

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
«РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З
ДОСЛІДЖЕННЯМ ЕЛЕГАЗОВИХ МОДУЛІВ
РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК НАПРУГОЮ 110-750 кВ»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-20мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Фурманчук О. І.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Казьмірук О. І.

(прізвище та ініціали)

« _____ » _____ 2022 р.

Опонент:

(прізвище та ініціали)

« _____ » _____ 2022 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« _____ » _____ 2022 р.

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.
_____ 2022 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Фурманчуку Олексію Івановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток електричної мережі з дослідженням елегазових модулів розподільних установок напругою 110-750 кВ

керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Казьмірук О. І.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.03.2022 року № 65

2. Строк подання студентом роботи 07 червня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 55 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110 кВ. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ. 3. Вибір елементів ЕМ. 4. Розрахунок і аналіз усталених режимів. 5. Аналіз втрат електричної енергії. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних

ситуаціях. 7. Визначення оптимального варіанту розвитку ЕМ. Висновки.
Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ. 2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності. 4. Схема підключення нової генеруючої електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Казьмірук О. І. к.т.н., доц. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є. А. д.т.н., проф., професоркаф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 24 березня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.03.22	06.03.22	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	07.03.22	12.03.22	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	13.03.22	05.04.22	
4	Підвищення надійності ЕМ шляхом встановлення елегазових вимикачів	06.04.22	30.04.22	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.22	10.05.22	
6	Техніко-економічна частина	11.05.22	16.05.22	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.22	25.05.22	
8	Оформлення презентації	26.05.22	30.05.22	

Студент

(підпис)

Фурманчук О. І.

Керівник роботи

(підпис)

Казьмірук О. І.

Анотація

Фурманчук О. І. Розвиток електричної мережі з дослідженням елегазових модулів розподільних установок напругою 110-750 кВ. Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма - Електричні системи та мережі. Вінниця: ВНТУ, 2022. 106 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 31 назв; рис.: 21; табл. 23.

У магістерській кваліфікаційній роботі виконано розрахунки з розвитку електричних мереж 110 кВ. Для нових підстанцій виконано вибір схем розподільних пристроїв, основного обладнання та апаратів з урахуванням вимог надійності електропостачання споживачів. Для електричної мережі провести розрахунки і аналіз характерних режимів. Проведено розрахунок для підвищення енергоефективності електричних мереж.

У розділі охорони праці опрацьовано такі питання, як аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією електричних мереж 110 кВ; організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу електричних мереж 110 кВ при ремонті; основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії та енергетичних об'єктах; проведено розрахунок штучного заземлювального пристрою з використанням природних заземлювачів.

Ключові слова: підстанція, втрати, оптимізація, енергоефективність, електричні мережі.

Annotation

Furmanchuk OI Development of electric network with research of SF6 modules of 110-750 kV switchgears. Master's thesis in the specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, educational program - Electrical systems and networks. Vinnytsia: VNTU, 2022. 106 p. In Ukrainian language. Bibliogr .: 31 titles; fig .: 21; table 23.

In the master's qualification work calculations on the development of 110 kV electrical networks were performed. For new substations the choice of schemes of switchgears, the main equipment and devices is executed taking into account requirements of reliability of power supply of consumers. To calculate and analyze the characteristic modes for the electrical network. The calculation was made to increase the energy efficiency of electrical networks.

The section of labor protection deals with such issues as the analysis of working conditions in the performance of works related to the repair and operation of 110 kV electrical networks; organizational and technical solutions for labor protection for electrical personnel of 110 kV electrical networks during repairs; basic fire protection measures when performing works on lines and energy facilities; the calculation of the artificial earthing device with the use of natural earthing conductors was performed. Key words: substation, losses, optimization, energy efficiency, electric networks.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	10
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	12
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	15
2.1 Вибір методу визначення оптимальної схеми.....	15
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу...	15
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ.....	22
3.1 Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі.....	22
3.2 Вибір оптимальної схеми електричної мережі.....	23
3.3 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі...	26
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ.....	29
4.1 Вибір трансформаторів.....	29
4.2 Визначення конструктивних перерізів ЛЕП.....	31
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	33
5.1 Вибір схеми провідних підстанцій.....	34
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанцій.....	34
5.3 Вибір схеми вузлової підстанції.....	36
5.4 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	37
5.5 Оцінювання надійності схем вузлової підстанції.....	46
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	46
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	46
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	49
7.1 Виконання розрахунків.....	50
7.2 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	51

7.3 Регулювання напруги у мережі.....	49
8 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	57
9. КОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК ТА УМОВИ ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ.....	72
9.1 Основні характеристики та конструкція PASS M09.....	73
9.2 Умови експлуатації PASS M0.....	87
9.3 Конструкція розподільної підстанції на базі PASS M0.....	90
10 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	92
10.1 Вимоги безпеки під час проведення робіт на елегазовому вимикачі.....	92
10.2 Вимоги до приміщень для ремонту та ревізій елегазових вимикачів.....	95
10.3 Вимоги безпеки під час роботи з елегазом, продуктами його розпаду та з адсорбентами.....	95
10.4 Приймання елегазового вимикача в експлуатацію.....	100
ВИСНОВКИ.....	102
ЛІТЕРАТУРА.....	104
ДОДАТОК А Протокол перевірки на плагіат	107
ДОДАТОК Б Технічне завдання	108
Додатки В-З.....	112
ДОДАТОК Л Ілюстративна частина	115

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасна практика у сфері електроенергетики підтвердила економічну обґрунтованість об'єднання національних електроенергетичних систем у транснаціональні й трансконтинентальні. Це дозволяє забезпечити вільне перетікання електроенергії, отриманої з різних джерел, між регіонами та країнами.

Реалізація принципів “розумних” електромереж насамперед вимагає впровадження та глобалізації автоматизованих систем моніторингу, інтелектуального керування та захисту, виключивши людський фактор. Це дозволить суттєво зменшити показник **SAIDI** (Індекс середньої тривалості перерв електропостачання в системі), зазначає співрозмовник.

Важливим компонентом Smart Grid, зі слів фахівця, є постійна модернізація засобів підтримання балансу між виробництвом і споживанням електроенергії на базі сучасних інформаційних і телекомунікаційних технологій, а також впровадження засобів контрольованого перетворення електроенергії. Вони дадуть можливість споживати енергію в кількості, потрібній для певних кінцевих результатів.

Задачею проектування електричних систем (ЕС) є розробка із врахуванням найновіших досягнень науки і техніки і техніко-економічного обґрунтування рішень, що визначають формування енергетичних об'єднань і розвиток електричних станцій, електричних мереж і засобів їх експлуатації та управління, при яких забезпечується оптимальна надійність постачання споживачів електричною та тепловою енергією в необхідних розмірах та з певною якістю із найменшими затратами.

Побудову схеми електричної ПС потрібно виконувати з урахуванням призначення, ролі та положення ПС в електричній мережі енергосистеми. Електричну схему ПС і окремих РУ розробляють на підставі робіт з розвитку електричних мереж (енергосистеми, району або об'єкта).

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;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах;

- 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;

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

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1].

Мета і завдання роботи. Метою магістерської роботи є дослідження елементарних модулів розподільних установок напругою 110-750 кВ під час розвитку електричної мережі, які забезпечують на перспективу попит споживачів на електричну енергію належної якості та надійності.

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

- дослідження наявних методів проектування розвитку електричних мереж;
- вибір відповідного методу аналізу розвитку ЕМ і проведення необхідних розрахунків з метою оцінювання функціонування електромереж АТ «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку;
- аналіз основних режимів мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2024 рік;
- дослідження елементарних модулів розподільних установок
- аналіз заходів з підвищення енергоефективності

електричних мереж.

Об'єкт дослідження. магістерської роботи є розподільні електричні мережі 110 кВ.

Предмет дослідження – є методи і засоби проектування електричних мереж.

Новизна одержаних результатів. Отримана мережа перевірена за такими 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, а також переваги встановлення елегазових комірок.

Після введення всіх необхідних заходів для покращення якості напруги у вузлах, створена мережа характеризується низькими втратами активної потужності.

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Після підстановки вхідних даних з табл. 1. завдання в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 932, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1877633. \end{cases}$$

звідки $a' = 1,4424$, $b' = -2812,6$ тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,4424 \cdot T - 1628.$$

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

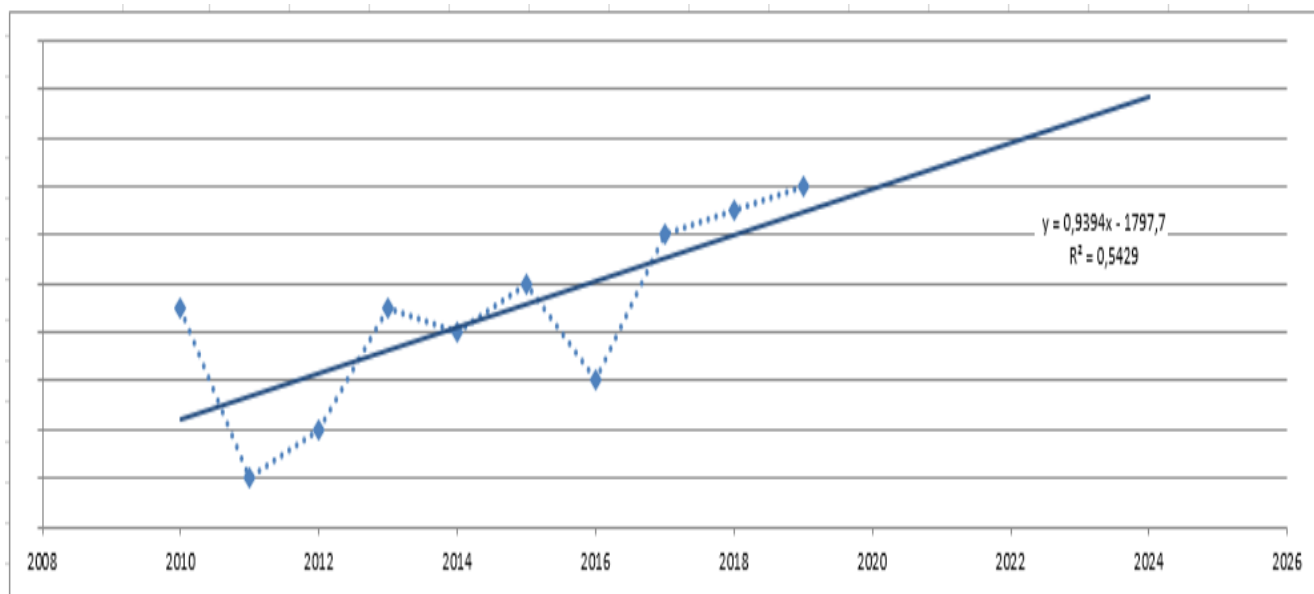


Рисунок 1.1 – Графіки таблицьно-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

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

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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

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.

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 1.1– Порівняння струмів проводів

Вітки	116-704	701-702	702-703	703-704	704-12
Марка проводу	АС-120	АС-120	АС-120	АС-120	АС-120
Допустимий струм, А	390	450	390	390	450
Розрах. струм, А	30	29	1	21	26

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	110	703	12
Напруга вузла,кВ	112,2	111,6	111,5

Аналізуючи отримані дані - зроблено висновок, що всі вузли задовільняють вимогам, а вибір ЛЕП буде здійснюватися за найменшими витратами.

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.

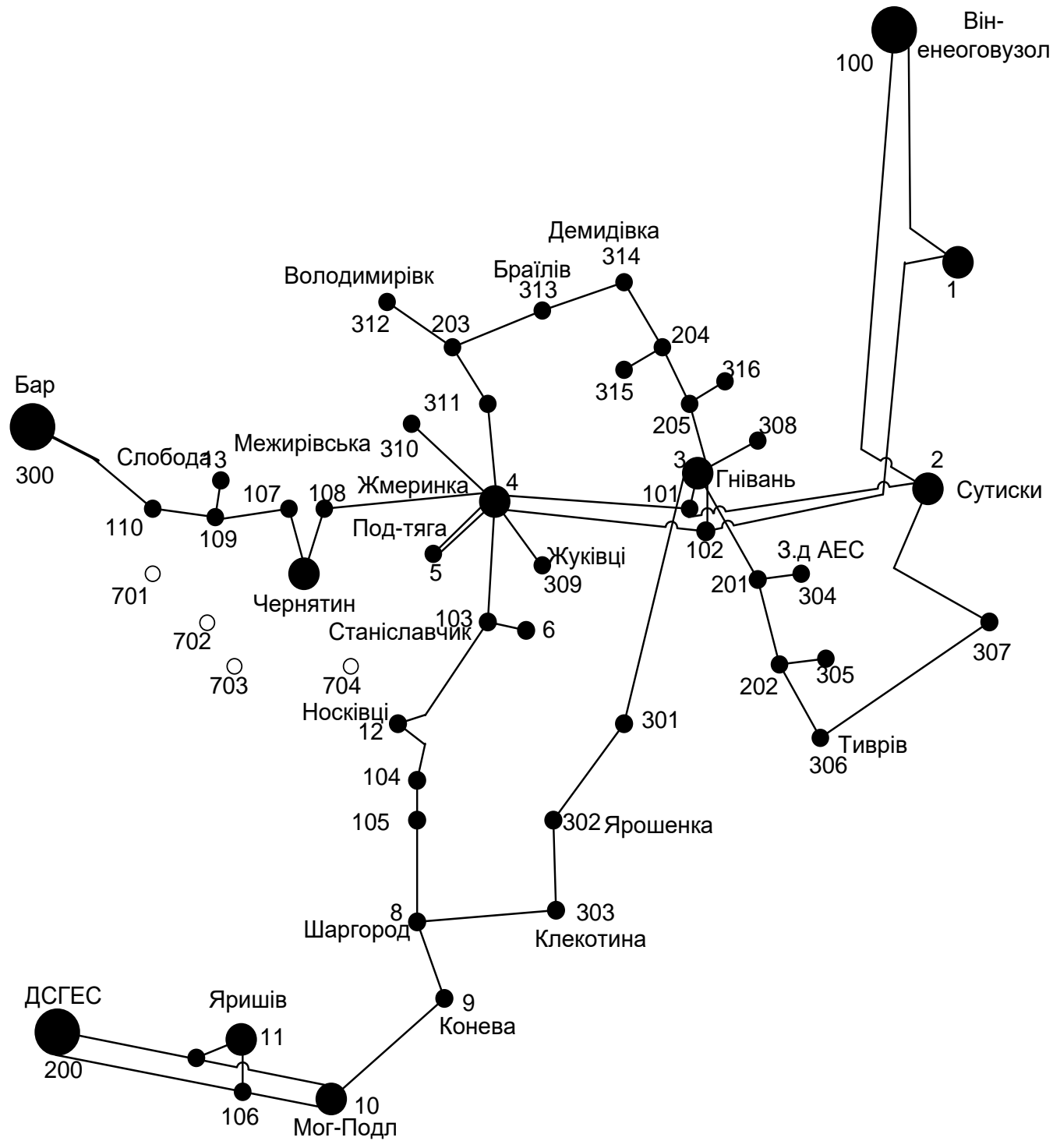


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми.

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1. Вибір методу визначення оптимальної схеми

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

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

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

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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

Що ж до використання СМ для розв'язання лінійної оптимізаційної задачі – задачі вибору оптимальної схеми ЕМ, то варто зауважити, що:

1. Факторами, тобто змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;

2. Вільними членами у системі (2.3) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;

3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.3) – для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень. У нашому випадку коефіцієнти a_{ij} можуть набувати лише трьох значень: +1, -1 та 0;

4. Коефіцієнти c_i системи (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими затратами для транспортування потужності лініями, а по суті це коефіцієнт b'_i з функції мети;

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 не відповідає канонам СМ. Тому потужності в лініях, які відносяться до хорд максимального графу, мають бути замінені двома змінними, одна з яких обов'язково набуде нульового значення.

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

Вітки	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт a, тис.грн	Коефіцієнт b, грн/МВт ²	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
110-701	3,5	6848,7	1,416	6990,2
109-701	3,5	4834,3	0,999	4934,3
12-702	3,5	5438,6	1,124	5551,1
12-703	3,5	5740,8	1,187	5859,5
12-704	3,5	4532,2	0,937	4625,9
103-704	3,5	6345,1	1,312	6476,2
701-702	3,5	3625,8	0,749	3700,7
702-703	3,5	1510,7	0,312	1542,0
703-704	3,5	4532,2	0,937	4624,9

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт a_1 , тис.грн	Коефіцієнт b_1 , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
110-701	6866,1	6848,7	4,969	6866,1
109-701	4846,7	4834,3	3,508	4846,7
12-702	5452,5	5438,6	3,946	5452,5
12-703	5755,4	5740,8	4,165	5755,4
12-704	4543,7	4532,2	3,288	4543,7
103-704	6361,2	6345,1	4,604	6361,2
701-702	3635,0	3625,8	2,631	3635,0
702-703	1514,6	1510,7	1,096	1514,6
703-704	4543,7	4532,2	3,288	4543,7

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт c , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
110-701	6866,1	1956,2	6866,1
109-701	4846,7	1380,8	4846,7
12-702	5452,5	1553,4	5452,5
12-703	5755,4	1639,7	5755,4
12-704	4543,7	1294,5	4543,7
103-704	6361,2	1812,3	6361,2
701-702	3635,0	1035,6	3635,0
702-703	1514,6	431,5	1514,6
703-704	4543,7	1294,5	4543,7

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

	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	небаланси по вузлах	
	Номери вузлів	110-701	109-701	12-702	12-703	12-704	704-12	103-704	704-103	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704			704-703
701	1	1	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	4,48	0,00
702	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	3,21	0,00
703	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	4,35	0,00
704	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	1	-1	-1	-5,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1542,999	11758,480	17434,225	13540,068	11045,845	72403,575	15321,656	15321,656	8551,622	8551,622	3919,493	3919,493	11045,845	#####			89319,231
Потужності ЛЕП	7,02289	0	0	0	0	0	0	0	2,5661288	0	0	0,6468848	0	0	5		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																	0,000

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

Скориставшись у Microsoft office Excel надстройкою «Пошук рішення» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рисунку 2.3:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	110-701	109-701	12-702	12-703	12-704	704-12	103-704	704-103	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703			
701	1	1	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	4,46	0,00
702	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	3,21	0,00
703	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	4,35	0,00
704	0	0	0	0	1	-1	1	-1	1	0	0	0	1	-1	-1	-5,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1542,999	11758,480	17434,225	13540,068	11045,845	72403,575	15321,656	15321,656	8551,622	8551,622	3919,493	3919,493	11045,845	#####			89319,231
Потужності ЛЕП	7,02289	0	0	0	0	0	0	0	2,5861288	0	0	0,6468848	0	0	5		
Постійні складові витрат	6848,656	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3625,759	0,000	0,000	1510,733	0,000	4532,199			16517,347
Змінні складові витрат	69,823	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,935	0,000	0,000	0,131	0,000	23,421			98,310
Дисконтровані витрати, тис. грн																	16615,657

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel .

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	110-701	109-701	12-702	12-703	12-704	704-12	103-704	704-103	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703			
701	1	1	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	4,46	0,00
702	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	3,21	0,00
703	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	4,35	0,00
704	0	0	0	0	1	-1	1	-1	1	0	0	0	1	-1	-1	-5,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1542,999	11758,480	17434,225	13540,068	11045,845	72403,575	15321,656	15321,656	8551,622	8551,622	3919,493	3919,493	11045,845	#####			89319,231
Потужності ЛЕП	7,02289	0	0	0	0	0	0	0	2,5861288	0	0	0,6468848	0	0	5		
Постійні складові витрат	6848,656	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3625,759	0,000	0,000	1510,733	0,000	4532,199			16517,347
Змінні складові витрат	69,823	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,935	0,000	0,000	0,131	0,000	23,421			98,310
Дисконтровані витрати, тис. грн																	16615,657

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

Було отримано розрахунок з найменшим значенням витрат рис. 2.5:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	110-701	109-701	12-703	12-703	12-704	704-12	103-704	704-103	701-702	702-703	702-703	703-702	703-704	704-703			
301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	-12,94	
302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	12,59	0,00	
303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	11,88	0,00	
304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	12,28	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	416,2994	576,4146	380,14451	480,34547	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	605,0133	448,3224	2325,384	576,4146	0	0		29360,248	
Потужності ЛЕП	12,94	0	21,745896	0	15	0	3,123564	0	12,58699	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	5237,208	0,000	7654,380	0,000	6445,794	0,000	5640,070	0,000	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		30617,521	
Змінні складові витрат	148,320	0,000	612,203	0,000	245,296	0,000	9,307	0,000	151,133	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1166,258	
Дисконтровані витрати, тис. грн																	31783,779

Рисунок 2.5 – Друга ітерація пошуку рішення.

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

Отже, було прийнято рішення встановити дволанцюгові лінії на відрізку 302-304, та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 7-301 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних один від одного джерел живлення. В результаті за допомогою таблиці на рис 2.8 було пораховано вартість схеми з забезпеченням належної надійності. Розрахункова вартість схеми зросла на 11176,729 тис.грн., у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку Сиплекс-методом.

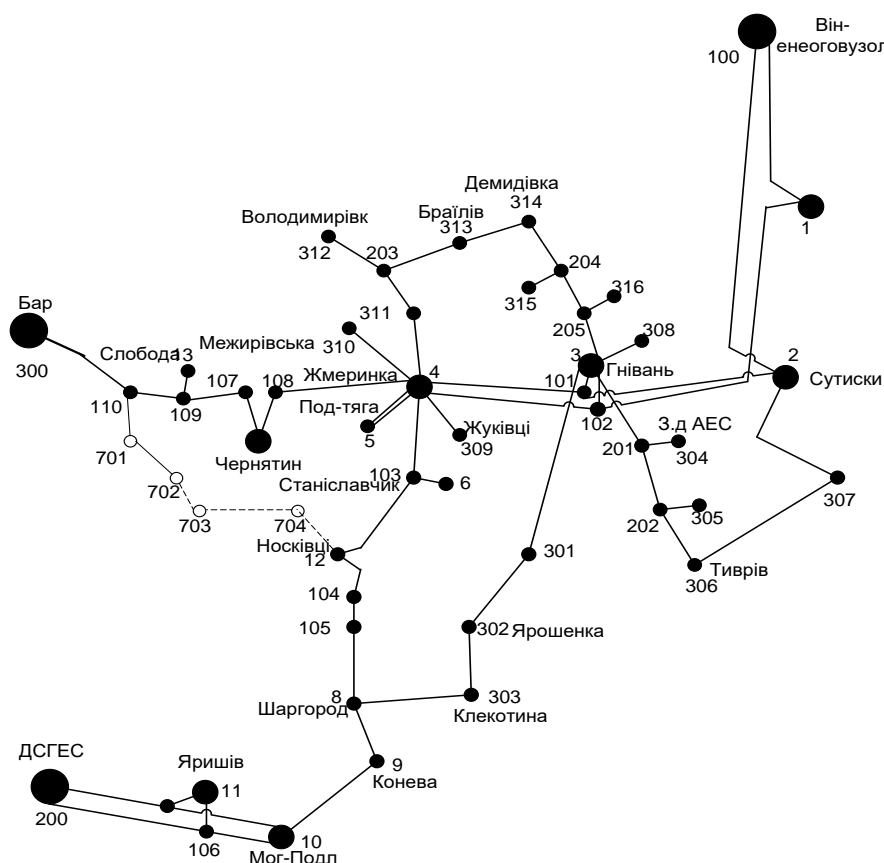


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	110-701	109-701	12-703	12-703	12-704	704-12	103-704	704-103	701-702	702-703	702-703	703-702	703-704	704-703				
301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	-12,94	
302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	0,00	
303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	0,00	
304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	416,2994	576,4146	380,14451	480,34547	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	605,0133	448,3224	2325,384	576,4146	0	0			29360,248	
Потужності ЛЕП	12,94	0	21,745896	0	15	0	3,123564	0	12,58699	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	5237,208	0,000	7654,380	0,000	6445,794	0,000	5640,070	0,000	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			30617,521	
Змінні складові витрат	148,320	0,000	612,203	0,000	245,296	0,000	9,307	0,000	151,133	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			1166,258	
																		31783,779

Дисконтовані витрати, тис. грн

Рисунок 2.8 – Коригування схеми з урахуванням забезпечення категорій надійності споживачів.

