

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розширення електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання»

Виконав: студент 2-го курсу магістерського рівня,
групи 1ЕСМ-23м спеціальності 141 –
Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

(прізвище та ініціали)

Лемешев А.В.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Томашевський Ю. В.

(прізвище та ініціали)

« 6 » 12 2024 р.

Опонент:

(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

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

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

17.09 2024 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Лемешеву Андрію Вікторовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розширення електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання

керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Томашевський Ю. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року

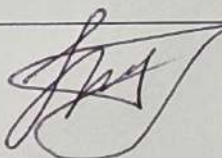
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для після аварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6600 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 755 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110кВ. 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. 8. Заходи забезпечення надійної та безпечної

експлуатації електроустановок. 9. Аналіз особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання. 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 мережі. 2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності. 4. Схема підключення нової генерувальної електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Томашевський Ю. В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

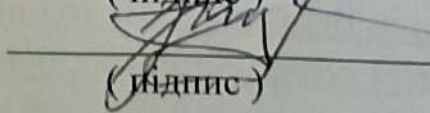
7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.08.24	30.08.24	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	01.01.24	09.09.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	10.09.24	05.10.24	
4	Аналіз особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання	06.10.24	30.10.24	
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	01.11.24	10.11.24	
6	Техніко-економічна частина	11.11.24	16.11.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.24	24.11.24	
8	Оформлення презентації	25.11.24	28.11.24	

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

Лемешев

Томашевський

АНОТАЦІЯ

Лемешев Андрій Вікторович «Розширення електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2024 – 100 с./ На укр. мові. рис.14, табл.18, бібліогр.17.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання, зокрема високовольтних вимикачів, таких як вакуумні та елегазові. Було проведено порівняння їх властивостей та проаналізовано основні переваги та недоліки.

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

Ключові слова: електрична мережа, оптимізація, високовольтні вимикачі.

ANNOTATION

Lemeshev Andriy «Expansion of the power grid with analysis of the peculiarities of switching electrical equipment operation». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2024- 100 p. fig. 14, table 18, bibl. 17

The paper deals with modelling the development of a fragment of electrical networks.

The peculiarities of operation of switching electrical equipment, in particular high-voltage circuit breakers, such as vacuum and gas-insulated circuit breakers, are studied. Their properties were compared and the main advantages and disadvantages were analysed.

The analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing switchgear installations with switchgear equipment is carried out.

Keywords: power grid, optimisation, high-voltage circuit breakers.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1	13
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	13
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	14
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	16
РОЗДІЛ 2	18
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	18
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	18
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	22
РОЗДІЛ 3	27
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	27
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	27
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	31
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	32
РОЗДІЛ 4	35
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	35
РОЗДІЛ 5	37
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	37
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	38
5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції.....	38
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій	39
РОЗДІЛ 6	44
БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	44
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	44
РОЗДІЛ 7	46
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	46
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	46
7.4. Регулювання напруги у електромережі	47
РОЗДІЛ 8.....	51
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	51
РОЗДІЛ 9	73
ПОРІВНЯННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ЕЛЕГАЗОВИХ, ОЛИВНИХ І ПОВІТРЯНИХ ВИМИКАЧІВ	73
РОЗДІЛ 10	78
ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	78
10.1 Задачі розділу.....	78
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та	

обслуговуванням електрообладнання на ВРУ	79
10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт в діючих електроустановках	80
10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	82
10.5 Розрахунок захисного заземлення	85
10.6 Пожежна безпека.....	91
ВИСНОВКИ.....	96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	99
ДОДАТОК А Протокол перевірки	102
Додаток Б. Технічне завдання МКР	103
ДОДАТОК В	109
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ	109
ДОДАТОК Г	111
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів	111
ДОДАТОК Д	114
Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ...	114
ДОДАТОК Ж	117
Результати розрахунку післяаварійного режиму	117
після розвитку ЕМ.....	117
ДОДАТОК Л.....	130
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	130

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;

АТ – автотрансформатор;

БТ – блочний трансформатор;

ВДЕ – відновлюване джерело енергії;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;

ГЕС – гідравлічна електрична станція;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕРС – електрорушійна сила;

ЕС – електрична станція;

ЗП – заземлювальний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;

ОЕС – об'єднана електроенергетична система;

ПС – підстанція;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РУ – розподільна установка

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. При проектуванні нових та розширенні існуючих енергетичних мереж необхідно враховувати низку факторів, починаючи від надійного, якісного постачання і закінчуючи застосуванням новітніх принципів проектування. Іншими словами, це завдання вимагає комплексного підходу і перевірки різних аспектів, які визначають технічну та економічну доцільність мережі, а також відповідний рівень експлуатації та управління для забезпечення мінімально можливих витрат. [5]

Водночас, реалізація мережі завжди має конкретну мету, яка лежить в основі прогнозів щодо майбутнього розвитку або ж будівництва мережі, що передбачає низку додаткових обмежень.

Перед будівництвом рекомендується використовувати математичні методи для визначення найбільш ефективних конфігурацій електромережі на основі ряду критеріїв. Наразі це:

- симплекс-метод для визначення найдешевшого варіанту приєднання нових споживачів до енергосистеми;
 - метод динамічного програмування для визначення оптимальної послідовності будівництва та введення в експлуатацію нових електропідстанцій.
- [5]

Після того, як проект електромережі та послідовність затверджено, наступним кроком є визначення значень номінальної напруги та перерізу проводів для всіх ліній, які складають електромережу в запропонованій конфігурації.

З розвитком електричних систем з поступовим втіленням сучасних технологій надійність електропостачання має першочергову важливість. Одним із головних аспектів розвитку є використання сучасних високовольних комутаційних апаратів, які є одним із основних компонентів передачі “ генерація - споживання електричної енергії ” та відіграють особливу роль у створенні

надійного та безпечного функціонування електроенергетичних систем в нормальних та аварійних умовах їхньої експлуатації.

Вимикачі є досить складною конструкцією в схемах підстанцій, тому потребують ретельного технічного обслуговування. Через зношуваність та старіння, що відбуваються під час використання, незадовільне чи невчасне технічне обслуговування або ж вплив навколишнього середовища та робочих струмів в будь-яких режимах ЕЕС є наслідком зниження робочих характеристик та надійності вимикачів, що в подальшому може стати причиною абсолютного виходу з ладу обладнання, скорочення строку служби і завчасного виведення з експлуатації. [2]

Також, на сьогодні в енергосистемах України налічується досить значна кількість вимикачів, що відпрацювали свій паспортний ресурс або ж були пошкоджені внаслідок військової агресії і потребують негайної заміни, тому що подальша експлуатація обладнання з понаднормативним ресурсом роботи зумовлює значне збільшення експлуатаційних витрат.

Отже, з вищесказаного слідує, що актуальною проблемою залишається потреба в реконструкції та модернізації електричного обладнання, при цьому необхідно зауважити, що орієнтуватися потрібно лише на сучасні досягнення та новітні технології в галузі виготовлення високовольтного обладнання.

Сьогодні виходячи з досвіду набутого в розвинутих країнах Заходу гарну надійність та безперебійність в роботі на високих ступенях напруги демонструє елегазове обладнання. Виходячи з цього застарілі технології з використанням масла або зжатого повітря зникають завдяки відмінним властивостям елегазу, про це говорить і статистика, яка свідчить про те, що за останні 20 років у світі не впроваджувалося практично ніяких інших вимикачів на напругу 63 кВ і вище, крім елегазових.

Найбільш складним режимом для вимикачів є вимкнення струмів короткого замикання. Тому під час впровадження елегазових вимикачів потрібно враховувати не лише основні параметри: номінальні значення напруг та струмів, а

й специфіку їх використання за місцем експлуатації, тобто фактори сейсмостійкості, кліматичні умови та інші.

Аналізуючи дугостійкі, електроізоляційні та експлуатаційні параметри комутаційного обладнання, можна з впевненістю стверджувати, що не існує більш ефективного середовища гасіння дуги короткого замикання, які б перевершували дугогасіння в елегазі або вакуумі.

В даний час досвідченні виробники (ABB, Siemens, Hyundai, Schneider Electric, Alstom) переважно зупинились на впровадженні лише двох типів вимикачів: елегазові та вакуумні. Гасіння електричної дуги в елегазі відповідає діапазону середньої та високої напруги, тоді як гасіння за допомогою вакууму зосереджене в основному в класах середніх напруг і лише частково вміщується в діапазон низьких та високих напруг. [3]

Досліджуючи елегазові та вакуумні вимикачі впливає, що елегазові вимикачі перспективніші для використання у схемах електродвигунів обмеженої потужності при досить малих розмірах з'єднувальних кабелів, як вимикачі навантаження більш високої напруги, а також в складі елегазових комплектних розподільчих установок – КРУЕ. Але там де потрібні постійні комутації, чималий комутаційний ресурс 40000-50000 операцій і термін служби близько 25 років доцільно використовувати та вдосконалювати вакуумні вимикачі.

