів – 204	5,97	АС-95
204	5	204 – Курортна	1,8	АС-95
204	6	204 – Хмільник	10,4	АС-95
7	6	Уланів – Хмільник	22,5	АС-95
8	7	Вишенька – Уланів	22,4	АС-120
205	8	205 – Вишенька	10,3	АС-120
9	205	Юрівка – 205	6,6	АС-150
206	9	206 – Юрівка	20,8	АС-120
207	206	207 – 206	17,5	АС-150
300	207	Козятин – 207	3,1	АС-185
300	208	Козятин – 208	7,39	АС-185

208	10	208 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
208	13	208 – Сигнал	0,06	АС-185
209	13	209 – Сигнал	0,01	АС-185
300	209	Козятин – 209	7,45	АС-185
209	14	209 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	53,1	АС-185
100	211	Вінницький енерговузол – 211	1,35	АС-150
211	200	211 – Вінницька 750	15,75	АС-150
200	210	Вінницька 750 – 210	5,2	АС-120
210	16	210 – Турбів	19,0	АС-120
16	14	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,9	$3,2 + j1,55$	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,89	$3,3 + j1,69$	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,87	$3,7 + j2,1$	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,88	$2,5 + j1,35$	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,88	$4,4 + j2,37$	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,89	$6,8 + j3,48$	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,89	$2,6 + j1,33$	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,87	$3,1 + j1,76$	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,88	$3,2 + j1,73$	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,91	$16,0 + j7,29$	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,89	$4,7 + j2,41$	ТДН-10000/110/10	2
12	Завод Прогрес	0,87	$6,2 + j3,51$	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,88	$8,4 + j4,53$	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,89	$11,0 + j5,64$	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,9	$6,4 + j3,1$	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,88	$4,4 + j2,37$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2



Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	59,7
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	310 440
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	216 721,463
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3,9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,50
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,42
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	726,61
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	10,30

- 1 - розширювач
- 2 - відсік РПН
- 3 - плівка
- 4 - вказівник рівня масла основного відсіку
- 5 - вказівник рівня масла розширювача РПН
- 6 - рівень масла
- 7 - повітряосушувач порожнини плівки
- 8 - повітряосушувач розширювача РПН
- 9 - відсічний клапан
- 10 - газове реле трансформатора
- 11 - газове реле РПН (встановлені на кожну фазу, всього 3 шт.)
- 12-18 - вентилі