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

3.1. Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі

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

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

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

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

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох

змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

3.2. Вибір оптимальної схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 701, 702, 703, 704). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 2 та 7 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

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

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

T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

Для розв'язування необхідних задач (3.1) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

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

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

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

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

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

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (3.3).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 25$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній,

очевидно, що під час першого року розвитку не можливо виконати будівництво усіх нових ліній, тому під час другого року добудувати інші.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію від вузла 110 до вузла 701, далі 702 і 703. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 16,2 км., що не перевищує обмежень по введенню ліній, яке рівне 35 км. За формулою (3.4) розраховуються V_t , для кожної лінії будівництва першого року. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Кожний наступний крок формується з врахуванням розвитку електропостачання на попередньому кроці.

2-ий рік – можемо добудувати одноланцюгову лінію 703-704 та дволанцюгову лінію 704-12. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	$V_{\Sigma i}$, тис.грн	V_t , тис.грн
1	110-701	6	16,2	12,02	3111,8	8297,012	9624,534
	701-702	7,2		7,56	3668,608		
	702-703	3		4,35	1516,604		
2	12-704	9	21	2,56	4538,341	10638,01	12340,09
	703-704	9		7,56	4585,753		
	703-702	3		3,21	1513,915		
3	12-704	9	22,2	5	4555,625	11247,41	13047
	110-701	6		7,67	3058,268		
	701-702	7,2		3,21	3633,518		
4	110-701	6	24	4,46	3033,432	12115,96	14054,51
	12-704	9		0,65	4532,596		
	704-703	9		4,35	4549,93		
5	110-701	6	15	4,46	3033,932	12123,73	14063,52
	12-704	9		5	4555,625		

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	$V_{\Sigma i}$, тис.грн	V_t , тис.грн	$V_{\Sigma t}$, тис.грн
1,1	703-704	9	18	1,45	4534,17	9105,352	9105,352	17448,524
	704-12	9		6,45	4571,182			
2,1	702-701	7,2	13,2	9,02	3686,739	6821,977	6821,977	19148,767
	110-701	6		13,49	3135,238			
3,1	704-703	9	12	1,45	4608,097	6129,893	6129,293	19345,037
	703-702	3		5,8	1521,196			
4,1	701-702	7,2	10,2	9,02	3686,739	5207,935	5207,935	19406,435
	702-703	3		5,8	1521,196			
5,1	701-702	7,2	19,2	9,02	3686,739	9742,105	9742,105	23941,185
	702-703	3		5,8	1521,196			
	703-704	9		1,45	4534,17			

3.3 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі, визначають умовно оптимальний варіант розв'язку. Цей процес здійснюється шляхом уточнення перетоків по ЛЕП. Процес уточнення перетоків називається зворотнім ходом динамічного програмування.

Оскільки для всіх варіантів, приєднання підстанцій призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому році, то необхідно уточнити витрати по даному варіанту, що показано в табл 3.3. Значення перетоків потужності були взяті із програмного комплексу «Втрати 110», що показано у додатку Б.

Таблиця 3.3 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	$V_{i_{\Sigma}}$, тис.грн	$V_{\Sigma_{i_{\Sigma}}}$, тис.грн	V_{Σ} , тис.грн
1	110-701	6	13,2	13,49	3135,238	8343,172	13216,06
	701-702	7,2		9,02	3686,739		
	702-703	3		5,8	1521,196		
1,1	703-704	9	18	1,45	4534,17	9105,352	9105,352
	704-12	9		6,45	4571,182		
						$V_{\Sigma_{\Sigma}}$	22321,412

Після уточнення, витрати зменшилися до сумарних витрат 22321,412 тис.грн, отже він і залишається оптимальним. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема зображена на рис 3.1.

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

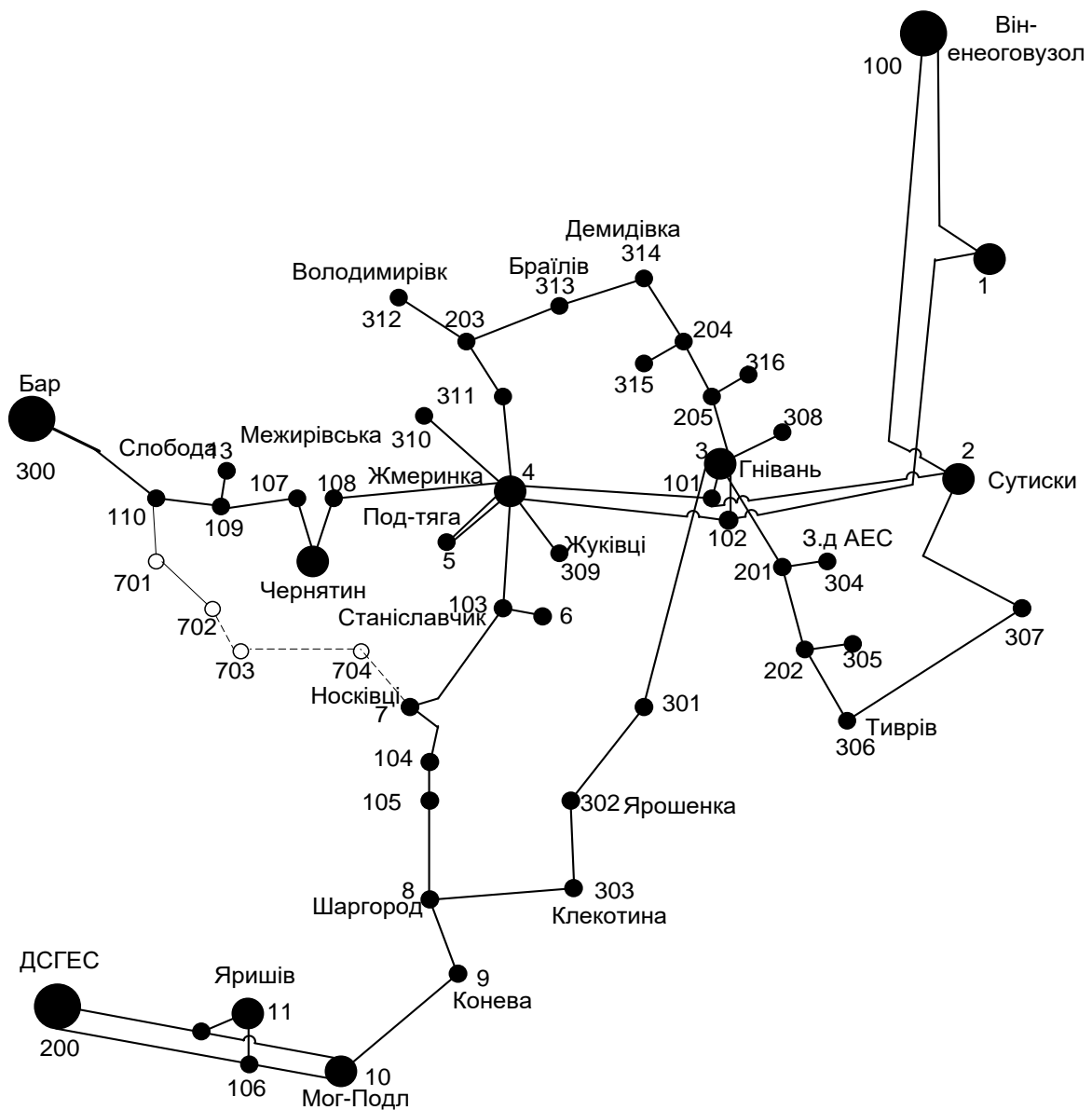


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ

4.1 Вибір трансформаторів

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

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

Для 704 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_T \geq \frac{13,2}{2 \cdot 0,7} = 9,42 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

Також при виборі трансформаторів необхідно перевірити їх коефіцієнт запасу.

Коефіцієнт запасу розраховується за формулою:

$$k_{\text{зап}} = \frac{S_{\text{наб}}}{S_{\text{ТН}} \cdot (n_{\text{м}} - 1)} \leq 1,4 \quad (4.2)$$

$S_{\text{ТН}}$ – номінальна потужність трансформатора;

Для вузла 303 цей коефіцієнт буде рівний:

$$k_{\text{зап}} = \frac{13,2}{10 \cdot (2 - 1)} = 1,32 \leq 1,4$$

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

У вузлах 701, 702 та 704 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
701	ТМН-6300/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	4.38	139	70
702	ТМН-6300/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
703	ТМН-6300/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
704	ТМН-6300/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	14.7	139	70

4.2 Визначення конструктивних перерізів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (4.2) :

$$I_{розр} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_L|}{n_L}; \quad (4.2)$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 6100$ (год). Отже $\alpha_T = 1,3$, оскільки $4000 < T_{нб} < 6000$ годин.

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

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

Таблиця 4.2 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	$I_{розр}$, А	I_E , А	Марка проводу
110-701	10,15(СЕС)	109,2	125	АС-120/19
701-702	25,02	207,48	125	АС-120/19
702-703	13,12	107,83	125	АС-120/19
703-704	12,6	109,2	125	АС-120/19
12-704	11,78	106,47	125	АС-120/19

Згідно ПУЕ [8] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. Були проведені розрахунки у програмі «Втрати-110» після аварійного режиму (Додаток Г), з можливими виходом з ладу однієї з ліній на дволанцюгових лініях 12-704, а також пошкодження найбільш завантажених віток 110-701, 701-702 та 12-704. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19.

Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП Аварії на ЛЕП	110-701	701-702	702-703	703-704	$I_{па,мах}, А$	$I_{доп}, А$	Марка проводу
Струми	А	А	А	А	А	А	
110-701	0	81	80	165	165	605	АС-120/19
701-702	89	0	152	238	238	605	АС-120/19
702-703	37	82	79	162	162	605	АС-120/19
703-704	85	89	80	83	89	390	АС-120/19
12-704	167	254	78	0	254	605	АС-120/19

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19 для ЛЕП 110-701, так як він задовольняє вимогам і для економічного струму, і для після аварійного.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

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

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

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

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

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

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій». Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

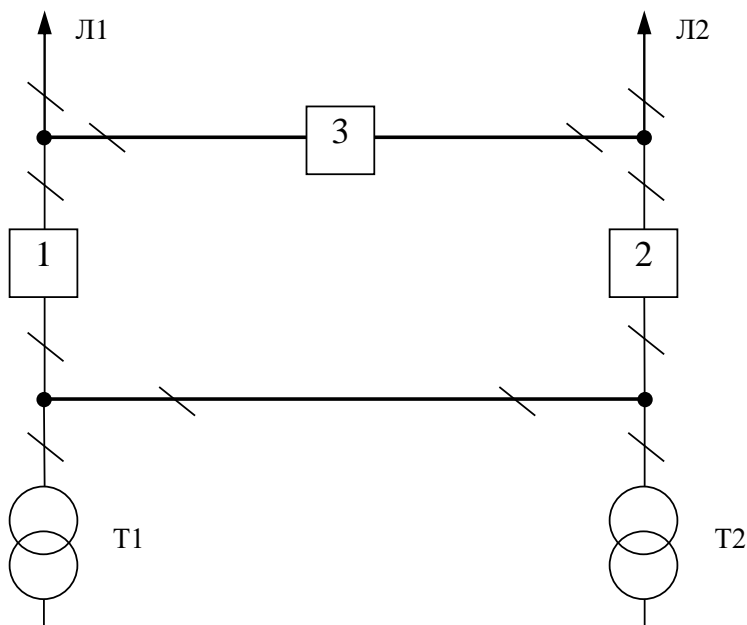


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

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

5.2 Вибір схеми вузлової підстанції

Так як до підстанції (вузол 110) підходить двобічна мігістраль та одна тупикова підстанція, то для цього вузла пропонується два варіанта схеми: I варіант – розширеного містка з вимикачами в колах трансформаторів (рис 5.4); II варіант – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин(рис 5.5).

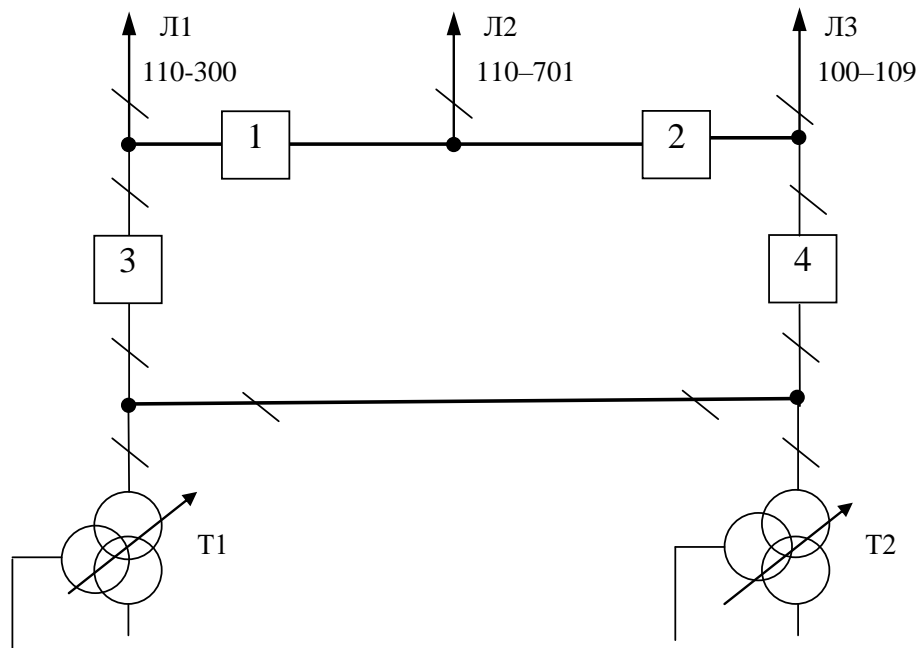


Рисунок 5.4 – Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 110) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

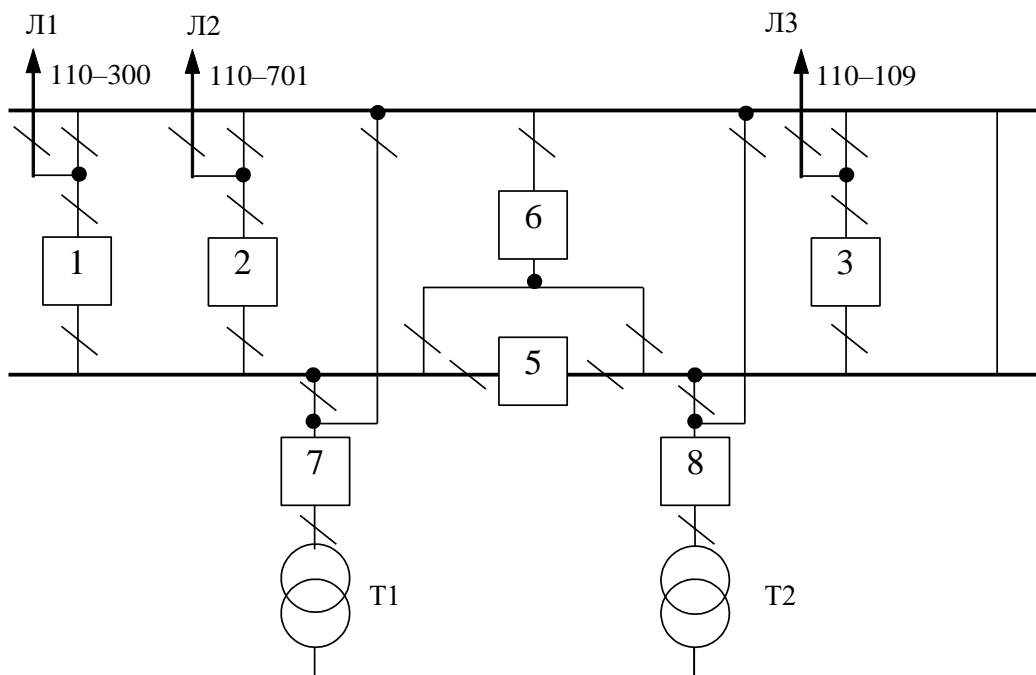


Рисунок 5.5 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 110) – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

5.3 Вибір схеми вузлової підстанції

Так як до підстанції Станіславчик (вузол 103) підходить двобічна магістраль та одна тупикова підстанція, то для даного вузла пропонується два варіанта схеми: I варіант – розширеного містка з вимикачами в колах трансформаторів (рис 5.4); II варіант – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин(рис 5.5).

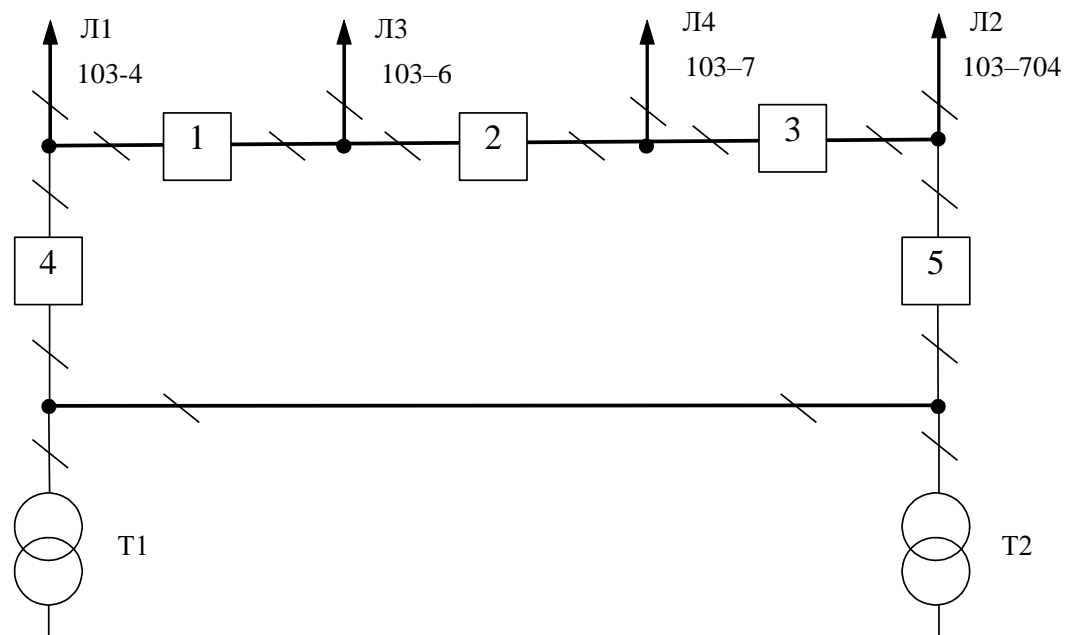


Рисунок 5.5 – Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 103) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

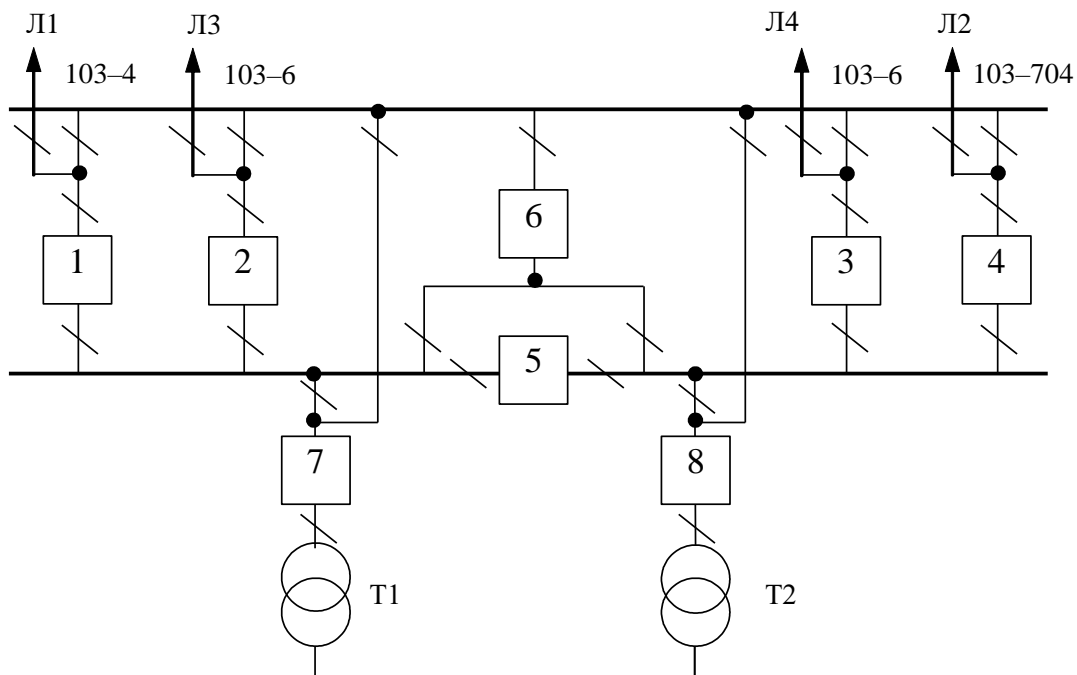


Рисунок 5.5 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 103) – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

5.4 Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузових підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = E_H \cdot K + V_{\text{АРО}} + Z_{\text{б}} \quad (5.1)$$

де K – капіталовкладення на спорудження підстанції;

V – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

$Z_{\text{б}}$ – збиток від перерв електропостачання.