В загальному обсязі доля елегазових вимикачів на середні та високі рівні напруги становить 20-30% від загального обсягу комутаційних апаратів на світовому ринку і за припущеннями буде збільшуватися паралельно з удосконаленням їхньої конструкції, надійності та збільшенням безремонтного строку експлуатації.

Електричні апарати, зокрема вимикачі, є тими електротехнічними пристроями, головною ключовою ланкою, які відіграють суттєву роль в реалізації енергозберігаючих технологій і визначають ефективність роботи енергетики в цілому на всіх етапах виробництва, розподілу та споживання електричної енергії [1]

Отже, аналіз засобів комутації електроенергії, їх оптимізація і проектування являють собою **актуальну науково-прикладну задачу**.

Отже, в час відновлення енергетики, дослідження питання модернізації та розвитку сучасного вакуумного та елегазового обладнання є надзвичайно важливою та **актуальною науково-прикладною задачею**.

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації комутаційного електрообладнання.

Задачі роботи. Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання.

Об'єктом дослідження є заданий фрагмент електромереж, розташований на території Хмельницької області.

Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

Методи дослідження. Для аналізу і розв'язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація обрахунків в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110». [12]

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективного розвитку комутаційного електрообладнання.

Особистий внесок. Усі результати, що присутні у основному змісту роботи отримані автором самостійно.

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ

Аналітичний вираз що до залежності найбільшої потужності від часу з мінімальною похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Цей метод дозволяє замінити таблично - задану функцію $P_{\max}(T)$ виразом $P'_{\max}(T)$:

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

де a' , b' – числові значення коефіцієнтів; T – часовий період прогнозу.

Визначення слушних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється завдяки мінімізації виразу, що записано у відповідності до методу найменших квадратів:

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

Після проведення диференціювання вхідної функції отримаємо крайній варіант системи лінійних рівнянь що до визначення коефіцієнтів регресії a' та b' у наступному вигляді:

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

Після запису вхідних значень з таблиці 1 отриманого завдання в систему вона (1.3) буде мати наступний вигляд:

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

звідки $a' = -2266,2$, $b' = 1,1697$, таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 1,1697x - 2266,2$$

Застосувавши табличний редактор «Excel» отримаємо апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (див. рис 1.1).

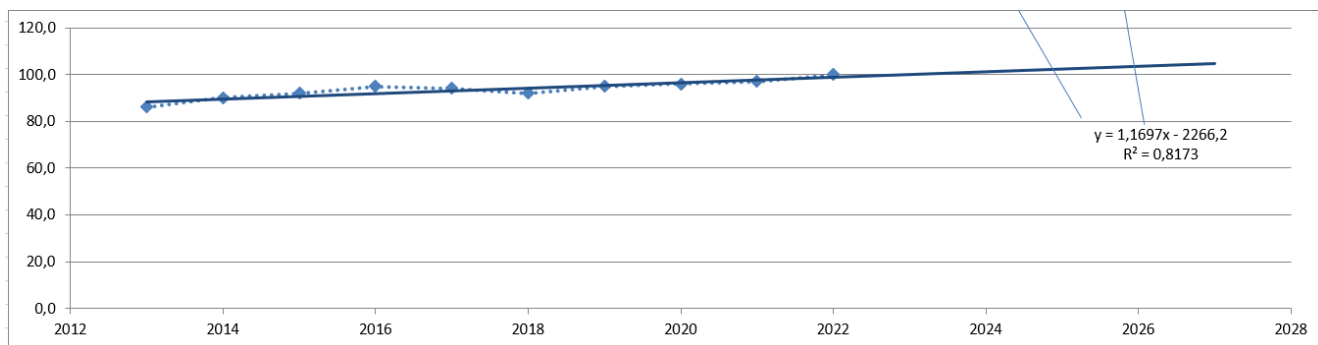


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2027-й рік збільшиться до 104,8 %, що на 4,8 % більше проектованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання. [5,6]

1.1 Розрахунок режиму заданої мережі

Результати проведеного розрахунку для режиму максимальних навантажень існуючої мережі (дивись додаток А2) враховуючи прогнозу показують, що напруги для всіх вузлів відповідають визначеним обмеженням, або можуть бути введені в них завдяки наявних регулювальних пристроїв.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ЛЕП та силових трансформаторів, висновок - основне електрообладнання експлуатується у економічних режимах, або ж наразі близьких до них. (дивись таблицю 1.1)

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

- в дільницях електропередачі – 1.47 МВт;
- в силових трансформаторах - 0.58 МВт з них холостого ходу 0.25 МВт та навантажувальні 0.33 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	201-1	4-5	202-7	6-11
Марка проводу	АС-150	АС-120	АС-150	АС-120
Допустимий струм, А	150	125	150	125
Розрах. струм, А	45	28	30	22

У районі, де планується розвиток електромереж ЛЕП існуючої мережі мають достатній запас за пропускною здатністю та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	2	3	5	7
Напруга вузла,кВ	107,04	107,25	105,65	106,42

Проаналізувавши результати розрахунку режиму максимальних навантажень робимо наступні висновки. Струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, якщо порівняти із тривало допустимим струмом. Це вказує на можливість транспортування додатково електричної енергії до нових споживачів без конструктивних змін у існуючих електромережах.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанцій, які розташовано у районі нового будівництва (табл. 1.2), всі вони забезпечують приєднання додаткового збільшеного навантаження по стороні ВН. Тому,

визначення перспективних вузлів приєднання нових ЛЕП будемо здійснювати виходячи із економічних міркувань, наразі використовуючи симплекс-метод.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруги у перспективних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У фрагменті електромережі, де планується розвиток, лінії електропередачі мають достатній запас за пропускну здатністю щоб транспортувати електроенергію новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 2 – Ст. Синява з рівнем напруги 107,04 кВ; вузол № 3 – Западинці з рівнем напруги 107,25 кВ; вузол № 5 – Машзавод з рівнем напруги 105,65 кВ; вузол № 7 – Остропіль з рівнем напруги 106,42 кВ.

Проаналізував місце розташування нових споживацьких підстанцій та наближеність їх до існуючої мережі сформовано максимальний граф фрагменту мережі рисунок 1.2, на ньому показано усі вірогідні варіанти підключення нових споживачів.