Укрупнені капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = \sum n_B \cdot C_0, \quad (5.2)$$

де n_B – кількість вузлів у схемі підстанції;

C_0 – вартість одного вузла зі встановленням;

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

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

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

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

У відповідності з (5.2) для варіантів підстанції (вузол 9) (рис.5.4 – 5.5) маємо:

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

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

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$B_{APO} = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (5.3)$$

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

У відповідності з (5.3) для варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 9) маємо:

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

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

У відповідності з (5.1) щорічні приведені витрати без врахування недовідпуску для варіантів схеми підстанції вузла 704:

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

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

5.5 Оцінювання надійності схем вузлової 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.

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{II} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_P (год.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для двох варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 704) (рис.5.4 – 5.5).

Розрахунок ведеться по формі табл.5.1, де в лівому стовпці вписані 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 , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{II} = 17,1 \cdot 10^{-3}$ (відн.од.).

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:

Для I варіанту:

$$K_0^I = 1 - 5 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.9143.$$

Для II варіанту:

$$K_0^{II} = 1 - 8 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.8630.$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елемента 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: $\omega_{1,2} = 0.0248 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-4}$ 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 $T_{П1} = 500$ год;

$$\text{Тоді } T_{B2П1} = 250 - (250)^2/2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год.}$$

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Z_6 = \sum T_{н6} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (5.5)$$

де y_0 – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачем ($y_0 = 155$ грн./кВт·год.);

$T_{н.б.}$ – час максимальних навантажень ($T_{н.б.} = 6100$ год).

Відповідно до (5.5) збитки від перерви електропостачання для варіантів схем вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$Зб_I = (0,0001 + 0,0044 + 0,0022 + 0,0044 + 0,0022 + 0,0051 + 0,0051 + 0,0051 + 0,0051 + 0,8269 + 1,9020) \cdot 155 = 234,81 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Зб_{II} = 0,087 \text{ (тис.грн.)}.$$

Таблиця 5.1 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант І)

№ відмов елементів	Елемент, що від- мовив	Пара- метр поток відмов ω_j , $\frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елементу та коефіцієнті режиму K_j					
			$K_0 = 0.9143$	B_1 0,0171	B_2 0,0171	B_3 0,0171	B_4 0,0171	B_5 0,0171
			Для порядкового номеру режиму K_j					
			0	1	2	3	4	5
1	B_1	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0227 1	–	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2,Л3 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,004 1; 187,5	Л1,Л2,Т1; Т2 0,0004 1; 187,5
2	B_2	0,0248	Л2,Л3 0,0227 1	Л2;Л3 0,0004 187,5; 1	–	Л2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2,Л3; Т1 0,0004 1; 187,5	Л2,Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5
3	B_3	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0227 1	Л2,Л3; Т2,Л4 0,0004 187,5; 1	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	–	Л3,Л4,Т2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л3; Л4,Т2 0,0004 1; 187,5
4	B_4	0,024	Л1; Т1 0,0219 1; 187,5	Л1,Т1 0,0004 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1; Т1 0,0004 1; 187,5	–	Л1; Т1,Т2 0,0004 1; 187,5
5	B_5	0,024	Л4; Т2 0,0219 1; 187,5	Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2 0,0004 187,5	Л4; Т1,Т2 0,0004 1; 187,5	–

Таблиця 5.2 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант II)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму K_j								
			$K_0=$ 0.8630	B_1 0,0171	B_2 0,0171	B_3 0,0171	B_4 0,0171	B_5 0,0171	B_6 0,0171	B_7 0,0171	B_8 0,0171
			Для порядкового номеру режиму K_j								
			0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	B_1	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0214 1	–	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5
2	B_2	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0214 1	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	–	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5
3	B_3	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0214 1	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	–	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5
4	B_4	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0214 1	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	–	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5
5	B_5	0,0248	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	–	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1
6	B_6	0,0248	–	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	–	–	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5

Таблиця 5.3 – Вибірка характеристик надійності варіанту I схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Л2,Л3	1	5,2	1		2		0,000100
Л2,Л3,Л4; Т2	1	5,2			2		0,004410
Л2,Л3,Л4; Т2	1	5,2			1		0,002205
Л1,Л2,Л3; Т1	1	5,2			2		0,004410
Л1,Л2,Л3; Т1	1	5,2			1		0,002205
Л3,Л4,Т2; Т1	1	11,96			1		0,005072
Л4,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л1,Л2,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л1,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л2,Л3	187,5	5,2			2		0,826956
Т1,Т2	187,5	11,96			2		1,901999
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							2,762574
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							85
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							234,818797

Таблиця 5.4 – Вибірка характеристик надійності варіанту II схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Т1,Т2,Л1,Л2,Л3,Л4	1	17,16		1		7	0,001021045
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							0,001021045
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							85
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							0,086789

Щорічні витрати на спорудження схем вузлової підстанції згідно запропонованих варіантів визначаються за формулою (5.1):

$$Z_I^{\Sigma} = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 + 234,819 = 4846,363 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II}^{\Sigma} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 + 0,087 = 6783,102 \text{ (тис.грн.)}.$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів для двох варіантів є незначним. Таким чином виходячи з розрахованих приведених витрат для вузлової підстанції (вузол 704) обираємо варіант I схеми (рисунок 5.4) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 701, 702, 703, 704 записуємо так:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 36,75 + 0,05 \cdot 36,75 = 34,91 \text{ (МВт)},$$

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

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

$\Delta P_{\text{М}} = 0,05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах

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

$K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Повна потужність генерування:

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}}; \quad (6.2)$$

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

$$S_{\Gamma} = \frac{34,91}{0,95} = 39,75 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_r = \sqrt{S_r^2 - P_r^2}; \quad (6.3)$$

$$Q_r = \sqrt{36,75^2 - 34,91^2} = 11,475 \text{ (МВАр)}.$$

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.

$$Q_{СП} = \sum_{i=1}^k Q_{Hi}; \quad (6.4)$$

$$Q_{СП} = 18,49 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot Q_{СП}; \quad (6.5)$$

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot 18,49 = 1,849 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

$$Q_{ЛЕП} = \sum_{i=1}^k U^2 \cdot (b_0 \cdot l_{ЛЕП}); \quad (6.6)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 12-701.

$$Q_{ЛЕП7-301} = 103,49^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 10,4) = 0,317 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{ЛЕП} = 0,317 + 0,385 + 0,33 + 0,452 + 0,656 = 2,143 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{КП i} = Q_{СП} + \Delta Q_{ЛЕП,ТР} - Q_r - Q_{ЛЕП}; \quad (6.7)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{КП} = 18,49 + 1,849 - 11,475 - 2,143 = 6,72 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужність споживачів 18,49 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 11,475 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-6750-450 УЗ на 6,75 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 703.

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 Виконання розрахунків

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

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку “Аналіз схеми” головного вікна програми. При цьому на екран виводиться вікно модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у схемі мережі. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки “Завершити” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

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

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

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

7.2 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.

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

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 1,688 МВт або 1,9% від потужності генерації.

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

7.3. Регулювання напруги у мережі

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

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів.

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

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 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
701	109,07	109,32	118,41
702	107,91	109,2	107,24
703	108,33	109,17	107
704	108,1	109,17	107,43

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
701	10,44	10,47	11,34
702	10,25	10,69	10,18
703	9,92	10,3	9,79
704	9,89	10,3	9,82

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

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

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{HH}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (7.1)$$

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

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

де $U_{ВН}$ – 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 $U_{ННб}$ (приймаємо $U_{ННб}$ рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{Тб} = \frac{U_{ВН}}{U_{ННб}} \quad (7.3)$$

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

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЭОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{T301} = \frac{(15 \cdot (7,95/2))}{109,07} = 0,405 \text{кВт}$$

За (8.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T301\delta} = \frac{109,07 - 0,547}{10,5} = 10,33$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T301\delta} = 10,298$, що відповідає десятій відпайці.

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

$$U_{НН301\delta} = \frac{109,07 - 0,547}{10,298} = 10,53$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ відп	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{T\delta}$	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
701	0,547	10,33	10,53	10	10,298	0,097
702	0,202	10,25	10,45	10	10,298	0,097
703	4,126	9,92	10,60	13	9,827	0,101
704	4,276	9,88	10,56	13	9,827	0,101

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704(додаток Е). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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 (5400 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

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: 110-701, 701-702, 702-703;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 110;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 7.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 12-704 та 703-704;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 12.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 2.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 232849,428 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.1–8.2:

У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 107955,63 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.3–8.5:

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 301):

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:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРП 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

5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								

Всього ЗПК	1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість	47689,042						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 7):

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 ВРП 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	1 од.	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	559,962	8235,786	344,904	239,7	3,723	9384,072	615
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216
2.12	Приєднання ремонтної перемички	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125
Всього ВРП 110 кВ			846,883	15605,798	712,494	447,837	10,14	17623,149	1211
Загальна кошторисна вартість			17623,149						

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 303):

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:								

1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРП 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
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами 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 трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора 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 ВРП 110 кВ			665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРП 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу 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	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	10 од.	386,16	3449,77	93,14	104,52	10	4043,59	69
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 ЗРП 10 кВ			772,32	5908,941	174,066	183,08	20	7058,406	133,2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення 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		
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	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0		
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 КОМПЛ	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0		
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)										
Всього ЗПК			1365,715	6287,658	321,542	221,554	10,186	8206,655	264		
Загальна кошторисна вартість			51458,612								

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 304):

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:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРП 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
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	4 од.	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	3 од.	224,730	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	4 од.	152,304	4088,204	234,772	116,440	4,176	4595,896	288,0
2.10	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРП 110 кВ		1265,189	26098,062	1164,062	741,626	15,926	29285,443	1868,0
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	11 од.	424,776	3794,747	102,454	114,972	11	4447,949	75,9
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРП 10 кВ			810,936	6253,918	183,38	193,532	21	7462,765	140,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН трансформатора	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)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

	вводи)								
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	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			66359,251						

Таблиця 8.5 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 2):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	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
2.2	Приєднання трансформа-	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним	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	12 од.	463,392	4139,724	111,768	125,424	12	4852,308	82,8
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	2 од.	77,232	275,736	12,844	10,476	2,000	378,288	13,8
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРП 10 кВ			849,552	6598,895	192,694	203,984	22	7867,124	147

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
4.2.2	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
4.2.3	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 6,75 МВАр	1 КОМПЛ						1959,1	
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	4359,266	84
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

5.1.10	Шафа оперативного постійного струму	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,715	6287,658	321,542	221,554	10,186	8206,655	264
Загальна кошторисна вартість			54226,43						

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 34,4 = 49710,374 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1415,069 \cdot 15,2 + 2072,336 \cdot 11,2 = 45175,212 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 183130,054 + 49710,374 = 232849,428 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 62780,426 + 45175,212 = 107955,638 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (8.7)$$

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

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

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{tII}; \quad (8.8)$$

де ΔW_{tL} , ΔW_{tII} – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{L1} = (49710,374 \cdot 0,3)/100 = 149,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{L2} = (45175,212 \cdot 0,3)/100 = 135,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{II1} = (183130,054 \cdot 3)/100 = 5493,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{II2} = (62780,426 \cdot 3)/100 = 1883,4 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подання в табл 8.8:

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

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:110–701, 701-702,702-703 П/ст:110,701,702,703	1,42	2.15	3570
2	ЛЕП:703-704,12-704 П/ст:12,704	1,93	3,08	5010

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 149,1 + 5493,9 + 3570 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 5648,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 135,5 + 1883,4 + 5010,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2027,2 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = (11,88 + 12,28) \cdot 6100 = 147376 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_{1.1} = (15) \cdot 1200 = 18000 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_2 = (12,59) \cdot 6100 = 76799 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

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

$$П_1 = (0,198 \cdot 147376) + (2,226 \cdot 18000) - 5648,9 = 63599,5 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 76799 - 2027,2 = 13179 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = \frac{63599,5/(1 + 0.16) + 13179/(1 + 0.16)^2}{232849,428/(1 + 0.16) + 107955,638/(1 + 0.16)^2} = 0,23$$

З результатів розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту розвитку ЕМ, що підтверджується достатньо високою рентабельністю капітальних затрат (оскільки E_a більша за банківський відсоток по довгостроковим вкладам).

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,14 = 4,3 \text{ року.}$$

9. ЕЛЕГАЗОВІ МОДУЛІ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК НАПРУГОЮ 110-750 кВ

Безпека та надійність енергопостачання в першу чергу залежить від різного роду розподільчих установок та вимикачів, що захищають електричні мережі від короткого замикання. Традиційно на електростанціях і підстанціях встановлювалися вимикачі з повітряною ізоляцією. В залежності від номінального напруги повітряного вимикача, відстань між струмоведучими частинами і землею може становити десятки метрів, в результаті чого для встановлення такого апарату потрібно дуже багато місця. На відміну від інших, елегазовий вимикач дуже компактний, і тому КРУЕ займає порівняно невеликий корисний об'єм. Площа підстанції з таким елегазовим обладнанням в десять разів менше площі підстанції з повітряними вимикачами.

Інноваційний розвиток КРУЕ пов'язаний не тільки з прагненням забезпечити відповідність продукції вимогам ринку і стандартам, що постійно змінюються, але й знизити її шкідливий вплив на навколишнє середовище. Це стосується мінімізації застосування в обладнанні потенційно небезпечних речовин, а також обмеження застосування матеріалів, що вимагають складної процедури утилізації після закінчення терміну служби. Крім того, вироби повинні бути менш матеріаломісткими, а їх виробництво має бути менш енергозатратним. Відповідно з вимогами Кіотського протоколу (1997 р.) з обмеження викидів вуглекислого газу, великі зусилля додаються до зменшення обсягу SF₆ в модулі елегазового вимикача і в усьому КРУЕ.

Починаючи з перших елегазових пристроїв, зниження обсягу SF₆ було пріоритетним завданням при розробці кожного нового КРУЕ. В останніх моделях обсяг елегазу знизився на 40% в порівнянні з їх попередниками. Слід помітити, що незважаючи на зменшення кількості SF₆, номінальна напруга нових зразків зростає. А якщо номінальна напруга залишилося незмінним, то це означає, що обсяг елегазу зменшився ще більше.

На сьогодні для використання в густонаселених районах потрібно обладнання, яке розраховане на більш високу номінальну напругу, струм короткого замикання і номінальний струм. Населення великих міст споживає все більше

електроенергії. Передавати цю енергію необхідно більш ефективно: з меншими втратами, більшою безпекою і по можливості не погіршуючи ландшафт. Ефективність передачі по кабелю зростає при збільшенні напруги. На кінці ЛЕП висока напруга знижується трансформатором і подається користувачам. В густонаселених районах пропускну здатність електромереж повинна бути більше, а отже, розподільче обладнання має бути розраховане на більш високий струм короткого замикання і номінальний струм.

9.1 Основні характеристики та конструкція PASS M0

Такими пристроями які можуть задовільнити всі перелічені вище вимоги є модулі PASS M0. Даний комплектний розподільчий пристрій включає в собі цілий ряд різних елементів енергосистеми які раніше існували тільки по одинці.

PASS M0 включає в себе тільки найнеобхідніше устаткування, що забезпечує найкраще функціонування високовольтної комірки. Конструкція осередку дозволяє реалізувати всі можливі схеми розподільчих установок.

PASS M0 є продукцією компанії ABB (Asea Brown Boveri Ltd.) та виготовляється у наступних варіантах:

- SBB (одна система шин);
- DBB (дві системи шин);
- IOS (транзитна);
- DCB (з двома вимикачами).

На рисунках 9.1, 9.2, 9.3, 9.4 зображено конструкції чотирьох варіантів комплектних елегазових модулів PASS M0 де:

- A) води;
- B) трансформатори струму;
- C) вимикач;
- D) роз'єднувач;
- E) заземлювач;
- F) привід роз'єднувача/заземлювача;
- G) віконце для контролю видимого розриву;
- H) привід вимикача;

- I) реле щільності електричного газу;
- L) опорна конструкція;
- M) розривний диск;
- N) розподільча шафа.

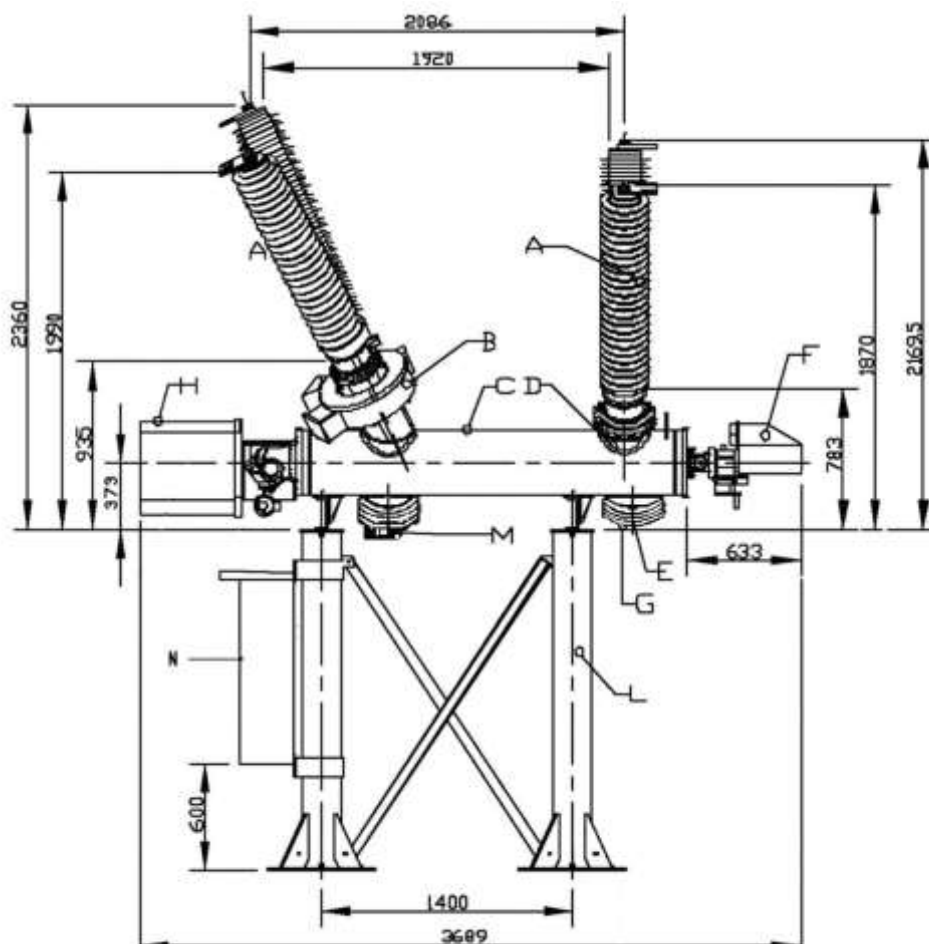


Рисунок 9.1 - Комірка PASS M0 з однією системою шин

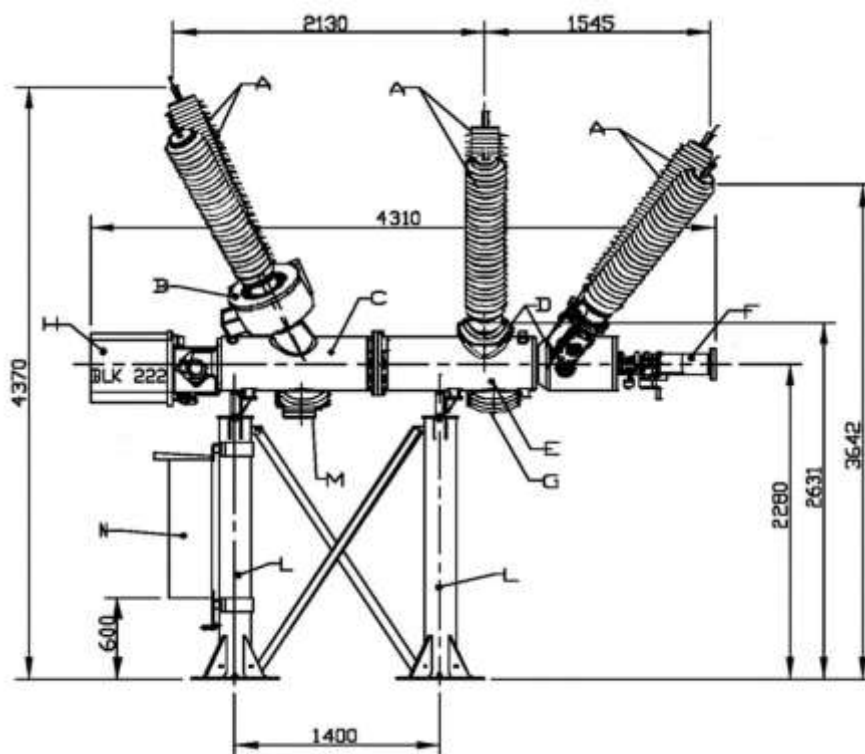


Рисунок 9.9 - Комірка PASS M0 з двома системами шин

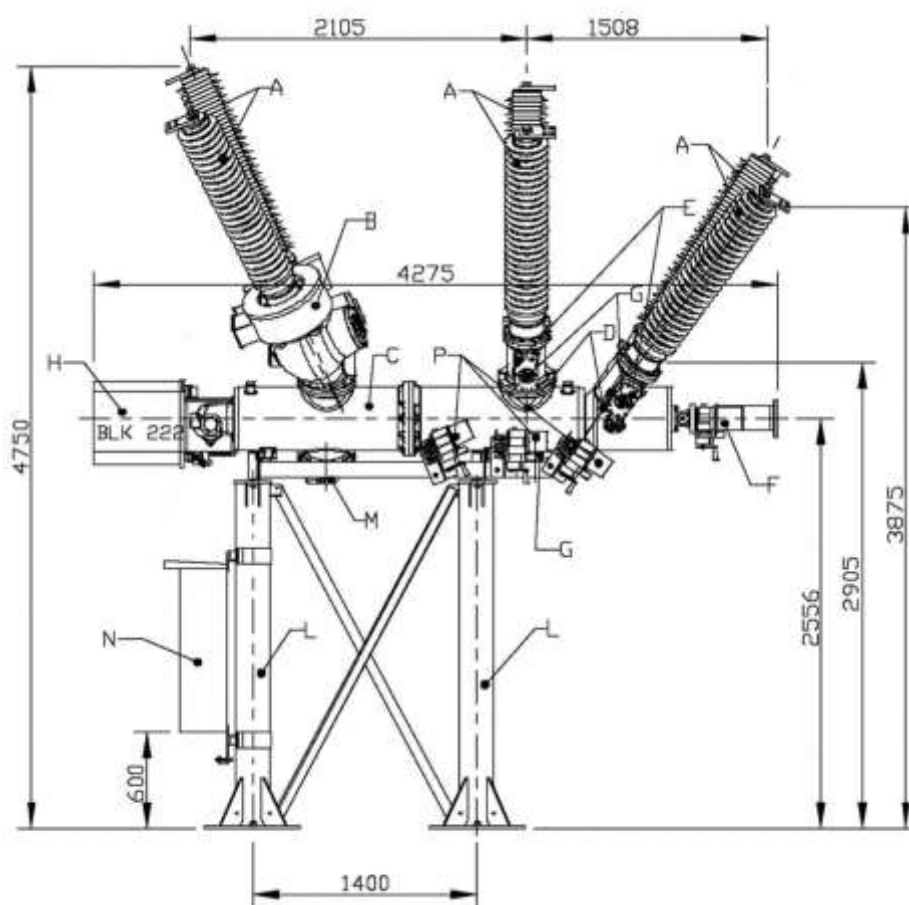


Рисунок 9.3 - Комірка PASS M0 транзитна

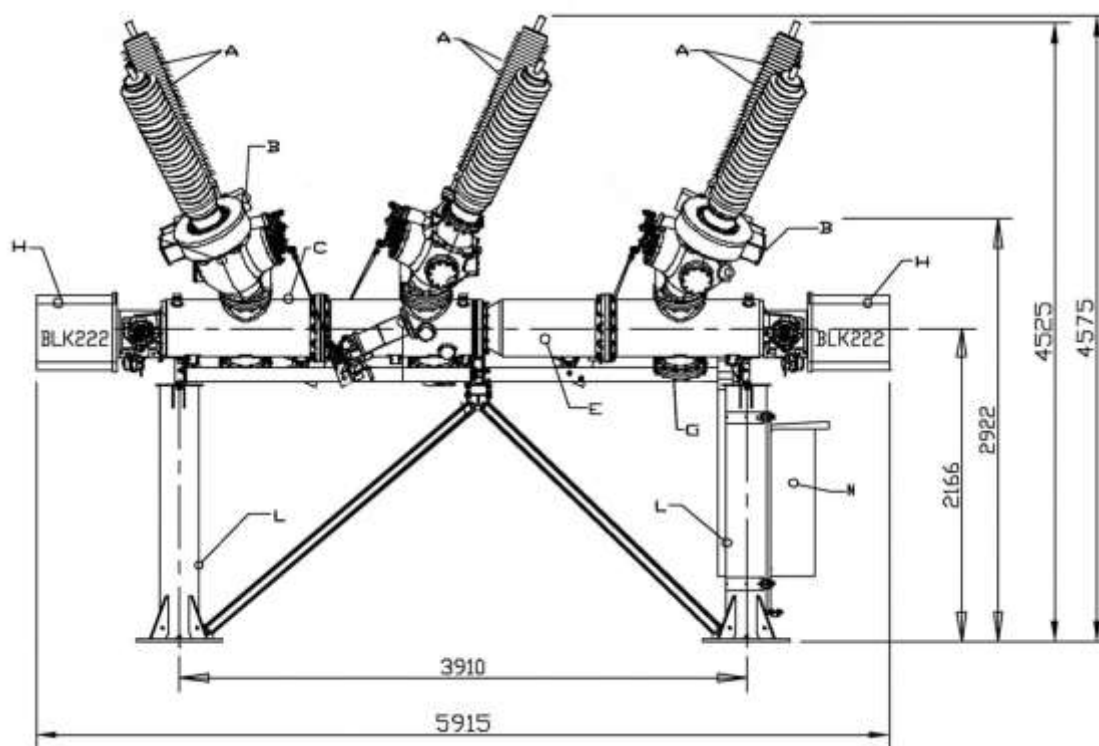


Рисунок 9.4 - Комірка PASS M0 з двома вимикачами

Таблиця 9.1 - Основні характеристики PASS M0

Номінальна частота.....	50/60 Гц
Номінальна напруга.....	170 kV72,5/123/145/170 кВ
Номінальний струм.....	2500 А
Максимальна випробувальна напруга:	
а) фаза-земля	
Випробувальна напруга пром. частоти, 1 хв.....	325 kV140/230/275/275 кВ
Витримувана напруга грозового імпульсу 1,2 / 50 мс.....	750 kV375/550/650/650 кВ
б) між контактами	
Випробувальна напруга пром. частоти, 1 хв.....	375 kV160/265/315/315 кВ
Витримувана напруга грозового імпульсу 1,2 / 50 мс.....	860 kV375/630/750/750 кВ
Струм термічної стійкості (1 сек).....	40 кА
Струм динамічної стійкості (пік).....	100 кА
Температура навколишнього середовища:	
Мінімальне значення.....	- 25° С.....- 30 ° С
Максимальне значення.....	+ 55 ° С
Витік елегазу за рік.....	<1%
Вага:	
Одинарна система шин.....	<1900кГ
Подвійна система шин.....	2150кГ
Вхід-, вихід.....	2300кГ
Тиск елегазу при 20 С:	
Тиск при заповненні.....	700 кПа.....680 кПа
Перший аварійний сигнал.....	660 кПа.....620 кПа
Тиск блокування.....	640 кПа.....600 кПа

PASS дозволяє виконати будь-яку компоновку підстанції найбільш ефективно використовуючи займану площу. Компактність підстанції гарантована багатим досвідом у галузі досліджень і розробок, виробництва та експлуатації розподільчих установок [5].

Основні характеристики PASS це його компактність і модульна конструкція, що дозволяють включити кілька функцій в одному модулі:

- вводи, що приєднуються до однієї або двох збірним шинам;
- силовий вимикач;
- один або кілька комбінованих роз'єднувачів/заземлювачів;
- трансформатор струму.

Порівнюючи комірчку PASS M0 і звичайну традиційну розподільчу установку можна зробити однозначний висновок і остаточно впевнитись у компактності, економічній доцільності та надійності даного пристрою у порівнянні з розподільчими пристроями зібраних з окремих елементів. Все що в традиційних розподільчих пристроях являється окремим елементом в комірці PASS M0 є одне ціле одного модуля.

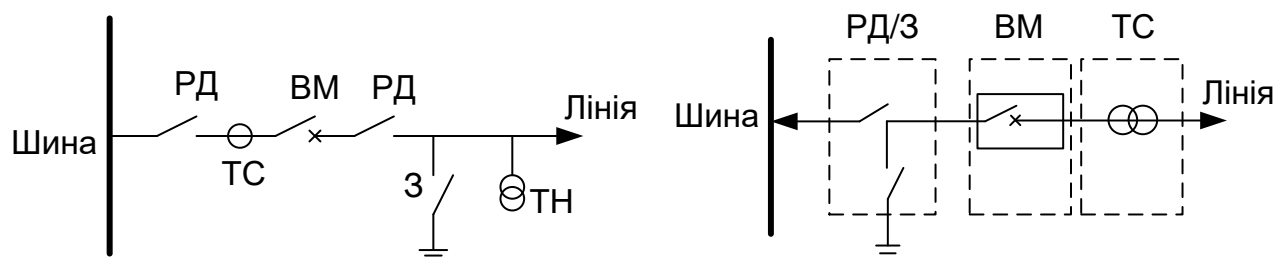


Рисунок 9.5 – Порівняння традиційного РП з PASS M0

PASS M0 відповідає комплектній високовольтній комірці. У PASS M0 всі частини, що знаходяться під напругою, за винятком збірних шин, укладені в заземлений алюмінієвих корпус, заповнений стиснутим елегазом. Кожен полюс знаходиться в окремому корпусі. Таким чином досягнуто максимальної готовності і безпеки. Кожен корпус виконаний з відлитої або зварної алюмінієвих конструкцій.

На рисунку 9.6 показаний PASS M0, виконаний у стандартній конфігурації (для однієї системи збірних шин).

1. Комбінований роз'єднувач/заземлювач.
2. Силовий вимикач.
3. Трансформатор струму.

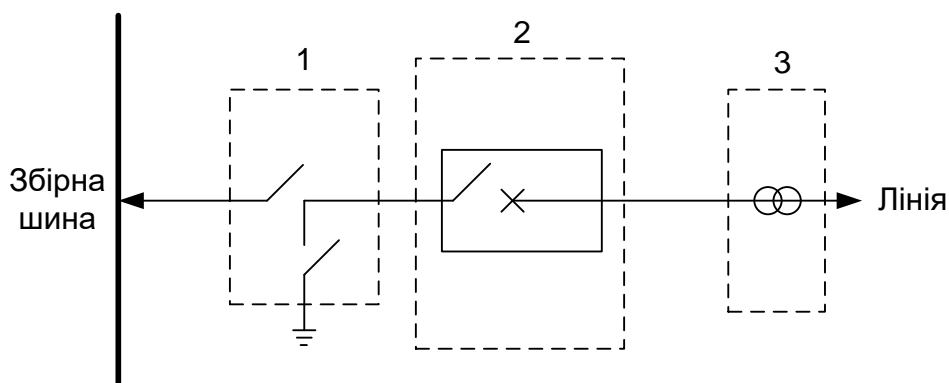


Рисунок 9.6 - PASS M0 для однієї системи збірних шин.

Використовуючи стандартні компоненти, можливе підключення другої системи збірних шин до PASS M0. На рисунку 9.7 показано конфігурацію PASS M0 з подвійною системою збірних шин.

1. Комбіновані роз'єднувачі/заземлювачі на збірних шинах 1 і 2.
2. Силовий вимикач.
3. Трансформатор струму.

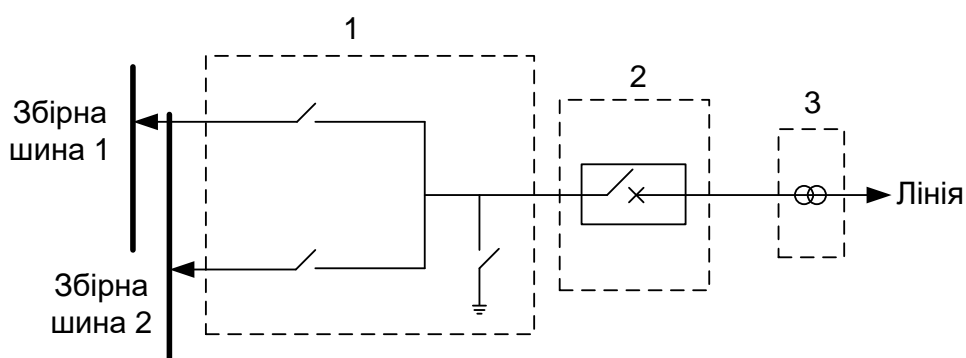


Рисунок 9.7 - PASS M0 для подвійної системи збірних шин



Рисунок 9.8 - PASS M0 для підключення до подвійної системи шин

Як показано на рисунках 9.6, 9.7 і 9.8, PASS M0 такої конфігурації дозволяє побудувати комплектну високовольтну підстанцію в якій:

- перший ввід приєднаний до входної лінії;
- другий ввід підключений до відхідної лінії;
- третій ввід приєднаний до силового трансформатора напруги.

Таким чином, відсутні традиційні збірні шини, тобто збірні шини реалізовані всередині PASS M0 за допомогою першого і другого ввідів.

PASS M0 цієї конфігурації є дійсно великим технічним досягненням як системна концепція для розподільних підстанцій.

Вимикач PASS M0 має одну дугогасильну камеру, діючу за добре відпрацьованим принципом самогасіння дуги. Для переривання струму КЗ використовується, у тому числі, енергія самої дуги. Таким чином потужність, яка надходить від приводного механізму, складає близько 50% традиційного приводу вимикачів.

У вимикачах PASS M0 використовуються приводний механізм пружинного типу. Цей тип приводу дозволяє запасати енергію в пружині, яка звільняється під час її спрацьовування [5].

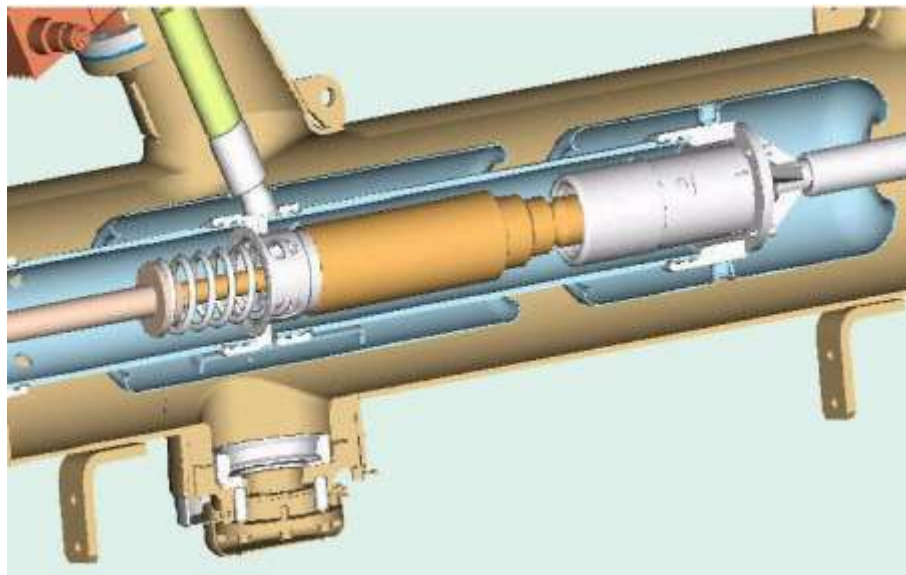


Рисунок 9.9 - Приводний механізм пружинного типу

Таблиця 9.2 - Силовий вимикач

З одного дугогасильні камерою, типу LTB-D	
Номінальний струм відключення.....	40 кА / 50 Гц
Номінальний струм відключення.....	40 кА / 60 Гц
Номінальний струм включення.....	100 кА (пік)
Зарядний струм лінії.....	63 А
Зарядний струм кабельної лінії.....	160 А
Привід.....	трьох полюсний пружинний
Тип.....	VLK222
Номінальний цикл операцій.....	O-0, 3 сек.-BO-1хв.-BO
Власний час відключення.....	≤ 25 мсек
Повний час відключення (50 Гц).....	≤ 47 мсек
Повний час відключення (60 Гц).....	≤ 44 мсек
Час включення.....	≤ 42 мсек
Номінальна напруга допоміжних ланцюгів.....	110 В пост. струму (зазвичай)

В аварійній ситуації можливо ручне управління.

Положення контакту проглядається через спеціальний отвір.

PASS M0 обладнаний триполюсним комбінованим роз'єднувачем/заземлювачем. Принцип дії заснований на круговому русі контакту. Контакт має три однозначних положення: замкнутий на збірній шині, заземлений, або залишений в нейтральному положенні. Механізм складається з мінімальної кількості компонентів які не вимагають технічного обслуговування. Ця модульна конструкція може бути застосована як для PASS M0 при конфігурації з однією

системою збірних шин, так і для конфігурації з подвійною системою збірних шин, а також для всіх введів, як з боку збірних шин, так і з боку лінії. Тут вже можливі будь-які комбінації.

На рисунку 9.10 зображено комбінований роз'єднувач/заземлювач для PASS М0 з однією системою шин. Контакт підключений до шини.

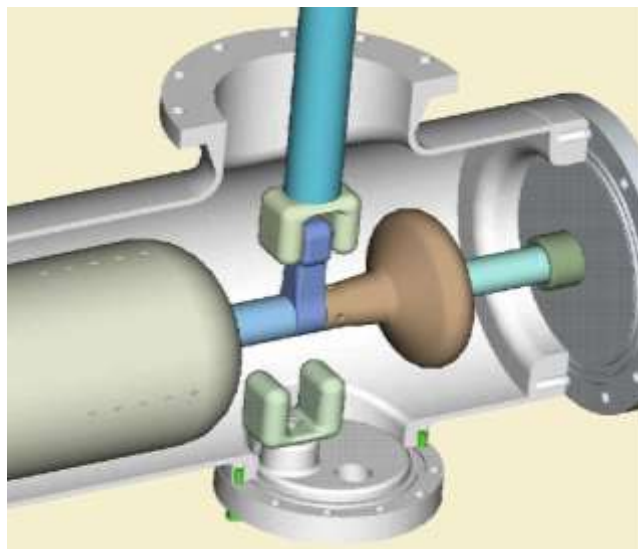


Рисунок 9.10 - Комбінований роз'єднувач/заземлювач з однією системою шин

Таблиця 9.3 - Роз'єднувач / Заземлювач

Привід.....	трьох полюсний руховий
Номінальна напруга живлення допоміжних ланцюгів.....	110 В пост. струму
Час включення заземлення.....	5,5 сек

В аварійній ситуації можливо ручне управління (рукояткою).

Положення контакту проглядається через спеціальний отвір.

На рисунку 9.11 зображено подвійний комбінований роз'єднувач/заземлювач для підключення до подвійної системи збірних шин. На обидва роз'єднувача підключені до двох збірних шин.

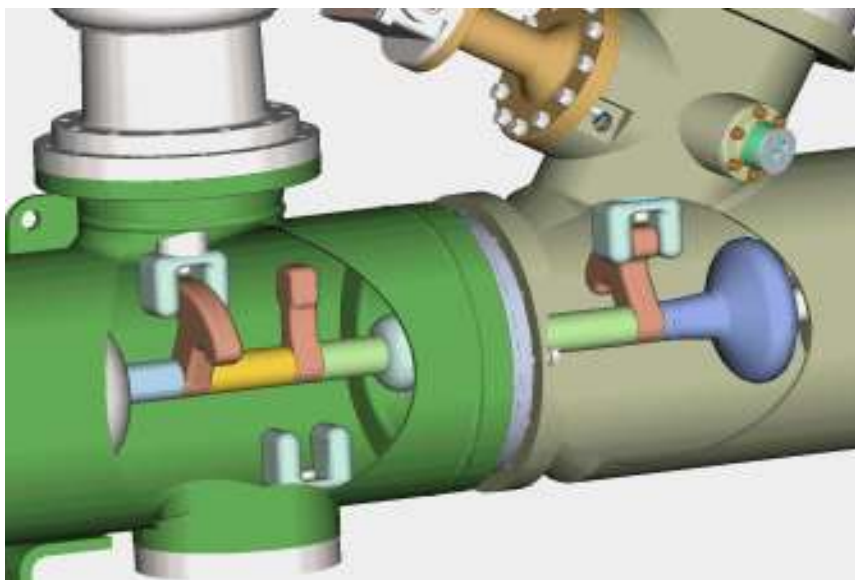


Рисунок 9.11 - Комбінований роз'єднувач/заземлювач з двома системами шин

В обох випадках, з однією і з двома збірними шинами, всі положення комбінованого роз'єднувача/заземлювача однозначно відображені за допомогою індикатора положень, механічно приєднання до головного валу. Альтернативно існує можливість установки в корпусі оглядового вікна для візуального спостереження за положеннями. В екстремому випадку роз'єднувач/заземлювач може управлятися вручну за допомогою рукоятки.

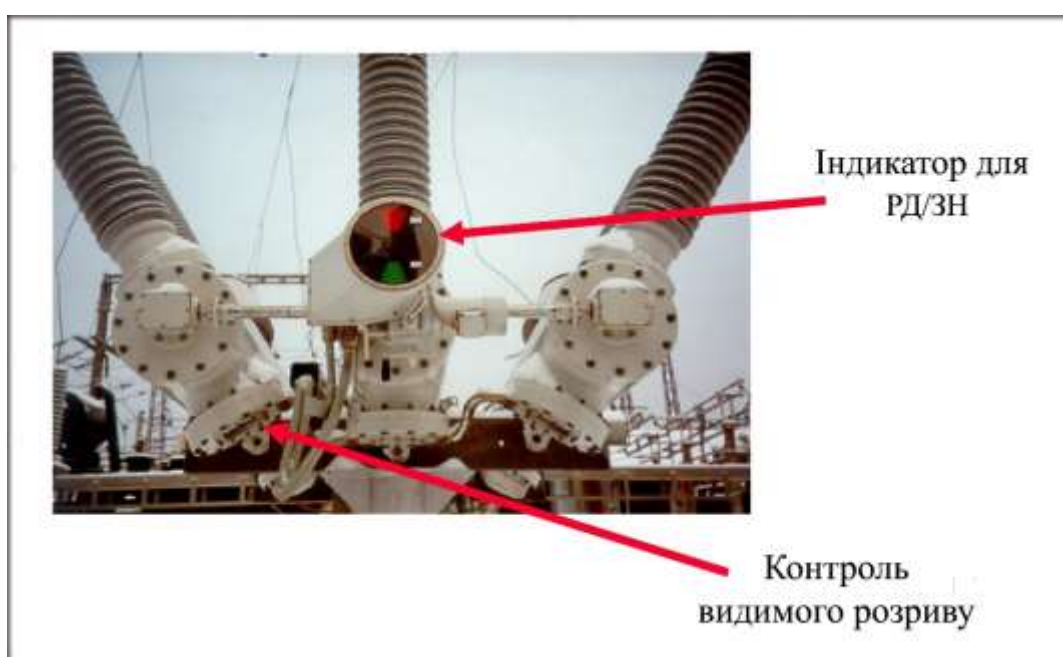


Рисунок 9.12 - Індикація положення роз'єднувача/заземлювача

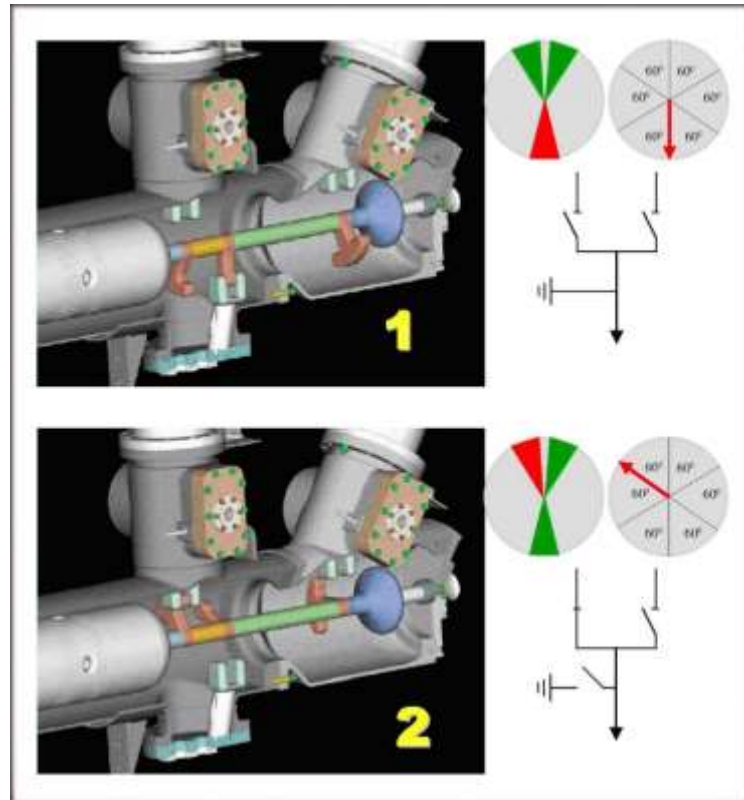


Рисунок 9.13 - Індикація положення роз'єднувача/заземлювача з подвійною системою шин

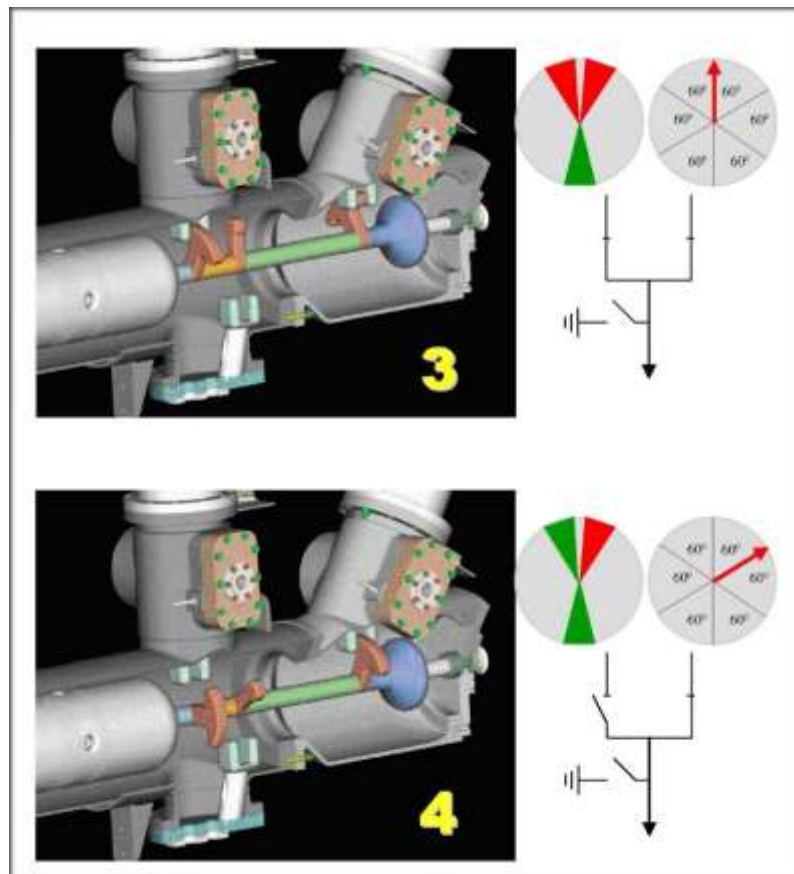


Рисунок 9.14 - Індикація положення роз'єднувача/заземлювача з подвійною системою шин

PASS M0 обладнаний традиційним трансформатором струму. Можлива поставка осередків з різними комбінаціями сердечників для захисту і вимірів, з різними навантаженнями вторинного ланцюга. У кожному трансформаторі можливе розміщення до 5 сердечників.