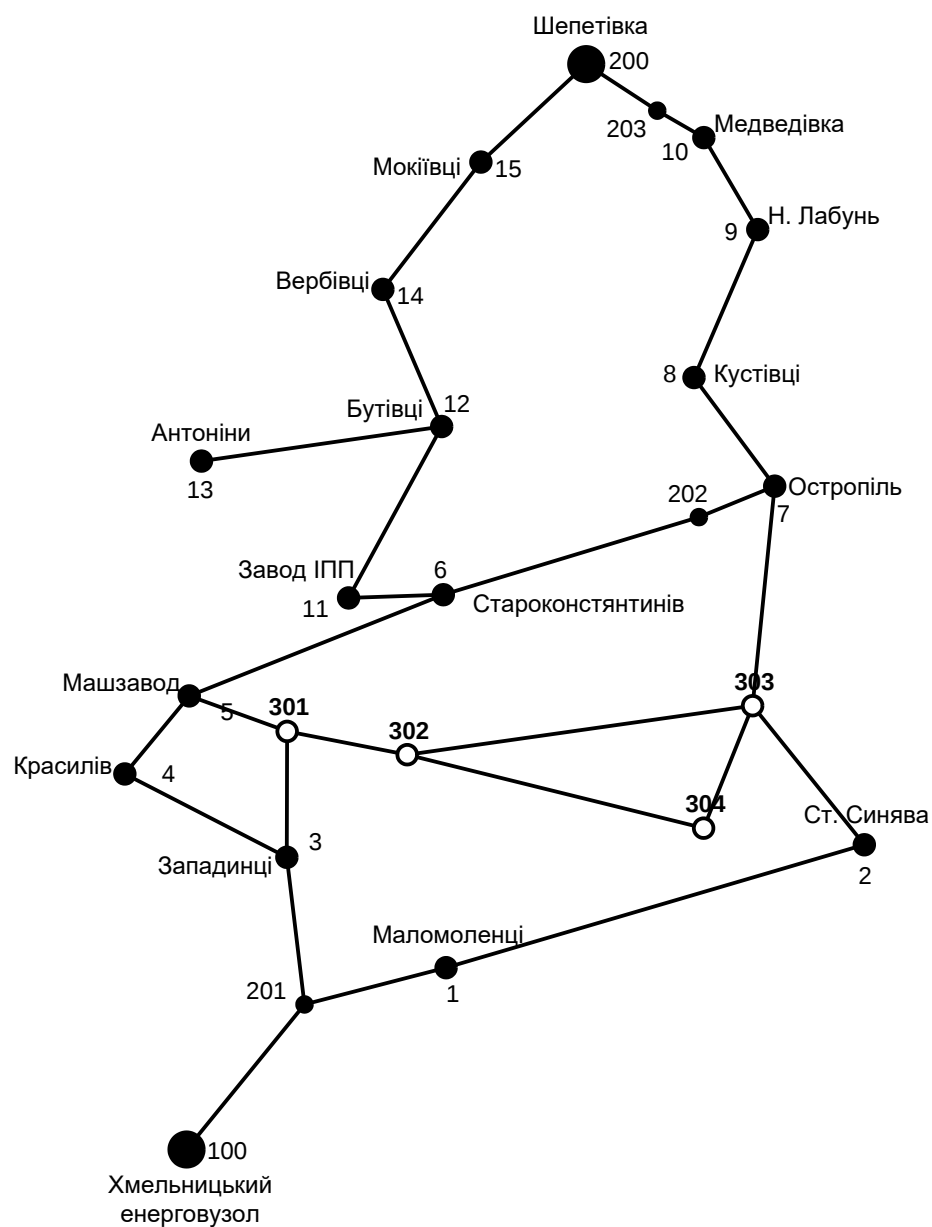


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж необхідно забезпечити найкращий варіанту проекту з точки зору найменших капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Також повинні виконуватись різні технічні вимоги до електроживлення споживачів. Тому техніко-економічне обґрунтування проекту має передбачати вибір конфігурації та напруги мережі. А також параметрів усіх елементів щоб забезпечити визначену якість електричної енергії, запас стійкості та координацію керування. [5,6]

Одночасне вирішення всіх цих питань для однієї математичної моделі виглядає неможливим. Саме тому увесь процес проектування буде розбито на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі будуть прийматися з використанням ряду математичних моделей. Для знаходження оптимальних схем за економічними показниками гарно зарекомендували себе методи лінійного програмування, наприклад симплекс-метод. Але його використання обмежує постановку задачі, зокрема, у формі представлення цільової функції та її обмежень.

2.1 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі потрібно визначити критерій оптимальності. В нашому випадку критерієм будуть дисконтовані витрати на розвиток електромережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними приймемо потужності P_i , які протікають ділянками мережі.

У загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Саме тому функція мети, яка відтворює розвиток електромережі, подається у вигляді нелінійної

функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . У випадку застосування симплекс-методу, цільова функція лінеаризується відносно вибраних змінних.

В загальному випадку для кожної i -тої лінії дисконтовані витрати B_i записують у вигляді:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на побудову 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу на i -тій ділянці лінії; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, щл враховують втрати електричної енергії та залежні від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї лінії в км; P_i - потужність i -ї лінії.

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції, який отримано під час лінеаризації; b_i' - питомі затрати, що залежать від потоку потужності P_i в лініях.

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

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9); τ – час максимальних втрат (5384 годин/рік для $T_{нб} = 6600$ годин/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 3,68 гривень/кВт·год; r_{0i} – активний опір, що залежить від перерізу проводу (зокрема для проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів представлено у таблиці 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
7	303	2,5	20	110	1573,680	0,131	10071,6	5,297	10601,2
2	303	2	16	110	1573,680	0,131	8057,2	4,237	8481,0
3	301	1,4	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	2,966	5936,7
5	301	1,2	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	2,542	5088,6
301	302	1,4	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	2,966	5936,7
302	303	3,9	31,2	110	1573,680	0,131	15711,6	8,263	16537,9
302	304	3,4	27,2	110	1573,680	0,131	13697,3	7,204	14417,7
303	304	1,5	12	110	1573,680	0,131	6042,9	3,178	6360,7

Після процесу лінеаризації, значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, тому що вони не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Вартісні коеф-ти щодо лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина км	Дисконт. витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коеф. a_1 , тис. грн	Коеф. b_1 , тис. грн/МВт	Диск. витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
7-303	2,5	20,6	12319,3	11510,1	13308,3	10071,6	109,114	12319,3	11869,8
2-303	2	20,6	9855,4	9208,1	10646,7	8057,2	87,292	9855,4	9495,8
3-301	1,4	20,6	6898,8	6445,7	7452,7	5640,1	61,104	6898,8	6647,1
5-301	1,2	20,6	5913,3	5524,9	6388,0	4834,3	52,375	5913,3	5697,5
301-302	1,4	20,6	6898,8	6445,7	7452,7	5640,1	61,104	6898,8	6647,1
302-303	3,9	20,6	19218,1	17955,8	20761,0	15711,6	170,219	19218,1	18516,8
302-304	3,4	20,6	16754,3	15653,8	18099,3	13697,3	148,396	16754,3	16142,9
303-304	1,5	20,6	7391,6	6906,1	7985,0	6042,9	65,469	7391,6	7121,9

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на будівництво ліній під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат подавалась у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати показані у таблиці 2.3.

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. c , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
7-303	2,5	20,6	12319,3	11892,2	12791,3	598,0	12319,3	11087,4	13551,2
2-303	2	20,6	9855,4	9513,8	10233,1	478,4	9855,4	8869,9	10841,0
3-301	1,4	20,6	6898,8	6659,7	7163,1	334,9	6898,8	6208,9	7588,7
5-301	1,2	20,6	5913,3	5708,3	6139,8	287,1	5913,3	5321,9	6504,6
301-302	1,4	20,6	6898,8	6659,7	7163,1	334,9	6898,8	6208,9	7588,7
302-303	3,9	20,6	19218,1	18551,9	19954,5	932,9	19218,1	17296,3	21139,9
302-304	3,4	20,6	16754,3	16173,4	17396,2	813,3	16754,3	15078,8	18429,7
303-304	1,5	20,6	7391,6	7135,3	7674,8	358,8	7391,6	6652,4	8130,7

3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для мережі – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;

4. Коефіцієнти c_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ будуть питомими витратами для транспортування потужності лініями (табл. 2.3);

5. Так як створення моделі здійснювалось із врахуванням заданих напрямків потужності у схемі максимального графу мережі, то певна частина змінних вірогідно в кінцевому рахунку прийме від’ємне значення. Останнє протиріччя можливо усунути за допомогою введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі в такому вигляді набуде виду, поданого на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-303	2-303	3-301	5-301	301-302	302-301	302-303	303-302	302-304	304-302	303-304	304-303	0-0	0-0		
301	0	0	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	18,86	18,86
302	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	10,90	10,90
303	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	19,59	19,59
304	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	12,68	12,68
Коефіцієнти цільової функції	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																0,000

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

Скориставшись у Microsoft Excel надбудовою «Пошук рішень» отримано розв’язок симплекс таблиці , що показана на рисунку 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-303	2-303	3-301	5-301	301-302	302-301	302-303	303-302	302-304	304-302	303-304	304-303	0-0	0-0		
301	0	0	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	18,86	0,00
302	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	10,90	0,00
303	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	19,59	0,00
304	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	12,68	0,00
Коефіцієнти цільової функції	731,6	585,3	409,7	351,2	409,7	409,7	1141,3	1141,3	995,0	995,0	439,0	439,0	0,0	0,0		39368,473
Потужності ЛЕП	0	32,27283	0	29,75806	10,89732	0	0	0	0	0	12,6786	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	8057,242	0,000	4834,345	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000		24574,589
Змінні складові витрат	0,000	4413,457	0,000	2251,466	352,243	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	510,869	0,000	0,000	0,000		7528,035
Дисконтовані витрати, тис. грн																32102,624

Рисунок 2.2 – Результати пошуку рішення за використанням Excel (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку із зміною перетоків то лініям, саме тому коригую вартісні коефіцієнти та виконую повторний розрахунок (рис. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-303	2-303	3-301	5-301	301-302	302-301	302-303	303-302	302-304	304-302	303-304	304-303	0-0	0-0		
301	0	0	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	18,86	0,00
302	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	10,90	0,00
303	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	19,59	0,00
304	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	12,68	0,00
Коефіцієнти цільової функції	731,6	585,3	409,7	351,2	409,7	409,7	1141,3	1141,3	995,0	995,0	439,0	439,0	0,0	0,0		39368,473
Потужності ЛЕП	0	32,27283	0	29,75806	10,89732	0	0	0	0	0	12,6786	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	8057,242	0,000	4834,345	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000		24574,589
Змінні складові витрат	0,000	4413,457	0,000	2251,466	352,243	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	510,869	0,000	0,000	0,000		7528,035
Дисконтовані витрати, тис. грн																32102,624

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (друга ітерація)

Після остаточного уточнення, отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-303	2-303	3-301	5-301	301-302	302-301	302-303	303-302	302-304	304-302	303-304	304-303	0-0	0-0		
301	0	0	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	18,86	0,00
302	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	10,90	0,00
303	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	19,59	0,00
304	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	12,68	0,00
Коефіцієнти цільової функції	731,6	585,3	409,7	351,2	409,7	409,7	1141,3	1141,3	995,0	995,0	439,0	439,0	0,0	0,0		39368,473
Потужності ЛЕП	0	32,27283	0	29,75806	10,89732	0	0	0	0	0	12,6786	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	8057,242	0,000	4834,345	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000		24574,589
Змінні складові витрат	0,000	4413,457	0,000	2251,466	352,243	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	510,869	0,000	0,000	0,000		7528,035
Дисконтовані витрати, тис. грн																32102,624

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (перша ітерація)

У таблиці на рисунку 2.5 приведена схема мережі, для якої забезпечується найменші витрати. Її графічне представлення наведено на рисунку 2.6.

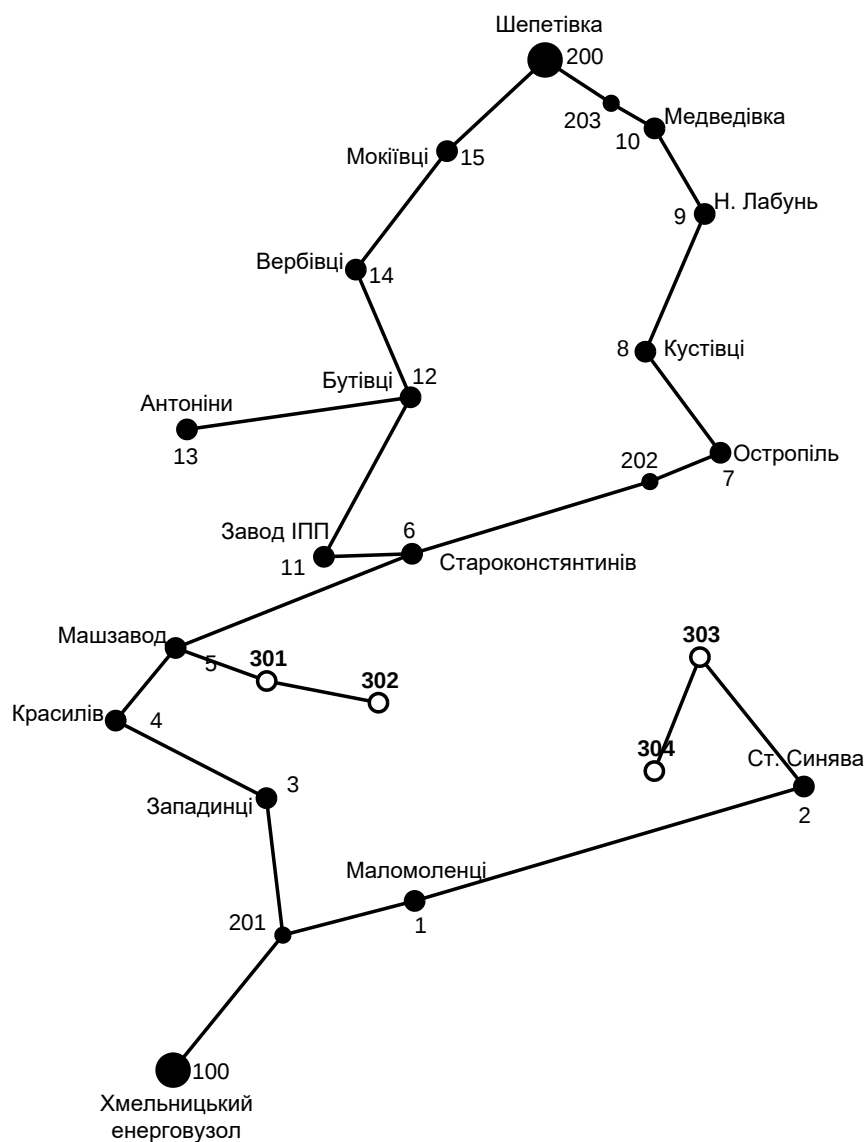


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

Втім отримана схема не забезпечує для нових споживачів відповідну задану категорію по надійності. Наразі необхідно додатково встановлювати дво ланцюгові ЛЕП або ж споруджувати додаткові лінії задля утворення замкнутих контурів.

Отже, було вирішено побудувати додаткову лінії між вузлами 302-304. Таким чином забезпечив живлення кожного нового споживача від двох незалежних джерел.

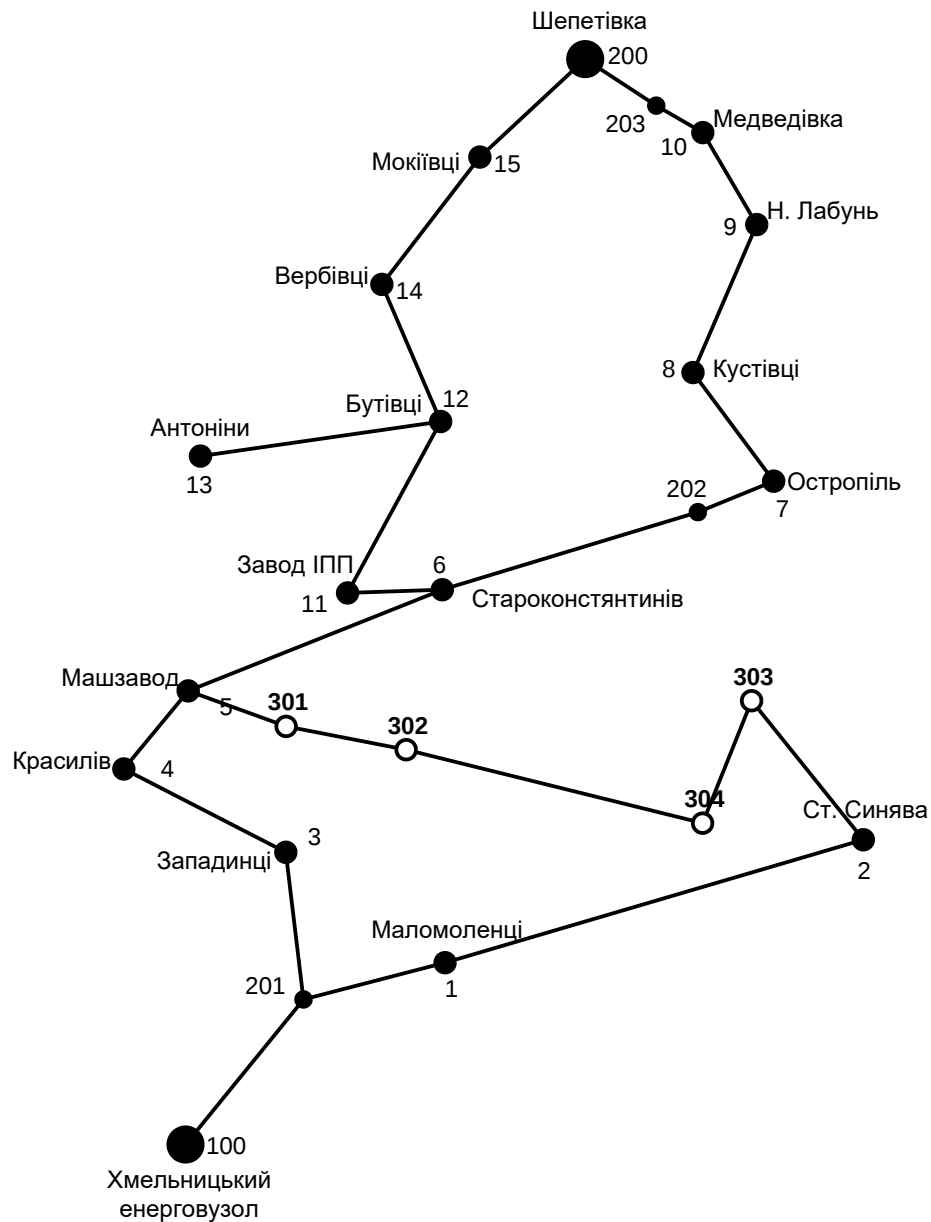


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

Отримана конфігурація мережі дозволяє забезпечити електроенергією всіх споживачів враховуючи їх категорію по надійності. Для виконання визначеного завданням рівня надійності електроживлення споживачів першої категорії запропоновано прокласти додаткову ЛЕП 302-304 довжиною 27,5 км. Вказане рішення підсилить існуючу електромережу 110 кВ та розвантажить наявні лінії.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд із методами лінійної і нелінійної оптимізації також може бути використано метод динамічного програмування.

Динамічне програмування приналежить до методів нелінійного програмування. Такий метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. У випадку застосування динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків, причому у кожному з них оптимізується функція тільки однієї змінної. [5,6]

3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для існуючої схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток для електроживлення нових споживачів, які мають вводиться протягом 2-х років (це вузли 301, 302, 303, 304). У нашому випадку приймаємо три опорних центри живлення: 11 та 10 відносно розглядатимуться варіанти схеми.

Цільова функція такої оптимізації буде мати наступний вигляд:

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

де B_t – дисконтовані витрати на t період будівництва об'єкту;

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

T – термін спорудження, років.

Значення B_t що до кожного із років буде розв'язуватись як:

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

Для розв'язку задачі (3.1) можливо використати методи нелінійного програмування, зокрема метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування використовує два етапи: прямий та зворотній хід.