Рисунок 9.15 – Трансформатор струму

Таблиця 9.4 - Трансформатор струму

Тип.....	кільцевий ТС
Клас вимірювання.....	до 1 класу
Клас захисту.....	відповідає всім вимогам
IP код (МЕК 60144).....	IP 54

Повітряні лінії і збірні шини приєднуються до PASS через повітряні вводи. Основним ізоляційним матеріалом є елегаз. Самі ізолятори виконані з склопоксидної труби зі спідницями з силіконової гуми. Фланці насаджені в гарячому стані і приклеєні до труби, що робить підключення незвично міцним і герметичним. Силіконові спідниці вулканізовані на трубі і хімічно з нею пов'язані, що гарантує гарний захист від вологи і забруднень. Основні характеристики вводів такі:

- висока безпека (високий опір зламу і вибухобезпечність);
- мала вага;
- відмінні експлуатаційні показники по стійкості до забруднення та проникненню вологи;
- не вимагають технічного обслуговування.



Рисунок 9.16 Повітряний ввід для модуля PASS M0

Таблиця 9.5 – Повітряні вводи

Тип.....	КОМПОЗИТНІ	
Напруга.....	145 кВ	170 кВ
Розрядна відстань.....	1304 мм	1633 мм
Довжина шляху (струму) витоку.....	4670 мм	5462 мм
Максимально допустиме статичне механічне навантаження.....	1000 Н	1000 Н

Компактна конструкція модуля PASS M0 забезпечується завдяки відмінній якості ізоляції елегазу. Діелектрична міцність елегазу в однорідному полі в 2.5 рази вище, ніж у повітря (при однакових умовах температури і тиску). Конструкції компонентів, що знаходяться під напругою, виконані з метою збереження максимально можливої однорідності електричного поля і таким чином найбільш ефективного використання ізоляційної міцності елегазу.

Тиск елегазу модуля PASS при температурі 20°C:

- тиск при заповненні 680 кПа;
- перший аварійний сигнал 620 кПа;
- тиск блокування апарату 600 кПа.

Тиск при заповненні приблизно на 15% вище номінального робочого тиску. Це гарантує достатню щільність елегазу протягом довгого робочого періоду. Для

забезпечення мінімальних втрат елегазу під час робочого режиму всі корпуси, зв'язку та клапани ретельно перевіряються на витік елегазу.

Кожен полюс PASS є єдиним газовим відсіком. Діелектрична міцність осередку і відключаюча здатність елегазового вимикача залежать від щільності елегазу. На кожному полюсі для контролю за щільністю елегазу та виявлення місця витоку встановлено реле щільності елегазу.

Для захисту від надлишкового тиску при внутрішньому перекритті встановлюється металева розривна діафрагма (розривний диск). При досягненні критичного значення надлишкового тиску, захисний диск розривається і знижує внутрішній тиск, який в іншому випадку призвів би до розриву корпусу. Відбивачі на зовнішній стороні діафрагми забезпечують безпеку персоналу.

Опорна конструкція для модуля PASS M0 оцинкована гарячим методом і забарвлена для захисту від корозії. Вона сконструйована таким чином, щоб забезпечити максимальну стійкість і міцність, при мінімальних витратах на будівельні роботи.

PASS M0 оснащений традиційним робочим зв'язком: тобто допоміжними контактами вимикача і роз'єднувача/заземлювача та реле сигналізації (блокування елегазу). Цей традиційний інтерфейс забезпечує зв'язок PASS M0 з будь-якими системами керування і захисту, тим самим даючи можливість для оновлення та модернізації вже існуючих підстанцій. Все, що необхідно для зв'язку PASS M0 з системами керування і захисту - це два багатожильних кабелі до місцевої шафи управління комірки [5].

Таблиця 9.6 – Стандарти

Апаратний комплекс PASS відповідає наступним стандартам:	
Для ємності, що знаходиться під тиском (бака):.....	CENELEC EN 50052
Для гарантії якості:.....	ISO 9001, 14001
Для розподільчої установки та допоміжного обладнання:	
• Високовольтна розподільча установка.....	МЕК 60694 -1996
• Елегазові розподільчі установки.....	МЕК 60517 -1990
• Введення МЕК.....	60137-1995
• Трансформатор струму.....	МЕК 60044-1-1996, МЕК 60185-1987
• Роз'єднувач / заземлювач.....	МЕК 60129-1984, МЕК 60517-1986
• Вимикач МЕК.....	60056-1987

9.2 Умови експлуатації PASS M0

Порівнюючи PASS M0 з традиційним рішенням ОРУ, що виконує ті ж функції, PASS M0 дозволяє досягати наступних показників:

- мінімальна кількість необхідного елегазу;
- витрати на техобслуговування скорочуються на 38%;
- скорочення займаної площі на 70%;
- загальні експлуатаційні витрати як мінімум зменшуються на 60%.

Порівнюючи з традиційною п/с ОРУ з 5 сердечниками, виконаними за схемою "місток", загальні експлуатаційні витрати для PASS M0 на більш, ніж на 30% нижче.

Не потрібні для PASS M0 і спеціальні пристосування для вантаження і транспортування. PASS M0 поміщається на стандартній платформі і не вимагає додаткової упаковки. При остаточній установці PASS, зовнішні полюси потрібно відповідно розгорнути на 30°. Компактність в обох положеннях очевидна.

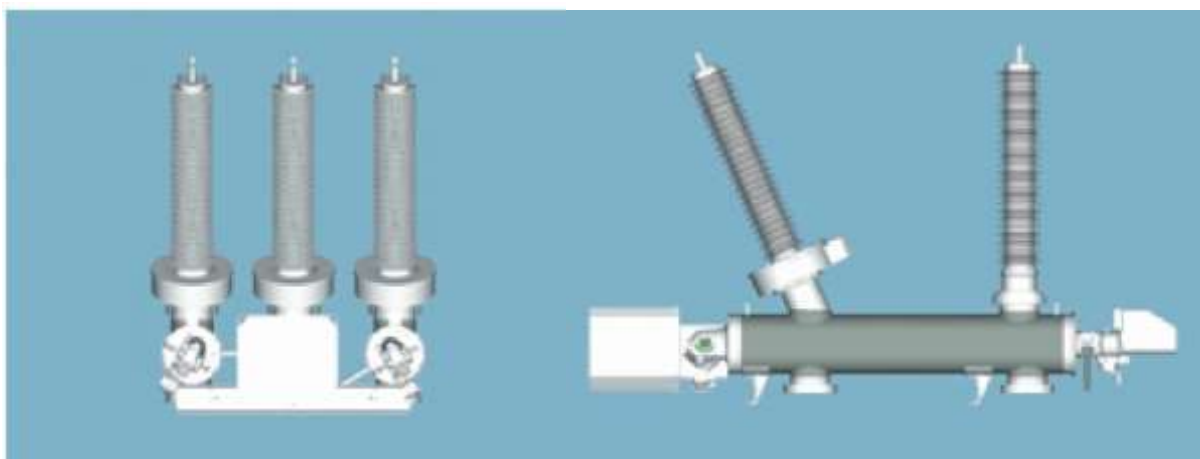


Рисунок 9.17 - PASS M0 для однієї системи шин в положенні для транспортування

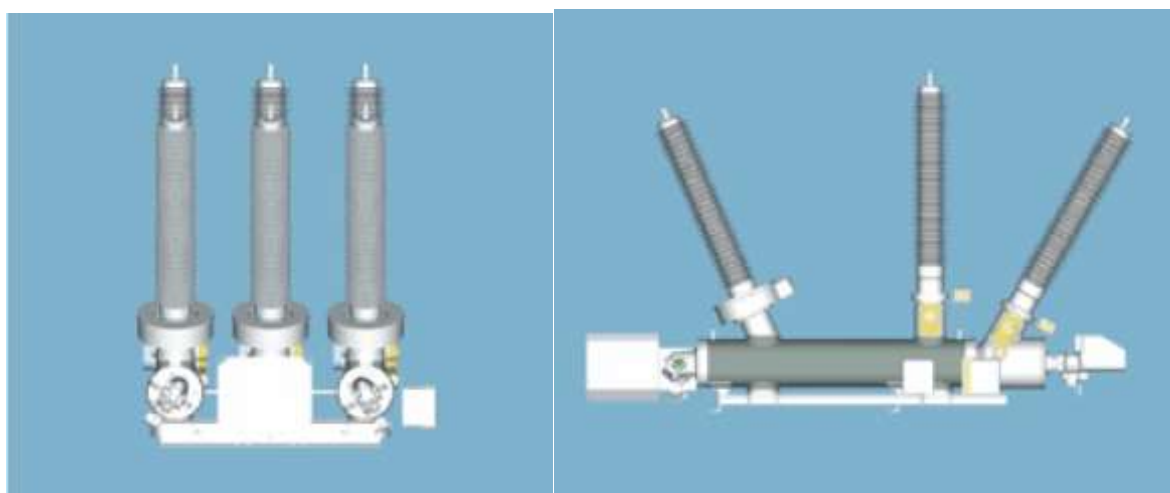


Рисунок 9.18 - PASS M0 для подвійної системи шин в положенні для транспортування

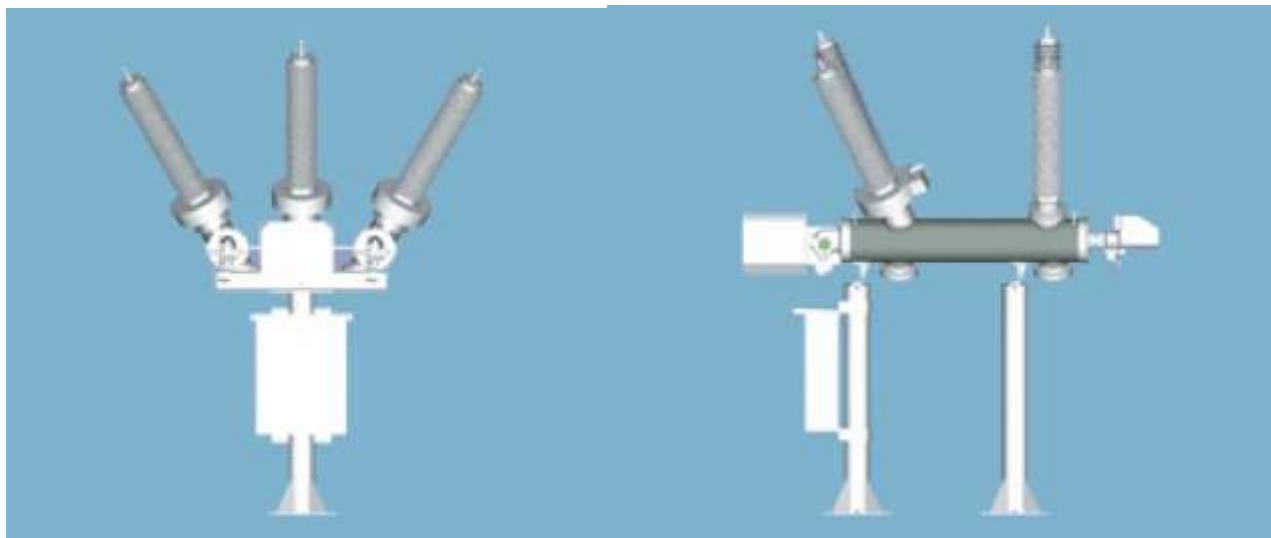


Рисунок 9.19 - PASS M0 для однієї системи шин в робочому положенні

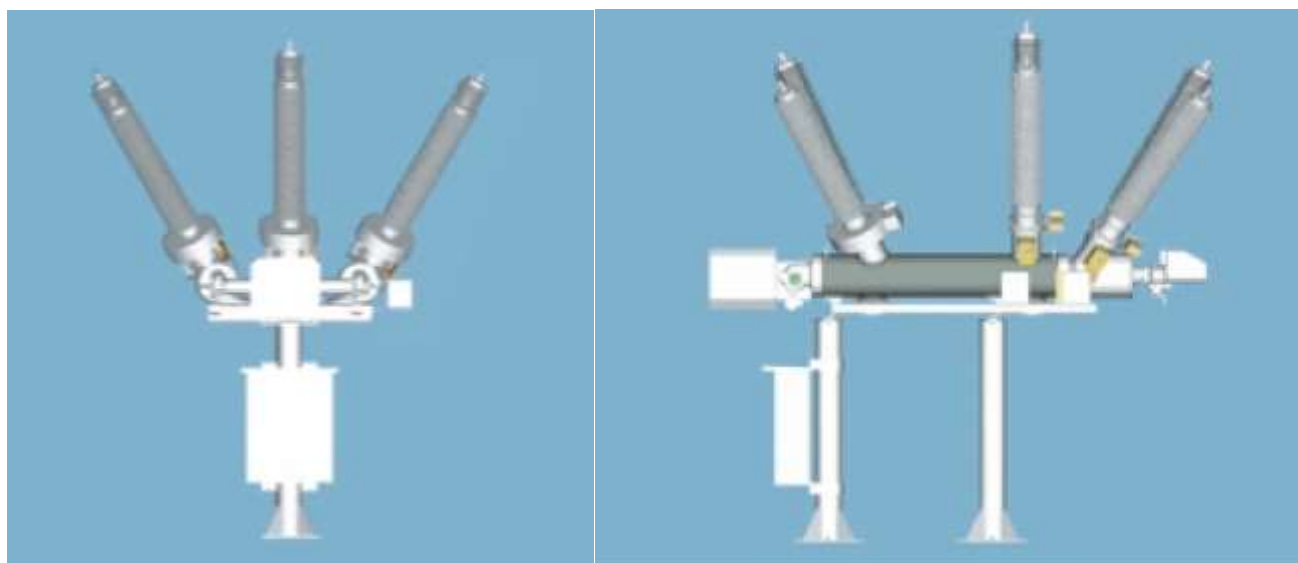


Рисунок 9.20 - PASS M0 для подвійної системи шин в робочому положенні

Створений компанією ABB T&D модуль PASS M0 являється результатом багаторічних досліджень і розробок, багаторічного досвіду виробництва та експлуатації високовольтних підстанцій фахівцями компанії. Комплектуючі, не виробляються на заводах компанії ABB T&D, а поставляються іншими компаніями концерну ABB. Всі використані матеріали, деталі, складові, а також весь процес виробництва відповідають міжнародним стандартам якості ISO 9001 і 14001.

Функції модуля PASS M0 відповідають одній комплектній комірці. Концепт PASS дозволяє спорудження підстанції в найкоротші терміни: кожна комірка може після відвантаження з трейлера бути встановлена прямо на, мінімальній за розмірами, платформі фундаменту. Установка модуля PASS M0 на місці спрощена тим, що модуль PASS M0 повністю зібраний на заводі-виробнику перед завантаженням. Установка PASS M0 вимагає всього декілька годин і двох робочих, потім ведуться роботи по закачуванню елегазу [6].

Вимоги щодо PASS M0 відповідають всім, що належать до цього обладнання, стандартам МЕК і нормам гарантії якості ISO 9001 та 14001.

Все обладнання проходить різного роду випробування, такі як типові, рутинні та ін. Необхідні типові випробування на відповідність стандартам МЕК проводяться на заводі виробника. Повторні випробування можуть бути проведені на вимогу, але за рахунок замовника. Копії сертифікації та протоколи випробувань надаються на вимогу. Об'єднаний протокол випробувань (міжнародні документи №QU4213) детально описують проведені випробування.

Також перед відправкою PASS M0 з заводу-виготовлювача пристрій проходить наступні рутинні випробування:

- високовольтні випробування змінним струмом;
- випробування на діелектричну міцність допоміжних пристроїв керування;
- випробування корпусу тиском відповідно до CENELEC-EN 50052 1986 T3 17C WG MPE. Корпус піддається подвійному надлишкового тиску протягом 1 хвилини. Це випробування відповідає вимогам стандарту МЕК 60517;
- випробування на витік елегазу;
- механічні випробування всіх рухомих частин;
- випробування всього обладнання і приладдя;
- високовольтні випробування змінним струмом з вимірюванням часткових розрядів.

Випробування проводяться для того, щоб переконатися у бездоганному функціонуванні всіх компонентів до того, як обладнання буде відвантажено з фабрики. Протоколи випробувань складаються для всіх видів випробувань.

Після остаточної установки і налагодження підстанції проводяться наступні випробування:

- механічні випробування вимикача і комбінованого роз'єднувача/заземлювача;
- випробування на витік електрики;
- випадковий відбір проб на вміст вологи в окремих компонентах;
- перевірка і функціональні випробування пристроїв керування та допоміжних пристроїв.

9.3 Конструкція розподільної підстанції на базі PASS M0

В кооперації з італійською енергосистемою компанією Enel створена абсолютно нова системна концепція для розподільних підстанцій. Основний принцип полягає в тому, щоб використовувати компоненти подвійної системи збірних шин всередині модуля PASS для конфігурації підстанції з однією системою збірних шин. PASS M0 з подвійною системою збірних шин дуже добре підходить для цієї концепції, і використовується для побудови комплектної високовольтної підстанції [11]. Так як збирна шина знаходиться всередині самого модуля PASS, то повністю відпадає необхідність у стандартних збірних шинах. Вимірювання струму та напруги виконуються за допомогою нетрадиційних датчиків, розташованих в PASS M0. Традиційний трансформатор струму також може застосовуватися.

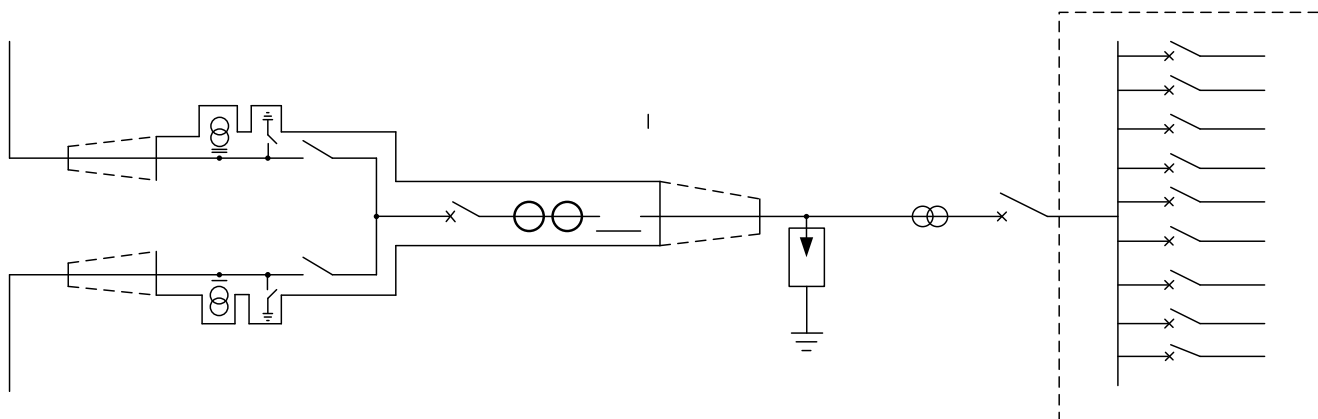


Рисунок 9.21 - Однолінійна схема комплектної підстанції

Використовувана в цій конфігурації PASS M0, має багато переваг:

- скорочення займаної площі;
- мінімальний вплив на навколишнє середовище;

- скорочення електричних втрат завдяки зменшеним мережам середньої напруги (високовольтні підстанції можна розташовувати поблизу центрів навантаження);
- зниження струмів КЗ (перевага для всього обладнання);
- проста установка на місці монтажу;
- скорочення часу будівельних робіт для всієї підстанції;
- вся підстанція в комплексі легко транспортується (три елементи п / с: високовольтний розподільчий пристрій (PASS M0), силовий трансформатор і фідери середньої напруги);
- скорочення сумарних експлуатаційних витрат протягом усього терміну служби підстанції.