На першому при русі від 1-го року до останнього знаходять умовно оптимальну схему електромережі. Кожен крок обирають так, щоб загальні витрати на i -му та $(i+1)$ році були найменші:

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

Таким чином витрати на 1-му році визначаються виходячи із всіх можливих варіантів реалізації. Отриманий так варіант матиме оптимальні дисконтовані витрати. [10,14]

Але оскільки у попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, тому отриманий розв'язок буде приблизно наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі мають рухатись від останнього року до 1-го. Та уточнюють параметри електромережі і траєкторію її оптимального спорудження за критерієм (3.3).

Для постановки задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), однак функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Застосовано наступні обмеження:

$$1) \text{ Баланс потужностей: } \sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj};$$

2) Стосовно ресурсів: $l_{\Sigma t} = l_{\max}$;

3) Обмеження що до параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Тоді, для оптимізації електричної мережі враховуючи отримане завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i вибирають з Excel. Враховуються обмеження на найбільшу довжину ЛЕП, яка споруджується протягом року: $L_{\max} \leq 20$ км, а також обмеження балансу потужності.

Проводимо перший крок. За три роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 301, 302, 303, 304. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 35 км повітряних ліній, безсумнівно, що під час 1-го року розвитку буде виконано спорудження ліній включно для одного або ж двох нових споживачів, а під час другого року будівництва – до інших, а на третьому році завершити спорудження енергоживлення усіх нових споживачів.

Варіант №1

Перший рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 3-301, 301-302. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{5-301} + \Delta L_{301-302} = 9,6 + 11,2 = 20,8 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії, що споруджується за перший рік. Обрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протягом першого року виконуються так само. Результати обрахунків показано в табл.3.1.

Другий рік. Для другого року, варіанти постачання складаються із врахуванням розвитку на першому році. Також для кожного варіанту другого року обов'язково враховується обмеження що до довжин лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгові лінії 2-303, 303-304. Результати обрахунків приведено в таблиці 3.2.

Третій рік. Для третього року, варіанти постачання складаються із врахуванням розвитку на другому році. Також для кожного варіанту третього року обов'язково враховується обмеження що до довжин лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгові лінії 302-304. Результати обрахунків приведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 - Імовірні варіанти розвитку схеми для 1-го року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вт	Вартість
1	1	5-301	9,6	29,7	20,8	17682,126	37541,89	31284,91	31284,91
		301-302	11,2	10,9		19859,76			
	2	2-303	16	32,3	28	29702,338	51026,53	42522,11	42522,11
		303-304	12	12,7		21324,193			
	3	5-301	9,6	29,7	25,6	17682,126	47384,46	39487,05	39487,05
		2-303	16	32,3		29702,338			

Таблиця 3.2 - Імовірні варіанти розвитку електромережі для 2-го року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вт	Вартість
2	11	2-303	16	32,3	28	29702,338	51026,53	35435,09	66720
		303-304	12	12,7		21324,193			
	12	302-304	27,5	15,5	27,5	49063,369	49063,37	34071,78	65356,69
	21	5-301	9,6	29,7	20,8	17682,126	37541,89	26070,75	68592,86
		301-302	11,2	10,9		19859,76			
	22	302-304	27,5	15,5	27,5	49063,369	49063,37	34071,78	76593,89
	31	301-302	11,2	10,9	23,2	19859,76	41183,95	28599,97	68087,02
		303-304	12	12,7		21324,193			
	32	302-304	27,5	15,5	27,5	49063,369	49063,37	34071,78	73558,84

Таблиця 3.2 - Імовірні варіанти розвитку електромережі для 3-го року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
3	111	302-304	27,5	15,5	27,5	49063,369	49063,37	28393,15	95113,15
	121	2-303	16	32,3	28	29702,338	51026,53	29529,24	94885,93
		303-304	12	12,7		21324,193			
	211	302-304	27,5	15,5	27,5	49063,369	49063,37	28393,15	96986,02
	221	5-301	9,6	29,7	20,8	17682,126	37541,89	21725,63	98319,52
		301-302	11,2	10,9		19859,76			
	311	302-304	27,5	15,5	27,5	49063,369	49063,37	28393,15	96480,17
	321	301-302	11,2	10,9	23,2	19859,76	41183,95	23833,31	97392,14
		303-304	12	12,7		21324,193			

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з таблиці 3.3 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 121. Після уточнення поточкорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 121 приєднання нових підстанцій 301, 302, 303, 304 буде призводити до зміни перетоків потужності у лініях, які споруджені на першому та другому році розвитку. Тоді необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, як вказано в табл. 3.3.

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

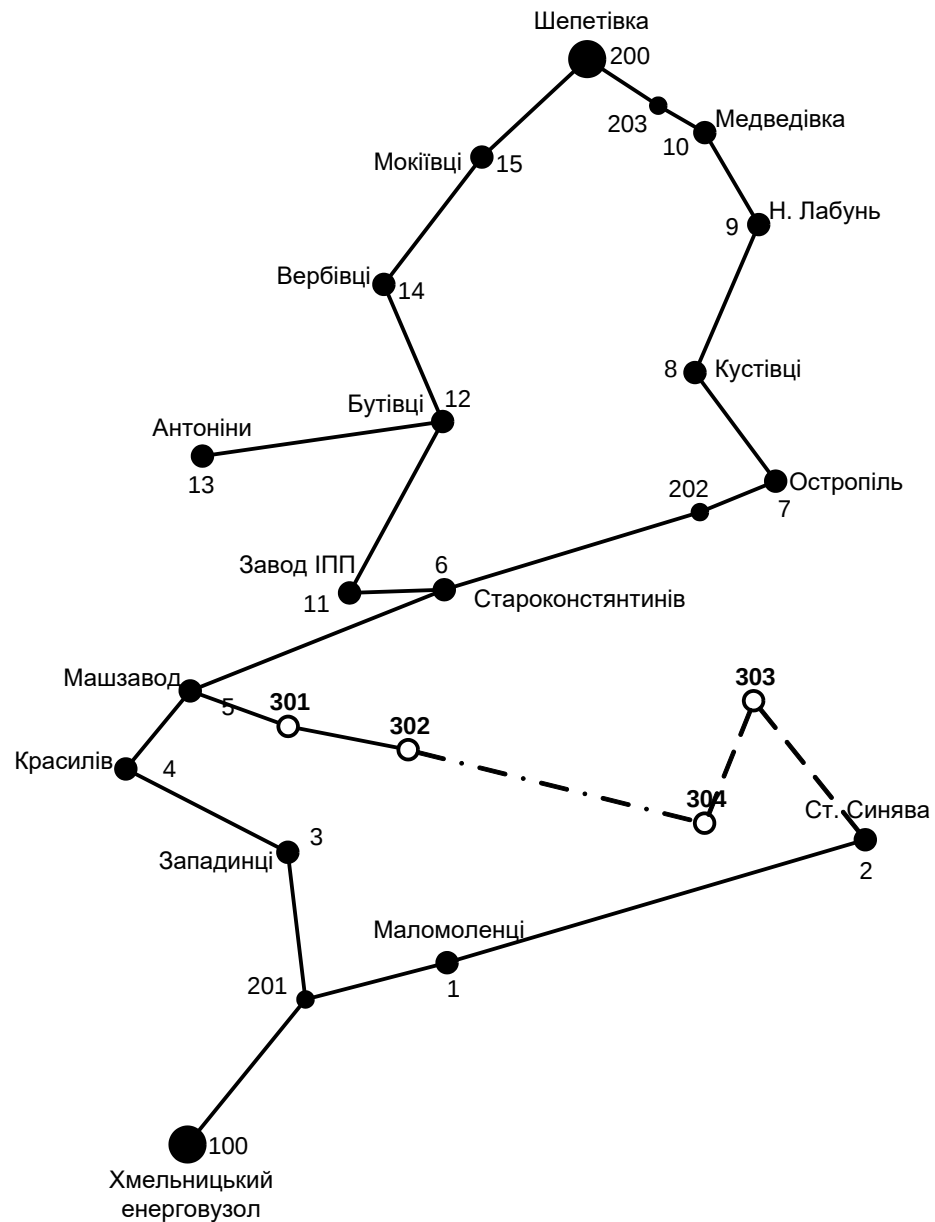


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Потім знайдемо розрахункові струми у всіх дільницях відповідно до оптимального варіанту за наступною формулою (3.5) :

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

$$I_{\text{розр}5-301} = \alpha_{\text{Л}} \alpha_{\text{T}} \frac{|S_{\text{Л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{13.572}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 74.797 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}2-303} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{19.042}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 104.943 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}301-302} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{28,996}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 159,801 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}302-304} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{16.741}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 92.263 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}304-303} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{3.261}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 17.972 \text{ (A)}.$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6600$ (год). Отже $\alpha_{\text{T}} = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

По викладеній в [3] таблиці вибрали переріз проводів нових ЛЕП та їх параметри.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одно ланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район по ожеледнему навантаженню – III;

Далі провели перевірку перерізу проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, що можуть призвести до зміни перетоків потужностей.

1й – розрив лінії 5-301;

2й – розрив лінії 5-301 та відсутня генерація на СЕС (301);

3й – розрив лінії 2-303;

4й – розрив лінії 2-303 та відсутня генерація на СЕС (301);

5й – розрив лінії 301-302;

6й – розрив лінії 302-304;

7й – розрив лінії 304-303.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па7} , А	І _{па} ,А тах	І _{па} Доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
5-301	0	0	189.6	278.5	103.6	51.1	67.6	278.5	390	74.8	АС-185/29
2-303	178.5	272.1	0	0	272.6	200.1	120.5			104.9	АС-185/29
301-302	103.5	0.6	274.3	275.2	0	67.9	145.3			159.8	АС-185/29
302-304	52.9	67.6	202.9	203.5	68.3	0	77.4			92.3	АС-185/29
304-303	67.3	145.8	120.5	120.6	146.4	77.6	0			17.9	АС-185/29

Відповідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується виконувати проводом АС 240/32, але допускається АС-185/19.

Після порівняння отриманих результатів обрахунків струмів у аварійних ситуаціях з максимально допустимим струмом для АС-185/19, вирішено використовувати провід АС-185/19, оскільки він повністю задовольняє вимогам нормативних вимог.

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Згідно із досвідом проектування потужність силового трансформаторного обладнання на понижуючих електропідстанціях вибирається за умовами допустимого перевантаження у після аварійних режимах на 40% на час не більше шести годин за добу протягом не більше п'яти діб. [1]

Вибір силових трансформаторів проводиться врахувавши наступні критерії:

1. У випадку підключення до підстанції споживачів 1-ої категорії встановлюється не менше 2 трансформаторів.

2. На підстанціях, що здійснюють електроживлення споживачів II-ої та III-ої категорій, допускається установлення 1-го силового трансформатора, при існуванні в електромережі централізованого пересувного трансформаторного резерву.

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

де n_T - кількість однотипних силових трансформаторів, що будуть встановлені на нових підстанціях;

Для 301 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{18}{2 \cdot 1} = 12.857 \text{ МВА.}$$

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

У вузлах 302, 303, 304 також встановлюємо по два силових трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Межі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
301	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
302	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
303	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
304	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється наступним чином:

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

Тоді для нових вузлів перевірка матиме вигляд:

$$K_{з1.па} = \frac{18}{(2-1) \cdot 16} = 1.125 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{20,778}{(2-1) \cdot 16} = 1.299 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{11.818}{(2-1) \cdot 10} = 1.182 \leq 1.4$$

$$K_{з4.па} = \frac{13.444}{(2-1) \cdot 10} = 1.344 \leq 1.4$$

Перевірка на перевантаження вибраного силового трансформатора у нових вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , тобто повністю задовольняє технічним умовам що до експлуатації. Проведені обрахунки вказують, що силові трансформатори вибраної потужності можуть не тільки забезпечити надійне електроживлення споживачів, але ще забезпечать розвиток споживання електроенергії. Вибір силових трансформаторів на інших нових підстанціях виконувався аналогічно, результати приведені в таблиці 4.1.

РОЗДІЛ 5

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

Проводячи вибір схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань та їх призначення. А також роль та положення підстанції в електромережі заданої енергосистеми.

З огляду функцій підстанції в електричній мережі електричне коло повинно:

- забезпечити надійне електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та після аварійному режимах згідно до визначених категорій надійності електропостачання приймачів і з врахуванням присутності автономних резервних джерел живлення;

- забезпечити надійність пропускання електроенергії по підстанції у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до її значення для конкретної ділянки мережі;

- враховувати поетапність розвитку ПС, динаміку зміни навантаження на мережу і інше. Принцип поетапності розвитку підстанції та її головної схеми слід дотримуватися, виходячи з найпростішого та найекономічнішого розвитку підстанції без значних робіт з реконструкції існуючих об'єктів та з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для підстанцій нової споруди напругою від 6 кВ до 750 кВ необхідно передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в таблицях 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих ланцюгів комутаційними елементами та насичення їх додатковими елементами, що сприяють підвищенню надійності роботи та безпеки обслуговування підстанції, повинно здійснюватися згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Принципові схеми розподільні електроустановки напругою від 6 кВ і до 750 кВ електростанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на нових підстанціях 301, 302, 303, 304 будемо встановлювати по 2 трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ обираємо схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах силових трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів (дивись рисунок 5.1).

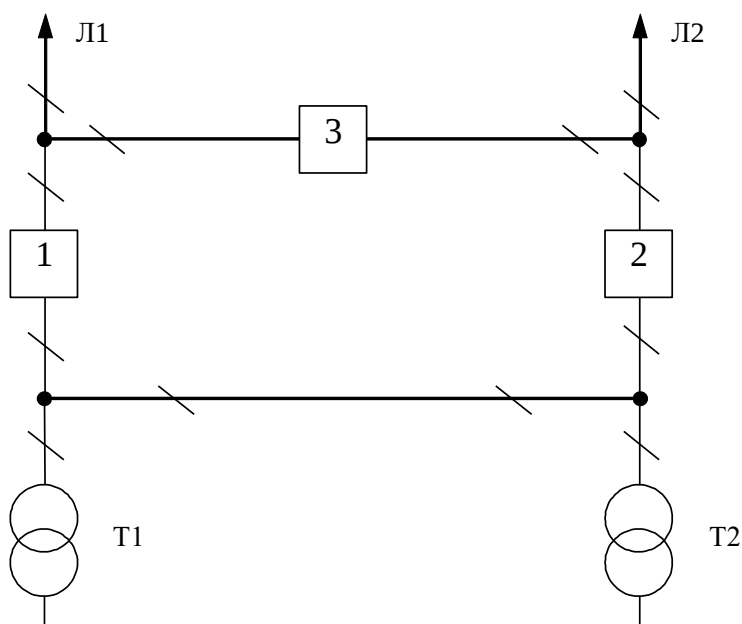


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 301, 302, 303, 304

Така схема може забезпечувати транзит електричної енергії у випадку відмови, або виходу в ремонт одного із елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з вузлів для електропостачання обрано ПС «Машзавод». Тому, опісля реконструкції ця

підстанція з прохідної перейде на відгалужувальну. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції ПС «Машзавод» (вузол 5) тип існуючої схеми нас не влаштовує. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин (рисунок 5.2).

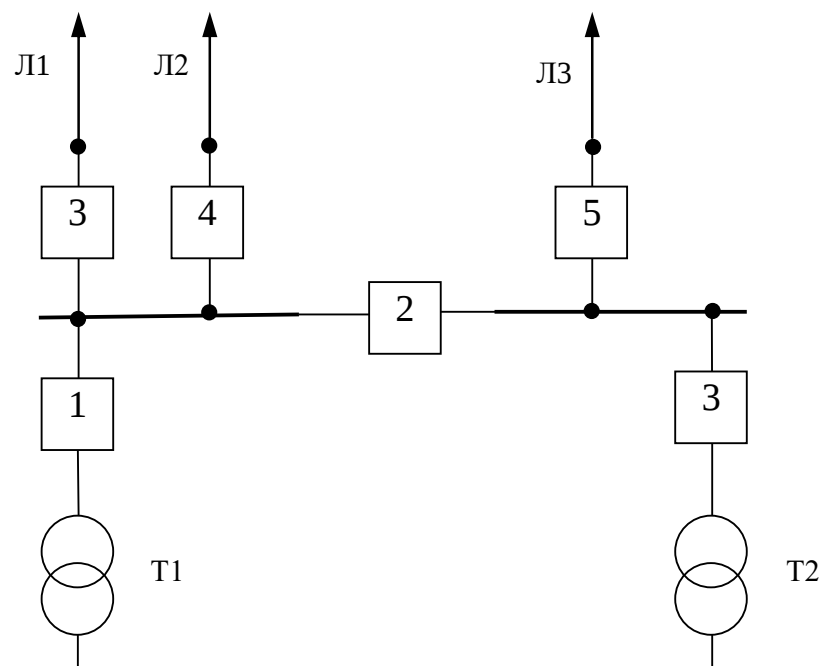


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій

Розрахунок надійності електричних схем розподільчих пристроїв (РП) складається із визначення математичних очікувань кількості відключень елементів, які комутуються в РП, і розподілення РП на гальванічно непов'язані частини. Також враховується тривалість вимушеного простою елементів, які відключились. Або ж роботи з розділенням РП як наслідок відмов вимикачів РП, так відмов і самих комутуючих елементів як в нормальному так і в ремонтному

режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми відгалужувальної підстанції «Машзавод» (вузол 5).

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

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

Для нормального режиму роботи розподільного пристрою приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму буде дорівнювати:

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

де n – кількість вимикачів в РП.