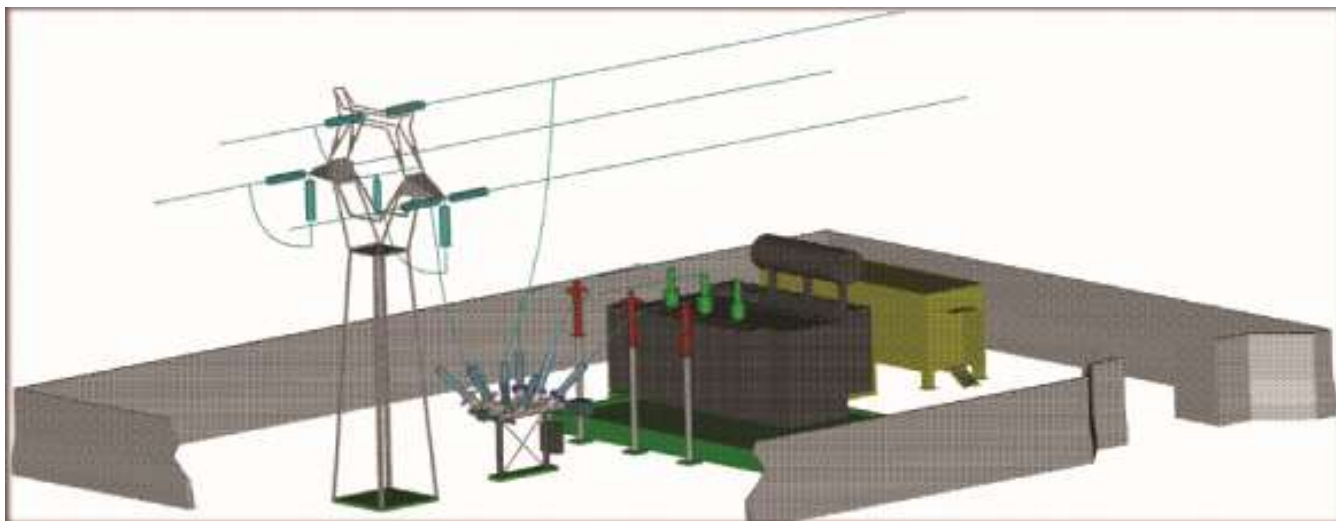


Рисунок 9.22 - Загальний вигляд підстанції

Загальна площа, займана підстанцією, включаючи обладнання високої напруги, трансформатор, обладнання середньої напруги та панелі управління становить всього біля 40 м / 18 м. Це набагато менше ніж підстанції з використанням традиційних розподільчих пристроїв.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ

10.1 Вимоги безпеки під час проведення робіт на елегазовому вимикачі

Під час проведення монтажних і налагоджувальних робіт, технічного обслуговування, капітального ремонту та аварійно-відновлювальних робіт елегазового вимикача кількість задіяного персоналу визначається нарядом чи розпорядженням і не повинна бути більшою за необхідну.

Під час проведення робіт на вимикачах, розміщених в ЗРУ, обов'язково повинна працювати припливно-витяжна вентиляція, з відсмоктуванням повітря знизу.

Контроль наявності елегазу та увімкнення припливно-витяжної вентиляції в приміщеннях КРУЕ, ЗРУЕ, кабельних каналах, заглибленнях і підвалах необхідно проводити згідно з розділом 12 ГКД 34.20.507.

Торкатися деталей елегазової системи дозволяється тільки в разі необхідності.

Під час виконання робіт із заповненням елегазового вимикача елегазом або сумішшю необхідно дотримуватись правил проведення робіт з обладнанням, що знаходяться під тиском (ДНАОП 0.00-1.07).

Під час заповнення елегазового вимикача сумішшю елегазу та азоту необхідно завжди спершу заповнювати його у відповідних пропорціях та до необхідного тиску елегазом і лише потім азотом.

Піднімання на елегазовий вимикач, що знаходиться під робочим тиском, дозволяється тільки під час проведення випробувань та монтажних і налагоджувальних робіт (під'єднання або від'єднання проводів від реєструвальних і вимірювальних приладів, а також визначення місць витоку елегазу і т.ін.). На час піднімання на елегазовий вимикач всі роботи в шафах привідного механізму та розподільчих шафах повинні бути припинені.

Під час оперування елегазовий вимикачем після монтажу, налагодження, технічного обслуговування, капітального ремонту чи аварійно-відновлювальних робіт необхідно обов'язково віддалити персонал від вимикача в укриття або на відстань не менше ніж 30 м.

Під час допуску до робіт на елегазовому вимикачі, що знаходиться в зоні напруженості електричного поля, необхідно керуватися картою напруженості електричного поля для робочих місць та відповідними засобами захисту у випадку підвищеної напруженості електричного поля згідно з ГКД 34.03.601.

10.2 Вимоги до приміщень для ремонту та ревізій елегазових вимикачів

Для проведення ремонтів та ревізій рекомендується залежно від призначення виділити:

- приміщення для ремонту та ревізій елементів елегазового вимикача, що не забруднені продуктами розпаду елегазу;

- приміщення для розкривання і ремонту полюсів елегазового вимикача, забруднених продуктами розпаду елегазу.

Приміщення для ремонтів та ревізій повинні відповідати вимогам розділу 12 ГКД 34.20.507.

Контроль наявності елегазу та своєчасність увімкнення припливно-витяжної вентиляції в приміщеннях для ремонтів та ревізій необхідно проводити згідно з розділом 12 ГКД 34.20.507.

Приміщення для проведення ремонтів та ревізій обладнуються необхідними верстатами, підставками, столами, шафами, стелажми для запасних частин та інструментів і підймальним обладнанням.

Під час ремонтів та ревізій елегазових вимикачів вхід працівників в брудному одязі, взутті та із забрудненими руками у приміщення заборонений.

10.3 Вимоги безпеки під час роботи з елегазом, продуктами його розпаду та з адсорбентами

Балони з елегазом і азотом необхідно зберігати закріпленими в вертикальному положенні в спеціально відведеному приміщенні, що вентильється. У випадку пожежі в приміщенні балони необхідно евакуювати.

В приміщеннях, де знаходиться елегазове устаткування та балони з елегазом і азотом, у приміщеннях, вказаних у пункті 10.2.1 даної Інструкції, забороняється зберігати харчові продукти, приймати їжу, пити, курити.

Одноособовий вхід в приміщення для ремонту та ревізій і в приміщення, де знаходяться балони з елегазом чи азотом, заборонений. Поза приміщенням повинна знаходитись особа, що супроводжує, з протигазом або кисневим апаратом.

У разі подразнень елегазом слизової оболонки дихальних шляхів, очей чи поверхні шкіри або у випадку загрози втрати свідомості та задухи працівнику необхідно негайно відійти або вивести працівника в безпечне місце, промити шкіру та очі проточною водою. За необхідності працівник повинен звернутися до лікаря.

В приміщенні, де зберігаються балони з елегазом і азотом, необхідно мати ваги для визначення кількості елегазу чи азоту в балонах.

Контроль наявності елегазу та увімкнення припливно-витяжної вентиляції в приміщеннях, де проводяться роботи з ремонту та ревізії елегазових вимикачів або зберігаються балони з елегазом, необхідно проводити згідно з розділом 12 ГКД 34.20.507. В приміщеннях, зазначених в пункті 10.2.1 даної Інструкції, крім основної вентиляції необхідно встановлювати місцеву вентиляцію, що забезпечуватиме відведення залишкових газів з устаткування, що підлягає ремонту та ревізії.

У разі проведення робіт, які вимагають розкривання полюсів елегазових вимикачів та під час роботи з адсорбентами, персонал, що проводить роботи, повинен бути забезпечений та обов'язково користуватися:

- захисними масками, що закривають обличчя, або кисневими апаратами чи фільтрувальними протигазами (ПШ-1 або ПШ-2);
- пилозахисними костюмами або комбінезонами з нетканого матеріалу одноразового чи багаторазового користування;
- гумовими рукавицями одноразового чи багаторазового користування;
- гумовими чоботами одноразового чи багаторазового користування.

До робіт, які проводяться з використанням захисних масок, що закривають обличчя, або кисневих апаратів чи фільтрувальних протигазів допускаються особи, що пройшли перевірку знань правил експлуатації захисних засобів, отримали навички їх застосування.

Рукави пилозахисного костюму чи комбінезону повинні бути міцно застібнутими або зав'язаними, а штани – опущені поверх гумових чобіт.

Порошкоподібні продукти розпаду елегазу необхідно збирати лише спеціальним порохотягом з системою фільтрів (додаток Б даної Інструкції). Забороняється розпилювати порошкоподібні продукти розпаду елегазу.

Тверді продукти розпаду елегазу нейтралізуються розчином NaOH або KOH у співвідношенні 0,5 кг на 10 літрів води в спеціально підготовлених негерметичних ємностях.

Роботи із адсорбентами персонал проводить в спецодягу, що вказаний у пункті 10.3.7 Інструкції, або із застосуванням витяжної шафи.

Після завершення проведення робіт, які вимагають розкривання полюсів елегазових вимикачів та з адсорбентами, засоби захисту, що наведені в пункті 10.3.7 даної Інструкції, деталі та інструменти необхідно промити нейтралізуючим розчином. Після цього засоби індивідуального захисту одноразового користування та нейтралізуючий розчин, яким були промиті засоби індивідуального захисту, утилізуються. Засоби захисту багаторазового користування після обробки нейтралізуючим розчином та прання можна застосовувати повторно. Персонал, який проводив роботи, обов'язково повинен прийняти душ.

10.4 Приймання елегазового вимикача в експлуатацію

До приймання елегазового вимикача в експлуатацію повинні бути проведені в повному обсязі всі монтажні, налагоджувальні, ремонтні, аварійно-відновлювальні роботи і випробування згідно з ГКД 34.20.507, ГКД 34.20.302, ПУЕ, даною Інструкцією та інструкцією заводу-виробника.

Приймання елегазового вимикача в експлуатацію здійснюється згідно з ГКД 34.20.507 із оформленням відповідного акту, який підписується членами комісії та головою комісії.

За результатами перевірок технічних параметрів елегазового вимикача складається звіт про проведення капітального ремонту чи аварійно-відновлювальних робіт та протокол перевірки технічних параметрів елегазового вимикача.

Протокол перевірки технічних параметрів елегазового вимикача повинен обов'язково містити:

- назву замовника, об'єкт та назву приєднання енергооб'єкта;
- перелік необхідних для проведення робіт ліцензій, дозволів, сертифікатів та

акредитацій енергооб'єкта чи підрядних організацій, що проводять ремонтні, монтажні і налагоджувальні роботи;

- дату проведення налагоджувальних та випробувальних робіт;
- основні технічні параметри елегазового вимикача та привідного механізму;
- результати випробувань та вимірювань, а саме: назви характеристик, температуру, при якій проводились вимірювання, значення вимірювань та порівняння їх з нормами випробувань для даного типу вимикача;
- осцилограми операцій "ВМИКАННЯ", "ВИМКНЕННЯ" а також циклів "ВМИКАННЯ—ВИМКНЕННЯ" і "ВИМКНЕННЯ— ВМИКАННЯ—ВИМКНЕННЯ" (у випадку осцилографування роботи елегазового вимикача);
- перелік вимірювальних приладів із зазначенням номеру заводу-виробника та класами точності вимірювальних приладів;
- зауваження, що виникли під час налагодження, перевірок та випробувань;
 - висновок про результати перевірок та випробувань і можливість введення в експлуатацію;
 - посади та підписи осіб, що проводили перевірку характеристик елегазового вимикача.

Протокол перевірки технічних параметрів елегазового вимикача зберігається разом з паспортом на елегазовий вимикач та протоколами заводських випробувань.

10.5 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою силового трансформатора

Правильне заземлення силового трансформатора має важливе значення для забезпечення нормальної роботи електроустановки та захисту людей від ураження електричним струмом при його довгостроковій експлуатації. Важливо заземлити ті металеві частини електрообладнання, які можуть опинитися під напругою від грозових розрядів, коротких замикань і від статичної електрики. Належне заземлення підвищує також рівень безпеки самого трансформатора, зменшує ризик виникнення пожежі та ризик ураження персоналу електричною енергією.

Для обґрунтування параметрів заземлювального пристрою, проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою [10].

При розрахунку заземлювального пристрою трансформатора використано програмне забезпечення Mathcad. Захисту підлягає силовий трансформатор.

2. Виконання мережі – з ізольованою нейтраллю. Напруга мережі – 380/220 В.

3. Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами: $l_B = 2.5$ м; $d_B = 0,045$ м; товщина стінки $\delta = 3,5$ мм; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 5$ м, тобто $a/l_B = 2$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,7$ м, $B_c = 20$ мм.

4. Ґрунт – глина; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III. Розв'язання

1. Визначаємо R_D – допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої. Згідно з ПУЕ, $R_D \leq 4$ Ом.

2. Визначаємо розрахунковий питомий опір глини для III кліматичної зони:

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

де $\rho_{\text{ТАБЛ}} = 40$ Ом·м (табл 3.9),

$K_C = 1,2$ (табл. 3.10),

$$\rho_{\text{РОЗР}} = 40 \cdot 1,2 = 48 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

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

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2} = 0,7 + \frac{2,5}{2} = 1,95 \text{ м}.$$

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{РОЗР}}}{l_B} \left(\ln \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right);$$

$$R_B = 0,366 \frac{48}{2,5} \left(\ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,045} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right);$$

$R_B = 36,3$ Ом.

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

$$n_{\text{OP}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B} = \frac{36,3}{4 \cdot 1} = 9,15; \text{ приймаємо } n_{\text{OP}} = 9 \text{ шт.}$$

6. Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B з табл. 3.12, заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 2$, $n = 7$. Приймаємо $\eta_B = 0,7$.

7. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта використання

$$n_B = \frac{n_{OP}}{\eta_B} = \frac{7}{0,7} = 9,9.$$

Приймаємо $n_B = 10$ шт.

8. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B=10$ без урахування з'єднувальної смуги

$$R_{POЗP.B} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B} = \frac{36,3}{10 \cdot 0,7} = 5,2 \text{ Ом.}$$

9. Визначаємо довжину з'єднувальної смуги

$$L_C = 1,05 \cdot a(n-1) = 1,05 \cdot 5 \cdot 10 = 52,5 \text{ м.}$$

10. За формулою (3.12) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{48}{52,5} \ln \frac{2 \cdot (52,5)^2}{0,7 \cdot 20} = 1,9 \text{ Ом.}$$

11. Визначаємо за табл. 3.13 коефіцієнт використання горизонтального заземлювача при $a/l=2$, $n=10$. Приймаємо $\eta_\Gamma=0,72$.

12. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з урахуванням η_Γ :

$$R_{POЗP.B} = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma} = \frac{1,9}{0,72} = 2,6 \text{ Ом.}$$

13. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою

$$R_{POЗP.} = \frac{R_{POЗP.B} \cdot R_{POЗP.Г}}{R_{POЗP.B} + R_{POЗP.Г}} = \frac{2,6 \cdot 1,9}{2,6 + 1,9} = 3,8 \text{ Ом.}$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

14. Вибираємо матеріал та поперечний переріз з'єднувальних проводів і магістральної шини. Приймаємо сталеву шину товщиною $\delta = 3,5$ мм і перерізом 100 мм^2 .

10.2 Протипожежний захист силових трансформаторів

Забезпечення пожежної безпеки енергетичних підприємств повинен здійснюватися відповідно до Закону України Про пожежну безпеку, НАПБ А.01.001. Правила пожежної безпеки в Україні, НАПБ В.01.034. Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України та іншими галузевими нормативними актами, що регламентують окремі питання пожежної безпеки.

Забезпечення пожежної безпеки є невід'ємною частиною виробничої діяльності всіх працівників енергетичних об'єктів і доручається на керівників та уповноважених ними осіб.

В залежності від кількості працівників і пожежонебезпечних об'єктів на кожному енергетичному об'єкті повинна бути створена служба пожежної безпеки чи особа, відповідальна за пожежну безпеку. Улаштування та експлуатація обладнання, будівель та споруд повинні відповідати вимогам НД. Будівлі, споруди та територія енергетичних об'єктів повинні бути обладнані мережами протипожежного водопостачання, системами виявлення і гасіння пожежі згідно з вимогами НД. Територія енергетичних об'єктів, а також будівель, споруд, приміщень повинні бути обладнані відповідними знаками безпеки відповідно до діючих НД.

На кожному енергетичному об'єкті, враховуючи пожежну небезпеку, наказом (інструкцією) повинен бути встановлений відповідний протипожежний режим, а також складені інструкції з ПБ:

- загальнооб'єктна;
- для окремих цехів, дільниць, лабораторій, приміщень тощо;
- експлуатації систем водопостачання, установок виявлення і гасіння пожежі;
- проведення пожежонебезпечних видів робіт, експлуатації технологічних установок, устаткування тощо.

Інструкції повинні бути розроблені на підставі діючих правил та інших нормативних актів, виходячи із специфіки пожежної небезпеки будівель, споруд, технологічних процесів, технологічного та виробничого устаткування. Крім того,

має бути створений оперативний план пожежогасіння, спільно розроблений спеціалістами пожежної охорони МНС і енергетичного об'єкта. Усі вищезазначені документи повинні бути затверджені у встановленому НД порядку.

Кожен працівник повинен чітко знати і дотримуватися вимог ППБ і встановленого на енергетичному об'єкті протипожежного режиму, не допускати особисто та зупиняти дії інших осіб, які можуть призвести до пожежі або загоряння.

Працівники енергетичних установ повинні проходити інструктаж з пожежної безпеки, покращувати знання з пожежної безпеки, регулярно брати участь у протипожежних тренуваннях і проходити періодичну перевірку знань ППБ відповідно до вимог чинних НД щодо підготовки персоналу та цих правил.

Періодичність, тематика та обсяги протипожежних тренувань слід визначати у відповідності з галузевими НД, з урахуванням необхідності набуття практичних навичок гасіння пожеж у взаємодії з пожежними службами, не припиняючи керування устаткуванням.

Керівником гасіння пожежі на енергетичному об'єкті до прибуття першого пожежного підрозділу - це особа, визначена інструкцією з ПБ. Після прибуття першого пожежного підрозділу ця особа повинна повідомити про особливості об'єкта, на якому виникла пожежа і про вжиті заходи щодо гасіння пожежі старшого працівника пожежного підрозділу, передати їй керівництво гасінням пожежі, надати письмовий допуск на проведення пожежогасіння та надавати максимальну допомогу у ліквідації пожежі силами та засобами енергетичного об'єкта.

На всіх енергетичних об'єктах з кількістю працівників 50 і більше осіб за рішенням трудового колективу повинні бути створені пожежно-технічні комісії, очолювані технічним керівником, а також добровільні пожежні дружини, які виконують свою роботу відповідно з чинними нормативними актами.

Технічне обслуговування автоматичних та інших установок пожежогасіння та пожежної сигналізації повинно виконуватися спеціально атестованим персоналом енергетичного об'єкта або його підрозділів відповідно до інструкцій.

Призначення осіб, відповідальних за стан протипожежного устаткування, та розмежування зон обслуговування визначається наказом по енергетичному об'єкту. Первинні засоби пожежогасіння повинні перебувати в постійній готовності до

експлуатації, а їхнє технічне обслуговування повинне здійснюватися відповідно з чинними НД.

Роботи, пов'язані з відключенням ділянок протипожежного водопостачання, перекриттям доріг і проїздів, ремонтом технологічного устаткування протипожежного водопостачання, а також з відключенням протипожежної автоматики та сигналізації, повинні виконуватись за узгодженням з особою, відповідальною за пожежну безпеку і експлуатацію відповідних ділянок (установок), лише на підставі письмового дозволу технічного керівника енергетичного об'єкта та повідомлення пожежної охорони енергетичного об'єкта (за її наявності).

Зварювальні та інші вогнебезпечні роботи на енергетичних об'єктах, у тому числі ті, що виконуються ремонтними, монтажними та іншими підрядними організаціями, повинні виконуватись згідно з вимогами ППБ та відповідних інструкцій.

За організацію протипожежного режиму на енергетичних об'єктах відповідальність несуть:

- керівники - за загальний протипожежний стан, організацію виконання протипожежних заходів та вимог протипожежного режиму, роботу створених добровільних пожежних формувань;

- технічні керівники - за роботу пожежно-технічних комісій, технічний стан засобів пожежогасіння і систем протипожежної автоматики, організацію виконання нормативних протипожежних вимог та підготовку персоналу;

- керівники й інженерно-технічні працівники підрозділів – за протипожежний стан закріплених за ними об'єктів і ділянок, а також підготовку персоналу.

Кожний випадок пожежі (загорання) повинен бути розслідуваний спеціально призначеною комісією для встановлення причин, збитків, винуватців виникнення пожежі (загорання) та розроблення протипожежних заходів щодо інших об'єктів галузі згідно з ГКД 34.20.801 Інструкція по службовому розслідуванню, первинного обліку та аналізу пожеж, які виникали на об'єктах Міненерго України

ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №702, 703 та 704) та СЕС(вузол №701). Було задано, що до пунктів 702, 703, 704 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, а до 701 під'єднані споживачі 2 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових лініям від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для нової вузлової підстанції (вузол 704) було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначене математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на базі яких була вибрана краща схема типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для діючих підстанцій Турбів та Оленівка (вузли 2,7) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, було вибрано схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 701, 702 та 703 було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів ”.

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

робочого рівня напруги. Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроектвана мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,9 МВт при сумарній активній потужності генерації 103,7 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 340796,07 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки $E < E_a'$, та його термін окупності становить 4,3 роки

Порівнюючи техніко-економічні показники п/с на основі комірок PASS M0 та звичайних (традиційних) п/с можна сказати, що дана комірка є найбільш вдалим підходом до розвитку та модернізації існуючих п/с 110-220 кВ.

Адже її використання забезпечує: досить високу надійність; мінімізацію часу на установку; мінімізацію площі, що займає комірка; простоту компоновки; зменшення об'єму техобслуговування; екологічну безпеку

ЛІТЕРАТУРА

1. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
2. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
3. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
4. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
5. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
6. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;
7. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
8. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
9. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
10. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;
11. Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році.
12. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
13. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
14. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

15. 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.
16. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
17. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
18. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
19. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
20. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
- 21 Свойства элегаза и его использование в коммутационном оборудовании // Техническая тетрадь № 2. – Schneider Electric, 2003. – 22 с.
- 22 Дослідження елегазових модулів розподільних установок напругою 110-750 кВ, *Владислав Олександрович Лесько, Володимир Васильович Нетребський, Олексій Іванович Фурманчук*
<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2022/schedConf/presentations>
- 23 Э.А.Киреева, Л.В.Гусев, А.Г.Харитон. Справочник электрика. – Колос, 2007
- 24 Дорошев К.И. Эксплуатация комплектных распределительных устройств 6-220 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
- 25 Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. – М.: Энергоатомиздат, 1991 – 276 с.
- 26 Новаторское решение для распределительных подстанций до 170 кВ. с PASS M0 // Техническое описание. – АВВ, 2005. – 15 с.