Згідно із (5.4) для вибраних варіантів схеми вузлової електропідстанції маємо:

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

Для кожного сполучення i, j оцінюємо наслідки від відмов i -го елементу у j -му режимі, тобто, знайдемо ті елементи, які відключаються. Надалі обрахуємо математичне очікування від такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Зокрема:

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

Час запланового простою вимикача, який відмовив, та вимикача, що знаходиться в заплановому ремонті буде визначено наступним чином:

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тому:

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

Використавши розрахункову програму «Надійність», що дає можливість визначити надійність електричної схеми заданої конфігурації, будемо мати розрахункову таблицю наступного вигляду (таблиця 5.1).

Опісля оцінювання наслідків відмов елементів схеми РП сформуємо вибірку характеристик надійності схеми електропідстанції. До вибірки вносяться лише наслідки відмов, які призводять до втрати електроживлення споживачів (таблиця 5.2).

Таблиця 5.1 – Показники відмов і ремонтів елементів схеми РП

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_i та ремонтуємі вимикаччі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23
			D(АТ2,Л2)- 40		Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)- 40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23		Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)- 40		Л3, Л1, D(АТ1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23		Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л3-40	Л3 D(АТ1,Л1), D(АТ2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		Л3,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) - 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ2 – 23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3) – 23	Л3,Л2,АТ2, D(АТ1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(АТ1, АТ2, Л3) - 40	Л3, Л2, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми електропідстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(АТ1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

Імовірність відключення окремого приєднання визначено як сума імовірностей, які розраховані для різних подій.

Для обрахунку збитку від недовідпущення електричної енергії (5.5), необхідно знайти обсяг електричної енергії за рік (5.6) та недовідпущення електроенергії (5.7).

Питомий збиток, що пов'язаний із недовідпущенням електричної енергії споживачам, згідно завдання становить ($Z_0 = 755$ гривень/кВт·год.);

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

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

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

Отже:

$$W_{РІК} = 6600 \cdot 41,2 = 271\,920 \text{ (МВт·год)}$$

$$\Delta W_{НД} = 271\,920 \cdot 0,0003 = 81,58 \text{ (МВт·год)}$$

$$M_{ЗБ} = 81,58 \cdot 755 = 61\,589,88 \text{ (тис. грн)}$$

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	M _{зб} , грн.
271 920	81,58	61 589,88

З обрахунків видно, що схема дає значний рівень збитку, проте забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому ця схема не потребує значної дорогої реконструкції, а тому можливо здешевити даний проект.

РОЗДІЛ 6

БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення

Джерела електропостачання в будь-який момент часу повинні передавати в мережу стільки електричної енергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі, відповідно врахувавши втрати на передачу. Тому баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для нових вузлів 901, 902, 903 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 23 + 0,05 \cdot 23 = 21,85 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{нi}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{м}} = 0,05 \cdot \sum P_{\text{нi}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{нi}}$; $K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Реактивна потужність, яка споживається від центрів живлення враховуючи її економічне транспортування буде:

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

$$Q_{\Gamma} = 39,14 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 39,14 \cdot 0,34 = 13,308 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – це бажаний коеф. потужності на існуючих шинах живлячих підстанцій враховуючи економічність експлуатації.

Реактивна потужність, що споживається по заданому району в цілому визначається по додаванню відповідних навантажень в окремих пунктах із урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень приблизно рівного 0.95.

Обрахунок генерації реактивної потужності для ділянки ЛЕП:

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для відрізка ділянки ЛЕП -5-301

$$Q_{\text{ЛЕП5-301}} = 101,12^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 9,6) = 0,28 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших ділянок обчислимо аналогічно. Загальна генерація реактивної потужності мережі складає:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,28 + 0,333 + 0,805 + 0,344 + 0,458 = 2,22 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність для компенсуючого пристрою буде:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Ні}} = 0,95 \cdot 20,53 = 19,503 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 19,503 = 1,95 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПі}} = 19,503 + 1,95 - 13,308 - 2,22 = 5,926 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 41,2 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 20,53 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 6,3 МВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 301.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Обрахунок усталеного режиму електромережі буде проводитись використовуючи програмного комплексу «Втрати “RVM – Hign”». За допомогою його при заданих параметрах ліній, зокрема це довжина, марки проводів; та заданих параметрів вузлів - номінальна напруга, трансформатори можемо провести розрахунки усталеного нормального режиму електромережі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А2 у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

- Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та після аварійний режими роботи мережі.
- Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 110кВ.
- Після аварійний режим – це режим роботи енергосистеми, що припускає планове відключення навантаження частини споживачів щоб зберегти

належну надійність та якість електропостачання тих споживачів, які залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуючих вузлах будемо приймати рівною 121кВ.

- Проаналізувавши отриманий результат, ми переконались, що напруга для всіх вузлів є допустимою, а саме не виходить за межі $\pm 10\% U_{\text{ном.}}$.

Вхідні дані та результати обрахунків мінімального та після аварійного режимів електромережі після розвитку є у додатках В та Г.

7.4. Регулювання напруги у електромережі

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

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

Значення напруги у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 7.1).

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

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
301	96,63	90,97	107,70
302	95,73	90,01	106,91
303	94,51	88,70	105,83
304	94,55	88,74	105,86

Таблиця 7.2 – Напруги у вузлах нових споживачів на стороні 10 кВ

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
301	9,24	8,70	10,30
302	9,16	8,61	10,23
303	9,04	8,48	10,12
304	9,04	8,49	10,13

На шинах ВН рівні напруги залежать від параметрів існуючої мережі і визначаються після розрахунку для режиму максимальних навантажень (дивись додаток Б).

Дійсна напруга у вузлі:

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

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

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

де $U_{ВН}$ – обрахована величина робочої напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації будемо знаходити з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної електропідстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо що U_{HH6} дорівнює 10,5 кВ, задля компенсації спаду напруг у мережі 10 кВ).

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

• Надалі будемо визначати дійсний коефіцієнт трансформації силового трансформатора та номер відпайки, спираючись на межі регулювання та номінальний коефіцієнт трансформації вибраних нами нових трансформаторів.

Усі трансформатори, що використовуються в електромережі, мають напругу ВН 115 кВ, а НН – 10,5 кВ, та однакові межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Визначення дійсного коефіцієнта трансформації виконаємо так:

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

Урахувавши межі регулювання, кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, що відповідає наступній відпайці, буде дорівнювати добутку розрахованого коеф. трансформації K_{Td} за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, це відповідає номерам відпайок.

Згідно формулі (7.2) знайдемо втрати напруги в трансформаторах, що приведені до сторони ВН для підстанції 301.

$$\Delta U_{T301} = \frac{((18,86) \cdot (4,38 / 2)) + ((0) \cdot (86,7 / 2))}{102,20} = 0,404 \text{ кВ}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T3016} = \frac{102,20 + 0,404}{10,5} = 9,772$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T901д} = 9,827$, що відповідає 13-й відпайці.

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

$$U_{\text{HH301д}} = \frac{102,20 + 0,404}{9,772} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

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

Такі ж самі розрахунки зробимо для інших нових вузлів споживачів схеми і заносимо їх до таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
301	0,404	9,772	10,5	13	9,827	0,097
302	4,459	10,078	10,5	11	10,141	0,098
303	4,445	9,967	10,5	12	9,984	0,096
304	4,669	9,991	10,5	11	10,141	0,098

Застосувавши регулювання напруги на нових підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень електромережі. При цьому рівень напруги у нових вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, це задовольняє нормам показників якості електроенергії.

РОЗДІЛ 8

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

В попередніх розділах ми виконали розрахунки по вибору оптимального варіанту розвитку електромережі 110 кВ, також проведено вибір електричних схем вузлової та споживальних електропідстанцій. Вибрали основне обладнання підстанцій та електромереж. Провели аналіз режиму максимальних навантажень та застосували регулювання напруги. Перераховані вище дії дозволили отримати достатньо інформації для проведення аналізу економічної ефективності розвитку електромережі в цій роботі.

Наразі щоб оцінити економічну ефективність проекту в електроенергетичній галузі знаходять показник рентабельності капіталовкладень, який враховує будівництво протягом трьох років, та має наступний вигляд:

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тисяч гривень; $E = E_{\text{ан}} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у в. о.); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році при порівнянні із попереднім t , тисяч гривень.

Значення Π_t що до кожного року визначимо як:

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

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в приведеній у завданні енергосистемі, $C_T = 1,65$ гривень/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, яка припадає на електромережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0,12$ [2]); W_t –

додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене будівництвом нового енергетичного об'єкту, МВт·годин; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

де K_t – капітальні вкладення, тисяч гривень; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в електромережі, кВт·годин:

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

де P_i – активна потужність, яка передається по i -ій ділянці ЛЕП, МВт; U_H – номінальна напруга електромережі, $U_H = 110$ (кВ); r_{0i} – це питомий опір для проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – це час максимальних втрат (3633 годин); ΔL_i – довжина i -ої лінії, кілометрів.