- 27 Високовольтное электрооборудование АВВ // Каталог продукции. – iElectro, 2005. – 32 с.
- 28 Рожкова Л.Д., Козулин В.С, Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергия, 1980. – 600 с.
- 29 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов. – М.: Высшая школа, 1990 – 185 с.
- 30 П.Д. Лежнюк, Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник /П.Д. Лежнюк, В.М. Лагутін, В.В. Тептя – Вінниця: ВНТУ,2009. – 194с.
- 31 Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

Додаток А

ДОДАТОК Б

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕССд.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 З ДОСЛІДЖЕННЯМ
ЕЛЕГАЗОВИХ МОДУЛІВ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК
НАПРУГОЮ 110-750 кВ

08-13.МКР.003.00.000 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф.

_____ Комар В.О.

(підпис)

Магістр групи ЕСМ-20мз

_____ Тихонець Б. В.

Вінниця 2022 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР) а)

Розвиток електроенергетичних систем, а також їх невід'ємної частини – електричних мереж, є самостійною частиною проектних задач. Її завданням є визначення складу, порядку розвитку та основних параметрів електричних станцій та електричних мереж. Проектування складових електричної мережі (ліній та підстанцій) впливає на наступні етапи проектування, що необхідно враховувати під час підготовки та реалізації окремих етапів розвитку.

Для кращої сумісності між етапами розвитку вибір основних схемних рішень та конструктивних параметрів електричної мережі повинен виконуватися з урахуванням типізації та уніфікації її елементів. Це дозволить знизити витрати на спорудження електричних мереж, а також їх експлуатацію та подальший розвиток;

б) наказ ректора ВНТУ № 65 від 24 березня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) визначення заходів з розвитку та технічного переоснащення електричних мереж електричних мереж, які забезпечують на перспективу попит споживачів на електричну енергію належної якості та надійності;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / под ред. С. С. Рокотяна и Я. С. Самойлова. – М. : Энергоиздат, 1982. – 352 с.

2. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вимоги до виконання викладені у відповідних нормативних матеріалах

5. Економічні показники

Визначення оптимального розвитку електричних мереж

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.03.22	06.03.22	формування технічного завдання
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	07.03.22	12.03.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	13.03.22	05.04.22	розділ 2
4	Підвищення надійності ЕМ шляхом Встановленням пових типів вимикачів	06.04.22	30.04.22	розділ 3
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.22	10.05.22	розділи 4, 5
6	Техніко-економічна частина	11.05.22	16.05.22	розділ 6 – 9
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.22	25.05.22	пояснювальна записка
8	Оформлення презентації	26.05.22	30.05.22	плакати, презентація

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, 2021р.

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

Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Т1 (М 1:60000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Т1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Т2.

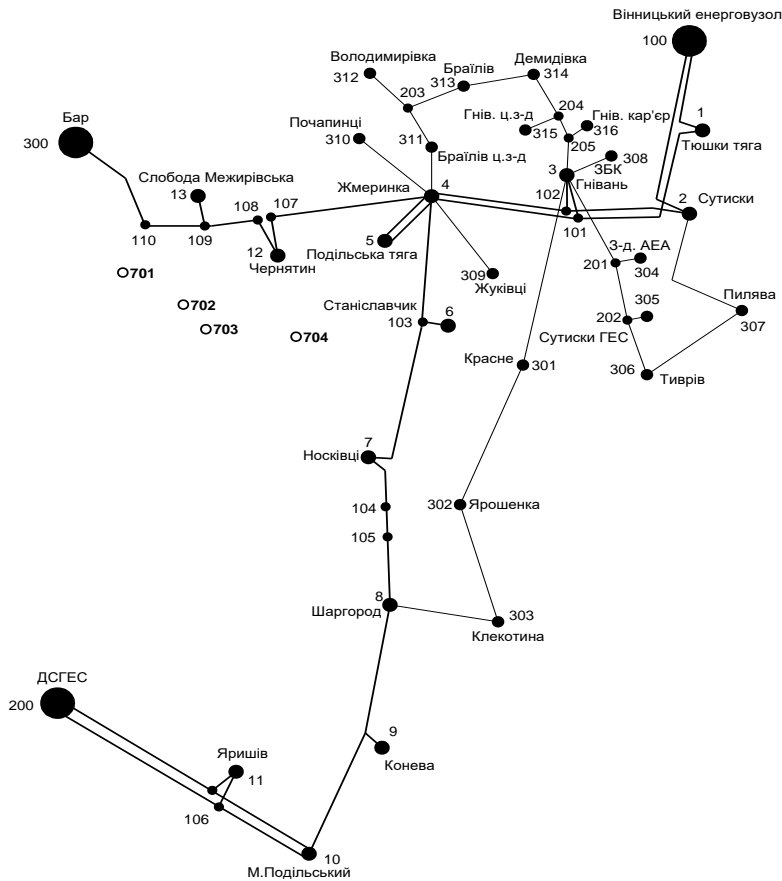


Рисунок Т1 – Схема існуючої електричної мережі

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 5100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 55 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. Т3 та Т4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

Таблиця Т1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	Нова 3 (703)	СТС 4 (704)
Навантаження, МВт	4,3	3,1	4,2	-5,0
cos φ	0,89	0,88	0,87	1
Категорія споживачів	I, II	I, II	II	I

Таблиця Т2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	95	88	90	95	94	96	92	98	99	100

Таблиця Т3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжи на лінії	Марка проводу
100	1	Вінницький енерговузол – Тюшки тяга	1,5	АС-185
100	2	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,03	АС-185
1	101	Тюшки тяга – 101	15,1	АС-185
2	102	Сутиски – 102	8,86	АС-185
101	3	101 – Гнівань	2,8	АС-185
102	3	102 – Гнівань	2,8	АС-185
101	4	101 – Жмеринка	22,27	АС-185
102	4	102 – Жмеринка	18,77	АС-185
4	5	Жмеринка – Подільська тяга	2×5,2	АС-120
103	4	103 – Жмеринка	10,02	АС-120
103	6	103 – Станіславчик	5,14	АС-120
7	103	Носківці – 103	10,38	АС-120
104	7	104 – Носківці	6,41	АС-120
105	104	105 – 104	2,585	АС-150
8	105	Шаргород – 105	15,885	АС-120
9	8	Конева – Шаргород	36,7	АС-120
10	9	Мог.Подільський – Конева	12,34	АС-120
106	10	106 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
106	11	106 – Яришів	2×1,65	АС-185
200	106	Дністровська ГЕС – 106	2×16,6	АС-185
107	4	107 – Жмеринка	14,3	АС-95
12	107	Чернятин – 107	0,3	АС-150
108	12	108 – Чернятин	0,3	АС-150
109	108	109 – 108	0,02	АС-95
109	13	109 – Слобода Межирівська	0,3	АС-95
110	109	110 – 109	12,48	АС-95
300	110	Бар – 110	3,4	АС-240
3	301	Гнівань – Красне	21,7	АС-95
301	302	Красне – Ярошенка	16,8	АС-70
302	303	Ярошенка – Клекотина	13,74	АС-95
8	303	Шаргород – Клекотина	27,7	АС-95
3	201	Гнівань – 201	7,45	АС-95
201	304	201 – Завод АЕА	0,05	АС-95
201	202	201 – 202	0,35	АС-120
202	305	202 – Сутиски ГЕС	0,05	АС-95
202	306	302 – Тиврів	8,34	АС-95
307	306	Пилява – Тиврів	14,4	АС-95
2	307	Сутиски – Пилява	10,83	АС-95
3	308	Гнівань – ЗБК	3,8	АС-95
4	309	Жмеринка – Жуківці	7,0	АС-95
4	310	Жмеринка – Почапінці	20,7	АС-70
4	311	Жмеринка – Браїлів ц.з.	6,0	АС-95

311	203	Браїлів ц.з. – 203	2,64	АС-95
203	312	203 – Володимирівка	3,2	АС-70
203	313	203 – Браїлів	3,3	АС-95
313	314	Браїлів – Демидівка	6,4	АС-95
314	204	Демидівка – 204	6,3	АС-95
204	315	204 – Гнівань ц.з.	2,2	АС-95
204	205	204 – 205	0,6	АС-95
205	316	205 – Гнівань кар'єр	0,19	АС-95
3	205	Гнівань – 205	2,0	АС-95

Таблиця Т4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість транс-ів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
200	Дністровська ГЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
300	Бар	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
400	Ладизинська ТЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
1	Тюшки тяга	0,88	8,8+ j4,75	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
2	Сутиски	0,89	3,5 + j1,79	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Гнівань	0,87	7,8 + j4,42	ТДТН-16000/110/35/6 ТДТН-25000/110/35/6	2
4	Жмеринка	0,87	4,0 + j2,27	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Подільська тяга	0,88	17,0+ j9,18	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
6	Станіславчик	0,89	4,3 + j2,2	ТДН-10000/110/10	1
7	Носківці	0,9	2,1 + j1,02	ТМН-6300/110/10	1
8	Шаргород	0,87	10,2 + j5,78	ТДТН-25000/110/35/10	2
9	Конева	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/110/10	1
10	Мог.Подільс.	0,9	4,3 + j2,08	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Яришів	0,87	3,8 + j2,15	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
12	Чернятин	0,88	3,2 + j1,73	ТДН-10000/110/10	1
13	Слобода Межирівська	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
301	Красне	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	2
302	Ярошенка	0,89	0,6 + j0,31	ТМН-2500/35/10	1
303	Клекотина	0,88	1,3 + j0,7	ТМН-2500/35/10 ТМН-4000/35/10	2
304	Завод АЕА	0,89	0,9 + j0,46	ТМН-2500/35/10	2
305	Сутиски ГЕС	0,9	0,7 + j0,34	ТМН-2500/35/10	1
306	Тиврів	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	2
307	Пилява	0,88	0,8 + j0,43	ТМН-2500/35/10	1
308	ЗБК	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/35/10	2
309	Жуківці	0,87	1,6 + j0,91	ТМН-4000/35/10	2
310	Почапинці	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/35/10	1
311	Браїлів ц.з.	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/6	1
312	Володимирівка	0,86	1,5 + j0,89	ТМН-4000/35/10	1
313	Браїлів	0,89	1,4 + j0,72	ТМН-4000/35/10	2
314	Демидівка	0,9	0,8 + j0,39	ТМН-2500/35/10	1
315	Гнівань ц.з.	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-2500/35/6	2
316	Гнівань кар'єр	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/35/6	1

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 101.341 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 98.990 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.367 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.367 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.648 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.386 МВт / 3.832 тис.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.121 МВт / 10.267 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.351 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВар	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-57.805	-33.129	115.000	0.00
1	701	0.000	0.000	114.821	-0.07
2	Сутиски	0.000	0.000	113.892	-0.41
101	Ст. Синява	0.000	0.000	113.488	-0.55
102	Западинці	0.000	0.000	113.392	-0.58
3	Красилів	0.000	0.000	113.335	-1.61
4	Машзавод	0.000	0.000	112.683	-1.80
5	Старокопчантині	0.000	0.000	112.481	-1.85
103	702	0.000	0.000	112.317	-1.92
6	Остропіль	0.000	0.000	112.215	-1.95
7	Кустівці	0.000	0.000	112.127	-0.99
104	Н. Лабунь	0.000	0.000	112.065	-1.01
105	Медведівка	0.000	0.000	112.043	-1.02
8	703	0.000	0.000	111.864	-1.07
9	Шепетівка	-44.498	-23.691	113.445	-0.64
10	Завод ІПП	0.000	0.000	110.960	-0.47
16	Бутівці	0.000	0.000	111.614	-0.45
106	Мог.Подільс.	0.000	0.000	111.209	-0.23
11	Вербівці	0.000	0.000	112.369	-0.23
200	Жмеринка	0.000	0.000	113.473	-0.00
107		3.150	1.790	10.390	-0.48
12		0.000	0.000	108.684	-0.47
108		0.000	0.000	36.386	-0.46
109		4.570	2.210	10.205	-0.46
13		3.150	1.700	10.362	-0.46
110		0.000	0.000	108.440	-0.11
300		0.000	0.000	36.274	0.00
301		8.320	4.940	10.302	-1.44
302		0.000	0.000	107.903	-1.98
303		0.000	0.000	36.274	-1.79
304		0.000	0.000	10.303	-0.68
202		0.000	0.000	107.786	-0.69
305		0.000	0.000	36.085	-0.69
306		2.740	1.550	10.099	-0.71
307		0.000	0.000	107.675	-0.57
308		0.000	0.000	36.048	-0.67
309		5.380	2.900	10.047	-0.83
310		3.350	1.720	10.401	-0.92
311		3.150	1.870	10.475	-0.86
203		2.740	1.550	10.325	-0.89
312		0.000	0.000	108.052	-0.80
313		0.000	0.000	36.174	-0.67
314		5.180	2.510	10.162	-0.69
204		0.000	0.000	108.052	-0.65
315		0.000	0.000	36.174	-0.65
205		0.000	0.000	10.162	-0.07
316		0.000	0.000	108.211	-0.07
1001		0.000	0.000	36.227	-0.05
1002		2.740	1.700	10.122	-0.07
1003		3.150	1.610	10.488	-0.07

1011	8.120	4.390	10.346	-0.41
1012	0.000	0.000	10.347	-0.38
1013	4.870	2.500	10.451	-1.71
2001	0.000	0.000	10.452	-0.61
2002	6.290	3.400	10.377	-0.56
2003	0.000	0.000	10.377	-0.56
3001	0.000	0.000	36.274	0.00
3002	8.320	4.940	10.302	-1.44
3003	0.000	0.000	107.903	-1.98
3011	0.000	0.000	36.274	-1.79
3012	0.000	0.000	10.303	-0.68
3013	0.000	0.000	107.786	-0.69
4001	0.000	0.000	36.085	-0.69
4002	2.740	1.550	10.099	-0.71
4003	0.000	0.000	107.675	-0.57
4011	0.000	0.000	36.048	-0.67
4012	5.380	2.900	10.047	-0.83
4013	3.350	1.720	10.401	-0.92
5001	3.150	1.870	10.475	-0.86
5002	2.740	1.550	10.325	-0.89
5003	0.000	0.000	108.052	-0.80
5011	0.000	0.000	36.174	-0.67
5012	5.180	2.510	10.162	-0.69
5013	0.000	0.000	108.052	-0.65
6001	0.000	0.000	36.174	-0.65
7001	0.000	0.000	10.162	-0.07
8001	0.000	0.000	108.211	-0.07
8002	0.000	0.000	36.227	-0.05
8003	2.740	1.700	10.122	-0.07
8011	0.000	1.610	10.488	-0.07
8012	0.000	4.390	10.346	-0.41
8013	0.000	0.000	10.347	-0.38
9001	4.870	2.500	10.451	-1.71
10001	0.000	0.000	10.452	-0.61
10002	0.000	3.400	10.377	-0.56
10003	4.400	0.000	10.377	-0
10011	6.290	3.400	10.377	-0.56
10012	0.000	0.000	10.377	-0.56
10013	0.000	0.000	36.274	0.00
10101	8.320	4.940	10.302	-1.44
10102	0.000	0.000	107.903	-1.98
10103	0.000	0.000	36.274	-1.79
10111	0.000	0.000	10.303	-0.68
10112	0.000	0.000	107.786	-0.69
10113	0.000	0.000	36.085	-0.69
10201	2.740	1.550	10.099	-0.71
10301	0.000	0.000	107.675	-0.57
30101	0.000	0.000	36.048	-0.67
30201	5.380	2.900	10.047	-0.83
30301	3.350	1.720	10.401	-0.92
30302	3.150	1.870	10.475	-0.86
30401	2.740	1.550	10.325	-0.89
30402	0.000	0.000	108.052	-0.80
30501	0.000	0.000	36.174	-0.67
30601	5.180	2.510	10.162	-0.69
30602	0.000	0.000	108.052	-0.65
30701	0.000	0.000	36.174	-0.65
30801	0.000	0.000	10.162	-0.07
30802	0.000	0.000	108.211	-0.07
30901	0.000	0.000	36.227	-0.05
30902	2.740	1.700	10.122	-0.07
31001	0.000	1.610	10.488	-0.07
31011	0.000	4.390	10.346	-0.41
31201	0.000	0.000	10.347	-0.38
31301	4.870	2.500	10.451	-1.71
31311	0.000	0.000	10.452	-0.61
31401	0.000	3.400	10.377	-0.56
31501	4.400	0.000	10.377	-0
31511	0.000	3.400	10.377	-0.56
31601	4.400	0.000	10.377	-0

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	2.601	1.516	2.595	1.350	0.006	0.165	0.016	3.375
1	101	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
101	3	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
3	102	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
102	2	2.601	1.516	2.595	1.350	0.006	0.165	0.016	3.375
2	100	2.595	1.349	2.589	1.253	0.006	0.096	0.016	2.045
2	2002	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.163	0.000
2002	307	2.594	1.352	2.588	1.255	0.006	0.096	0.016	2.048
307	306	24.291	11.171	24.013	10.769	0.277	0.401	0.134	1.809
306	202	16.194	8.201	16.110	8.080	0.084	0.121	0.092	0.815
202	201	-0.239	0.153	-0.239	0.153	0.000	0.000	-0.001	-0.002
201	3012	-3.926	-1.110	-3.928	-1.113	0.002	0.003	-0.021	-0.080
3	3012	-10.259	-4.638	-10.303	-4.702	0.044	0.063	-0.058	-0.661
11	10102	-18.306	-8.672	-18.396	-8.802	0.090	0.130	-0.105	-0.762
10102	10112	-21.163	-10.519	-21.314	-10.737	0.150	0.217	-0.121	-1.110
11	10112	-24.488	-12.161	-24.726	-12.507	0.237	0.344	-0.139	-1.530
11	3012	3.151	1.851	3.142	1.700	0.008	0.150	0.019	2.612
11103	3012	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.198	-0.000
11	10102	3.152	1.848	3.144	1.698	0.008	0.150	0.019	2.609
3012	3002	-1.828	-0.798	-1.829	-0.817	0.001	0.018	-0.011	-0.498
3002	301	-1.829	-0.817	-1.829	-0.817	0.000	0.000	-0.032	-0.000
301	302	1.831	0.817	1.829	0.817	0.002	0.000	0.011	0.087
302	303	1.027	0.892	1.026	0.879	0.001	0.013	0.007	0.769
303	8002	-7.289	-4.058	-7.289	-4.058	0.000	0.000	-0.467	-0.001
106	200	7.305	4.058	7.289	4.058	0.016	0.000	0.045	0.177
10	200	5.487	3.577	5.477	3.259	0.009	0.316	0.034	3.160
10002	10002	2.863	1.843	2.858	1.709	0.005	0.134	0.018	2.575
10	10012	12.935	6.592	12.852	6.472	0.083	0.120	0.074	1.002
10	10012	4.681	2.154	4.665	2.131	0.016	0.023	0.027	0.518
10003	10003	-4.708	-3.495	-4.729	-3.524	0.020	0.029	-0.030	-0.640
10	10013	-4.729	-2.971	-4.732	-2.977	0.003	0.006	-0.029	-0.122
8	10013	-7.498	-4.388	-7.530	-4.445	0.031	0.057	-0.045	-0.724
8	8002	-12.962	-7.617	-13.001	-7.688	0.039	0.071	-0.077	-0.522
9	105	-16.377	-9.281	-16.469	-9.451	0.093	0.169	-0.096	-0.994
105	104	-19.645	-11.280	-19.653	-11.295	0.008	0.015	-0.115	-0.075
104	7	-19.653	-10.966	-19.772	-11.184	0.118	0.217	-0.114	-1.066
7	103	3.491	1.920	3.486	1.807	0.006	0.112	0.021	1.697
103	4	3.486	1.807	3.485	1.807	0.000	0.000	0.217	0.000
4	101	1.384	0.735	1.381	0.691	0.003	0.044	0.008	1.701
4	102	4.071	2.448	4.057	2.195	0.014	0.252	0.025	3.423
4	4002	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.257	-0.000
4002	4012	4.072	2.445	4.058	2.192	0.014	0.252	0.025	3.419
4	4012	4.628	2.157	4.611	2.125	0.018	0.032	0.026	0.660
4012	311	2.754	1.866	2.746	1.666	0.008	0.200	0.017	4.086
311	203	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	311	2.746	1.666	2.738	1.549	0.008	0.116	0.017	2.464
313	203	4.591	2.717	4.579	2.396	0.012	0.320	0.027	3.754
314	313	5.412	3.659	5.395	3.178	0.018	0.479	0.034	4.983
204	314	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
205	204	5.395	3.178	5.377	2.898	0.018	0.279	0.034	3.003
315	205	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
313	3002	7.819	3.338	7.803	3.309	0.016	0.029	0.043	0.348
31501	31501	3.164	2.115	3.148	1.869	0.016	0.245	0.019	4.541
315	31511	4.579	2.396	4.567	2.209	0.012	0.186	0.027	2.272
313	31301	3.164	2.034	3.148	1.789	0.016	0.244	0.019	4.457
31301	31311	3.365	1.983	3.348	1.719	0.017	0.263	0.020	4.385
313	31311	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
309	30901	2.751	1.736	2.738	1.549	0.012	0.187	0.017	3.879
30901	30902	5.242	2.899	5.228	2.879	0.014	0.020	0.031	0.408
309	30902	2.754	2.030	2.746	1.821	0.008	0.209	0.018	4.360
5	5012	3.163	1.838	3.148	1.609	0.015	0.228	0.019	4.025
5012	5002	2.746	1.821	2.738	1.699	0.008	0.121	0.018	2.623
5	5002	3.164	1.939	3.148	1.699	0.016	0.240	0.019	4.299
5	5003	-1.828	-0.798	-1.829	-0.817	0.001	0.018	-0.011	-0.498
5003	5013	-1.829	-0.817	-1.829	-0.817	0.000	0.000	-0.032	-0.000
5	5013	1.831	0.817	1.829	0.817	0.002	0.000	0.011	0.087
4	107	1.027	0.892	1.026	0.879	0.001	0.013	0.007	0.769
107	12	-7.289	-4.058	-7.289	-4.058	0.000	0.000	-0.467	-0.001
12	108	7.305	4.058	7.289	4.058	0.016	0.000	0.045	0.177
108	109	5.487	3.577	5.477	3.259	0.009	0.316	0.034	3.160
109	110	2.863	1.843	2.858	1.709	0.005	0.134	0.018	2.575
110	300	12.935	6.592	12.852	6.472	0.083	0.120	0.074	1.002
4	4013	4.681	2.154	4.665	2.131	0.016	0.023	0.027	0.518
4013	4003	-4.708	-3.495	-4.729	-3.524	0.020	0.029	-0.030	-0.640
4	4003	-4.729	-2.971	-4.732	-2.977	0.003	0.006	-0.029	-0.122

8	8013	-7.498	-4.388	-7.530	-4.445	0.031	0.057	-0.045	-0.724
8013	8003	-12.962	-7.617	-13.001	-7.688	0.039	0.071	-0.077	-0.522
8	8012	-16.377	-9.281	-16.469	-9.451	0.093	0.169	-0.096	-0.994
8	8002	-19.645	-11.280	-19.653	-11.295	0.008	0.015	-0.115	-0.075
8012	30302	-19.653	-10.966	-19.772	-11.184	0.118	0.217	-0.114	-1.066
303	30302	3.491	1.920	3.486	1.807	0.006	0.112	0.021	1.697
30301	30101	3.486	1.807	3.485	1.807	0.000	0.000	0.217	0.000
303	30102	1.384	0.735	1.381	0.691	0.003	0.044	0.008	1.701
301	30102	4.071	2.448	4.057	2.195	0.014	0.252	0.025	3.423
30101	3002	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.257	-0.000
301	30801	4.072	2.445	4.058	2.192	0.014	0.252	0.025	3.419
3	30802	4.628	2.157	4.611	2.125	0.018	0.032	0.026	0.660
308	30802	2.754	1.866	2.746	1.666	0.008	0.200	0.017	4.086
30801	30401	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	30802	2.746	1.666	2.738	1.549	0.008	0.116	0.017	2.464
304	30401	4.591	2.717	4.579	2.396	0.012	0.320	0.027	3.754
30401	30402	5.412	3.659	5.395	3.178	0.018	0.479	0.034	4.983
304	30402	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	30601	5.395	3.178	5.377	2.898	0.018	0.279	0.034	3.003
30601	30602	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	3013	7.819	3.338	7.803	3.309	0.016	0.029	0.043	0.348
3	3003	3.164	2.115	3.148	1.869	0.016	0.245	0.019	4.541
3013	3003	4.579	2.396	4.567	2.209	0.012	0.186	0.027	2.272
3	1003	3.164	2.034	3.148	1.789	0.016	0.244	0.019	4.457
1	1013	3.365	1.983	3.348	1.719	0.017	0.263	0.020	4.385
1003	1013	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1	1012	2.751	1.736	2.738	1.549	0.012	0.187	0.017	3.879
1	1002	5.242	2.899	5.228	2.879	0.014	0.020	0.031	0.408
1012	1002	2.754	2.030	2.746	1.821	0.008	0.209	0.018	4.360
1	6001	3.163	1.838	3.148	1.609	0.015	0.228	0.019	4.025
6	31011	2.746	1.821	2.738	1.699	0.008	0.121	0.018	2.623
311	310	3.164	1.939	3.148	1.699	0.016	0.240	0.019	4.299
4002	31001	-1.828	-0.798	-1.829	-0.817	0.001	0.018	-0.011	-0.498
10	309	-1.829	-0.817	-1.829	-0.817	0.000	0.000	-0.032	-0.000
8	10001	1.831	0.817	1.829	0.817	0.002	0.000	0.011	0.087
8	8011	1.027	0.892	1.026	0.879	0.001	0.013	0.007	0.769
203	8001	-7.289	-4.058	-7.289	-4.058	0.000	0.000	-0.467	-0.001
312	312	7.305	4.058	7.289	4.058	0.016	0.000	0.045	0.177
4	5	5.487	3.577	5.477	3.259	0.009	0.316	0.034	3.160
302	30201	2.863	1.843	2.858	1.709	0.005	0.134	0.018	2.575
5	5011	12.935	6.592	12.852	6.472	0.083	0.120	0.074	1.002
2	2001	4.681	2.154	4.665	2.131	0.016	0.023	0.027	0.518
7	7001	-4.708	-3.495	-4.729	-3.524	0.020	0.029	-0.030	-0.640
11	10111	-4.729	-2.971	-4.732	-2.977	0.003	0.006	-0.029	-0.122
3002	308	-7.498	-4.388	-7.530	-4.445	0.031	0.057	-0.045	-0.724
8	9	-12.962	-7.617	-13.001	-7.688	0.039	0.071	-0.077	-0.522
9	10	-16.377	-9.281	-16.469	-9.451	0.093	0.169	-0.096	-0.994
205	316	-19.645	-11.280	-19.653	-11.295	0.008	0.015	-0.115	-0.075
201	304	-19.653	-10.966	-19.772	-11.184	0.118	0.217	-0.114	-1.066
5	5001	3.491	1.920	3.486	1.807	0.006	0.112	0.021	1.697
316	31601	3.486	1.807	3.485	1.807	0.000	0.000	0.217	0.000
204	5101	1.384	0.735	1.381	0.691	0.003	0.044	0.008	1.701
202	305	4.071	2.448	4.057	2.195	0.014	0.252	0.025	3.423
305	30501	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.257	-0.000
10	106	4.072	2.445	4.058	2.192	0.014	0.252	0.025	3.419
4	4001	4.628	2.157	4.611	2.125	0.018	0.032	0.026	0.660
109	13	2.754	1.866	2.746	1.666	0.008	0.200	0.017	4.086
307	30701	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2003	2.746	1.666	2.738	1.549	0.008	0.116	0.017	2.464
3	3011	4.591	2.717	4.579	2.396	0.012	0.320	0.027	3.754
3	3001	5.412	3.659	5.395	3.178	0.018	0.479	0.034	4.983
13	10301	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
106	11	5.395	3.178	5.377	2.898	0.018	0.279	0.034	3.003
314	31401	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1	1011	7.819	3.338	7.803	3.309	0.016	0.029	0.043	0.348
12	10201	3.164	2.115	3.148	1.869	0.016	0.245	0.019	4.541
10	10011	4.579	2.396	4.567	2.209	0.012	0.186	0.027	2.272
9	9001	3.164	2.034	3.148	1.789	0.016	0.244	0.019	4.457
11	10101	3.365	1.983	3.348	1.719	0.017	0.263	0.020	4.385
4	4011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
103	6	2.751	1.736	2.738	1.549	0.012	0.187	0.017	3.879
1	1001	5.242	2.899	5.228	2.879	0.014	0.020	0.031	0.408

Дотаток Л

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

«РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ ЕЛЕГАЗОВИХ МОДУЛІВ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК НАПРУГОЮ 110-750 кВ»

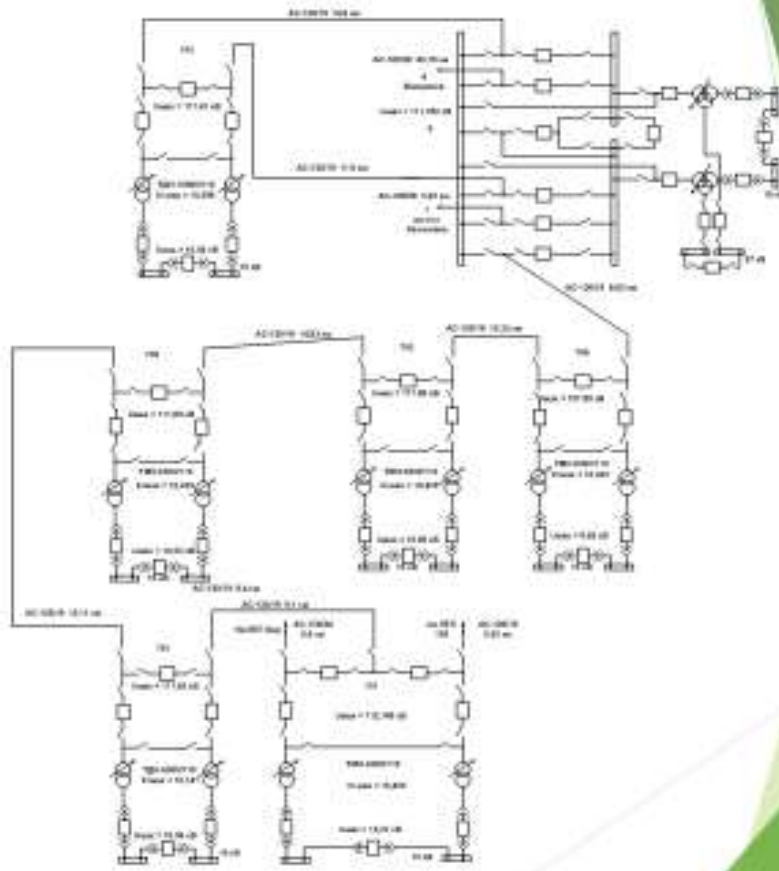
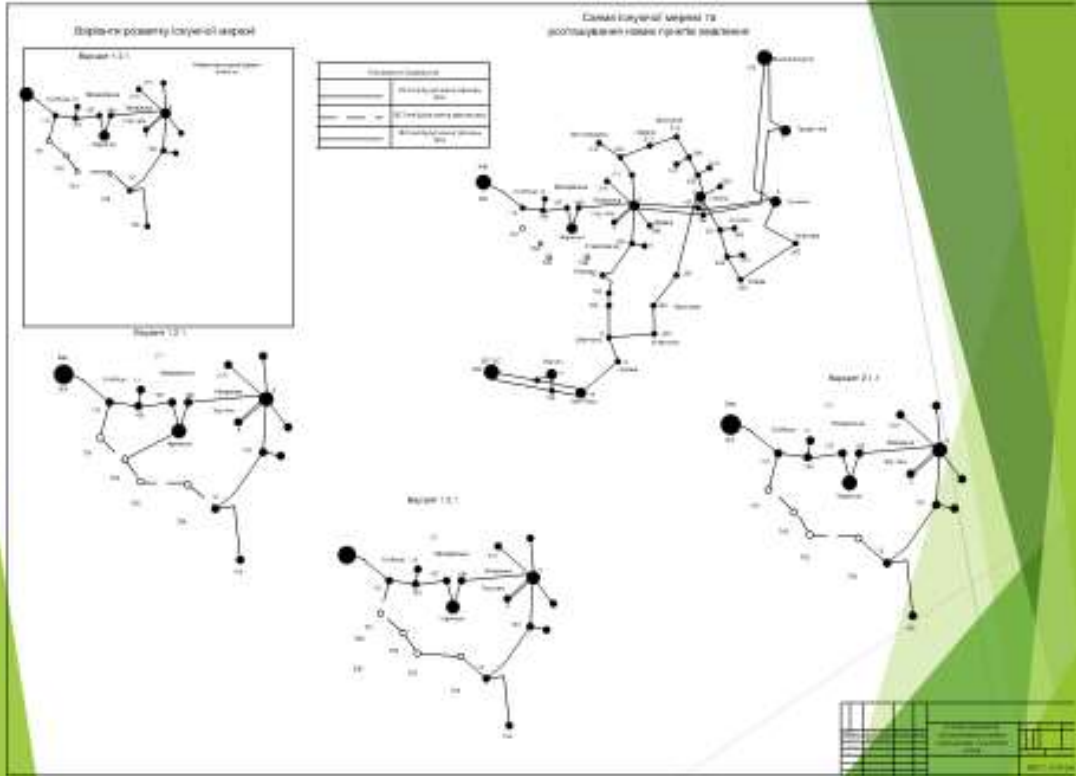
освітня програма «Електричні системи та мережі»

Фурманчук О. І

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

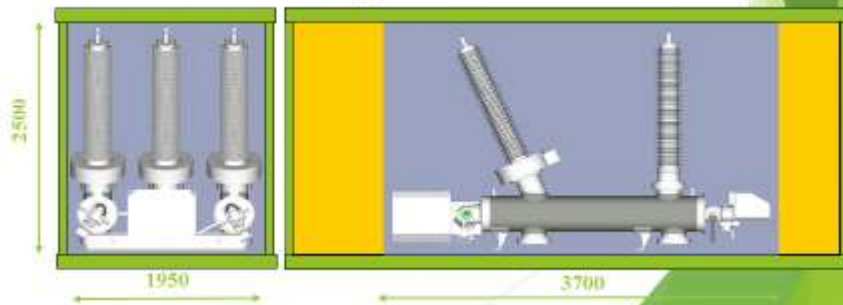
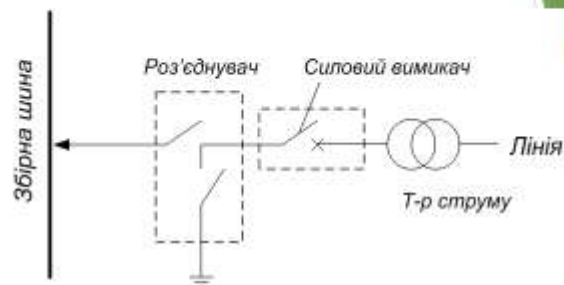
Казьмірук О. І

- ▶ **Актуальність теми.** Сучасна практика у сфері електроенергетики підтвердила економічну обґрунтованість об'єднання та розвиток національних електроенергетичних систем у транснаціональній й трансконтинентальній. Це дозволяє забезпечити вільне перетікання електроенергії, отриманої з різних джерел, між регіонами та країнами.
 - ▶ **Мета і завдання роботи.** Метою магістерської роботи є дослідження елегазових модулів розподільних установок напругою 110-750 кВ під час розвитку електричної мережі, що забезпечують на перспективу попит споживачів на електричну енергію належної якості та надійності.
 - ▶ Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі:
 - ▶ дослідження наявних методів проектування розвитку електричних мереж;
 - ▶ вибір відповідного методу аналізу розвитку ЕМ і проведення необхідних розрахунків з метою оцінювання функціонування електромереж АТ – Вінницьобленерго – після реалізації їх розвитку;
 - ▶ аналіз основних режимів мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2024 рік;
 - ▶ дослідження елегазових модулів розподільних установок
 - ▶ аналіз заходів з підвищення енергоефективності електричних мереж.
 - ▶ **Об'єкт дослідження.** магістерської роботи є розподільні електричні мережі 110 кВ.
 - ▶ **Предмет дослідження** - є методи і засоби проектування електричних мереж.
 - ▶ **Новизна одержаних результатів.** Отримана мережа перевірена за такими 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, а також переваги встановлення елегазових комірок.
- Після введення всіх необхідних заходів для покращення якості напруги у вузлах, створена мережа характеризується низькими втратами активної потужності.

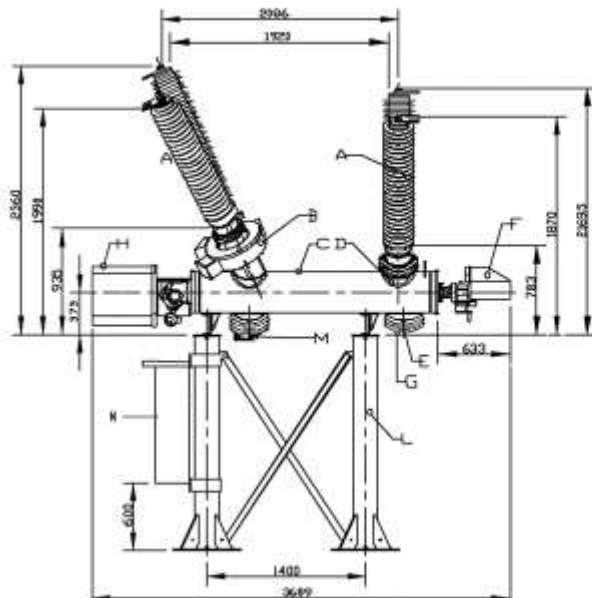




Комірка PASS M0 для однієї системи збірних шин

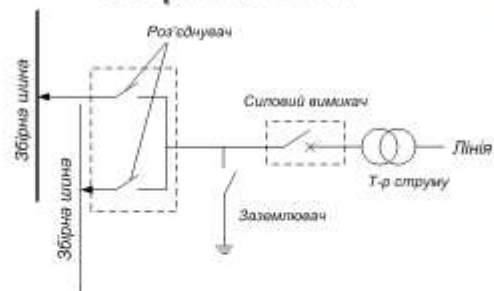


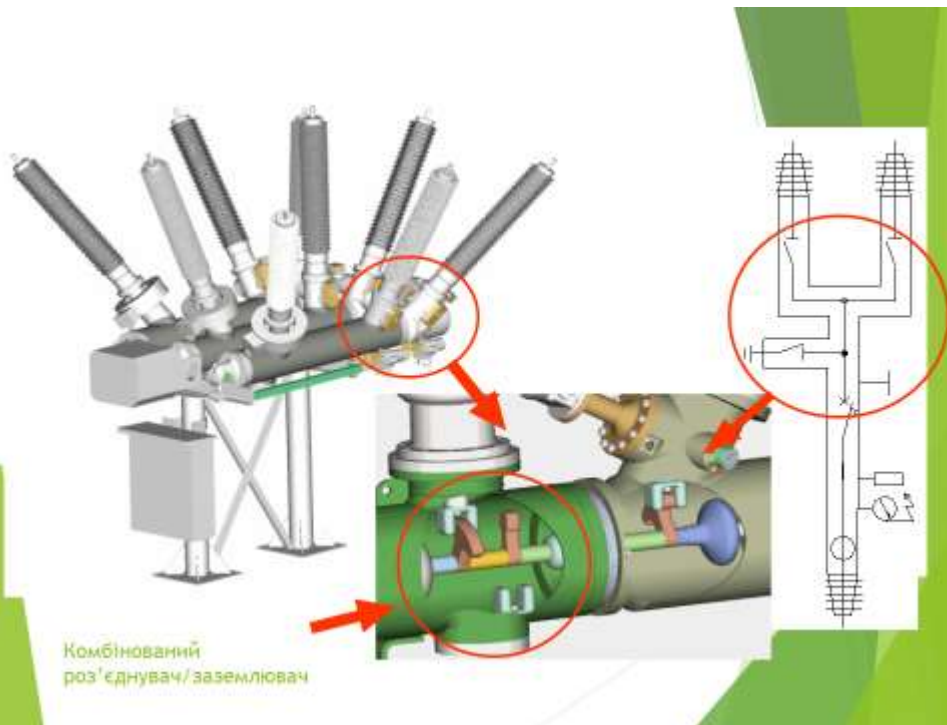
Комірка PASS M0 для однієї системи збірних шин



- A) води;
- B) трансформатори струму;
- C) вимикач;
- D) роз'єднувач;
- E) заземлювач;
- F) привід роз'єднувача/заземлювача;
- G) віконце для контролю видимого розриву;
- H) привід вимикача;
- L) опорна конструкція;
- M) розривний диск;
- N) розподільча шафа.

Комірка PASS M0 для подвійної системи збірних шин

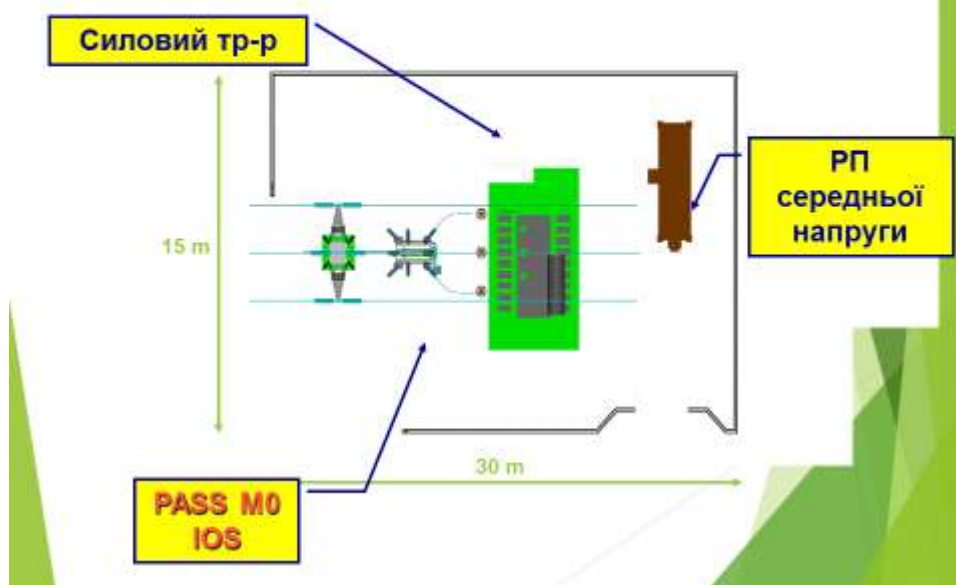




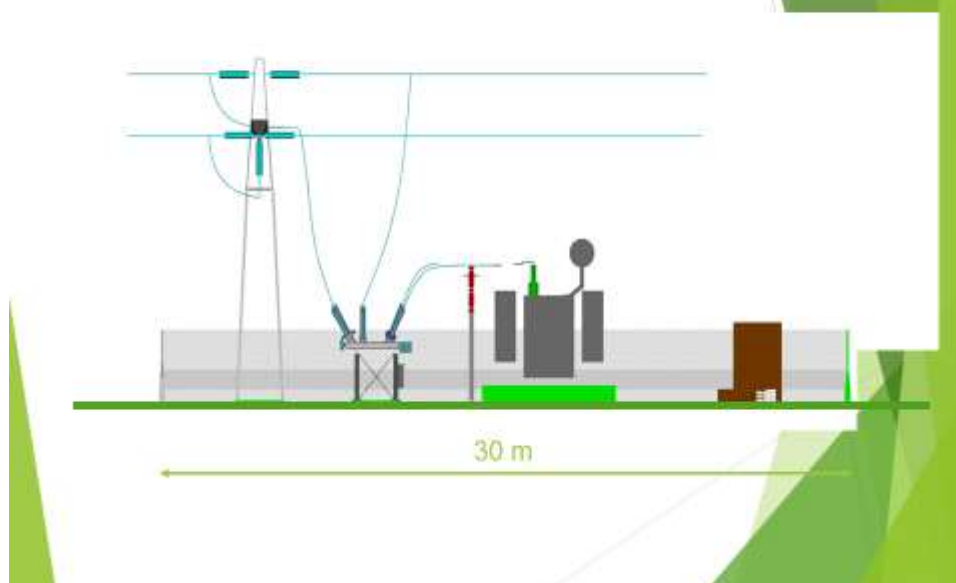
Технічні характеристики

Номинальна напруга	110 кВ
Номинальний струм	2500 А
Температура навколишнього середовища:	
мін. значення	-30°C
макс. значення	+55°C
Вага:	
з одинарною сист. шин	1900 кг
з подвійною	2150 кг
Ном. струм відключ. вимикача	40 кА
Ном. струм влюч. вимикача	100 кА
Привід вимикача трьох полюсний пружинний	
власний час відключення	25 мсек
повний час відключення	47 мсек
час включення	42 мсек

План п/с з використанням PASS M0



Транзитна п/с (розріз)



Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	58,4
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	358862
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	376891,54
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	5,0
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,12
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,6
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	14571
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	28676

ВИСНОВКИ

Спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,9 МВт при сумарній активній потужності генерації 103,7 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 340796,07 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проєкту показав його ефективність оскільки $E < E_a'$, та його термін окупності становить 4,3 роки

Порівнюючи техніко-економічні показники п/с на основі комрок PASS M0 та звичайних (традиційних) п/с можна сказати, що дана комірка є найбільш вдалим підходом до розвитку та модернізації існуючих п/с 110-220 кВ.

Адже її використання забезпечує: досить високу надійність; мінімізацію часу на установку; мінімізацію площі, що займає комірка; простоту компоновки; зменшення об'єму техобслуговування; екологічну безпеку