Такий розрахунок можна замінити якщо використати ПК «ВТРАТИ», якщо використати схему до розвитку, та на кожному році її розвитку. При порівнянні будемо мати дані для кожного кроку зміни, в результаті знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються із двох складових:

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

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на побудову нових електростанцій, тисяч гривень;

$K_{\text{ЛЕП}}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередачі, тисяч гривень.

Збільшення навантаження, при обрахунку прогнозу навантаження не призводить збільшення потужностей силових трансформаторів.

У відповідності з кінцевим варіантом розвитку електромережі планується спорудження наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- зведення ліній електропередач: : Машзавод (вузол 5)-301, 301-302;
- спорудження споживальної електропідстанції 110/10 кВ у пунктах 301, 302;
- розвиток відгалуджувальної електропідстанції пункту Машзавод (вузол 5).

На другому році:

- зведення лінії електропередачі: 302-304;
- спорудження споживальної електропідстанції 110/10 кВ у пункті 304.

На третьому році:

- зведення ліній електропередач: 304-303, 303-(вузол 2) Ст. Синява;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 303.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електромережі приведені у таблицях 8.1–8.3.

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 проект у	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- тов. площа, під облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 16МВА	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	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 ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 301)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера для лінії 10 кВ із вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,08	135,87	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 301)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
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 резерв захисту для 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 тр-рів напруги 110кВ (одна панель на 2секції 110кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10кВ та секц-го 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 заземл-го реактора (одна панель до 2секції 10кВ)	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

Таблиця 8.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 302):

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 площа, під облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10МВА	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового 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 ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.2 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 302)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.2 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 302)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового тр-ра (4 панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резерв захисту лінії 110кВ із вимикачем (2 панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110кВ (1 панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель тр-рів напруги 110кВ (1 панель на 2 секції 110кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10кВ та секц-го вимикача 10кВ (1панель на 2 вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземл-го реактора (1 панель на 2 секції 10кВ)	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

Продовження табл. 8.2 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 302)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 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
01	02	03	04	05	06	07	08	09	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 ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 304):

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
2.5	Приєднання лінії 110кВ із вимикачем із вбудованими тр-ми струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими тр-рами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 304):

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ ³ вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
4.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл.	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (чотири панелі)	2 компл.	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл.	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 304):

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 (центр сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

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

Таблиця 8.5 – 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	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 8.5 - Вартість будівництва підстанції (вузол 303)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 8.5 - Вартість будівництва підстанції (вузол 303)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Продовження табл. 8.5 - Вартість будівництва підстанції (вузол 303)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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			58 177,167						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 58 177,167 тис. грн.

Капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі визначають як:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тисяч гривень.

$$K_{\text{ЛЕП}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 20,8 = 24\,072,54 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП}2} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 27,5 = 31\,826,68 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП}3} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 28 = 32\,405,34 \text{ (тис.грн.)}.$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат К:

$$K_1 = 113\,508,41 + 24\,072,54 = 137\,580,95 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 51\,054,25 + 31\,826,68 = 82\,880,92 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 58\,177,167 + 32\,405,34 = 90\,582,51 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються так:

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

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування і ремонт ЛЕП, тисяч гривень; $B_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ПС, тисяч гривень; ΔW_t – зміна втрат електроенергії для електричної мережі внаслідок її розвитку, кВт·годин:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

$$B_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100; \quad (8.9)$$

де $P_{\text{Л}}\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування ПЛЕП (0,3%).

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та також і ремонт підстанцій:

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$B_{Л1} = (24\,072,54 \cdot 0,3)/100 = 72,22 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л2} = (31\,826,68 \cdot 0,3)/100 = 95,48 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л3} = (32\,405,34 \cdot 0,3)/100 = 97,22 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (113\,508,41 \cdot 3)/100 = 3\,405,25 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (51\,054,25 \cdot 3)/100 = 1\,531,63 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П3} = (58\,177,167 \cdot 3)/100 = 1\,745,32 \text{ (тис.грн.)};$$

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.7:

Таблиця 8.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії у нових під'єднаннях:

Рік будів- ництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 5-301, 301-302 П/ст: 301, 302, 5	130	30	100
2	ЛЕП: 302-304 П/ст: 304	850	40	890
3	ЛЕП: 304-303, 303-2 П/ст: 303	2 600	60	2 660

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 72,22 + 3\,405,25 + 100 \cdot 1,65 = 3\,642,47 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 95,48 + 1\,531,63 + 890 \cdot 1,65 = 3\,095,61 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 97,22 + 1\,745,32 + 2\,660 \cdot 1,65 = 6\,231,53 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткові надходження електричної енергії в електромережу за рахунок її розвитку визначається як загальне річне електроспоживання додатково приєднаних нових споживачів. Тоді, по роках розвитку:

$$W_1 = 102116 \text{ МВт·год};$$

$$W_2 = 82420 \text{ МВт·год.}$$

$$W_3 = 127335 \text{ МВт·год.}$$

Використовуючи (8.2) зміна прибутку за роками визначається так:

$$П_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 120116 - 3642,47 = 16576,5 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 82420 - 3095,61 = 13223,55 \text{ тис.грн.};$$

$$П_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 127355 - 6231,53 = 18980,8 \text{ тис.грн.};$$

Згідно результатів попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку загалом визначається як (8.1):

$$E'_a = \frac{16576,5 / (1 + 0,2) + 13223,55 / (1 + 0,2)^2 + 18980,8 / (1 + 0,2)^3}{137580,95 / (1 + 0,2) + 82880,92 / (1 + 0,2)^2 + 90528,51 / (1 + 0,2)^3} = 0,15$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,15 = 6,6 \text{ років.}$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	41,2
Тривалість використання максимального навантаження що до нових споживачів	год	6600
Загальна електроенергія, що відпущена новим п/с	МВт*год	109 070
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	311 044,38
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	6,6
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	МВт	4,71
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	%	2,17
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	8 810
Очікувані втрати для активної електроенергії в електромережі після проведення розвитку	МВт*год	16 290

По отриманим результатам, констатуємо що мережа є економічно доцільною, та її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від побудови нових споживачів. Рентабельність проекту загалом задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у в.о.) ($E_{ан} = 0,2$)). Термін окупності 6,6 років підтверджують ефективність.

РОЗДІЛ 9

ПОРІВНЯННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ЕЛЕГАЗОВИХ, ОЛИВНИХ І ПОВІТРЯНИХ ВИМИКАЧІВ

При виборі вимикачів високої напруги необхідно врахувати безліч різних властивостей, але в загальному випадку звертають увагу на такі [7,8]:

- 1) надійне вимкнення будь-яких струмів (від десятків ампер, до номінального струму відключення);
- 2) швидкодія , тобто найменший час відключення;
- 3) придатність до швидкодіючого АПВ, тобто швидке включення вимикача одразу ж після виключення;
- 4) можливість пофазного (пополюсного) керування для вимикачів 110 кВ і вище;
- 5) легкість ревізії і огляду контактів;
- 6) вибухо- та пожежобезпечність;
- 7) зручність транспортування і експлуатації;
- 8) придатність чи непридатність для внутрішньої чи зовнішньої установки;
- 9) вартість.

Можна також додати, що відповідно до ГОСТ 687-78Е високовольтні вимикачі характеризуються такими параметрами:

- 1) номінальний струм вимкнення;
- 2) допустимий відносний вміст аперіодичної складової струму вимкнення;
- 3) цикл операцій (послідовність комутаційних операцій з заданими інтервалами між ними);
- 4) стійкість при наскрізних струмах;
- 5) номінальний струм увімкнення;
- 6) власний час вимкнення;

7) параметри відновлювальної напруги.

Для порівняння різних груп високовольтних вимикачів потрібно розібратись з межами їхнього застосування, перевагами та недоліками. Розглянемо нижче три групи вимикачів: масляні (оливні бакові і малооливні), повітряні і елегазові.

1) Оливні вимикачі:

а) Оливні бакові вимикачі:

Переваги:

- простота конструкції;
- висока вимикальна здатність;
- придатність для зовнішньої установки;
- можливість встановлення вбудованих трансформаторів струму.

Недоліки:

- вибухо- і пожежонебезпечність;
- необхідність періодичного контролю за станом і рівнем масла;
- великий об'єм оливи;
- необхідність великих запасів оливи;
- непридатність до розміщення всередині приміщень;
- непридатність для виконання швидкодіючого АПВ;
- велика затрата металу;
- велика маса;
- незручність транспортування, монтажу і наладки.

б) Малооливні вимикачі:

Переваги:

- невелика кількість оливи;
- відносно мала маса;
- зручний доступ до дугогасильних контактів;

- можливість створення серії вимикачів на різні напруги з застосуванням уніфікованих вузлів.

Недоліки:

- вибухо- і пожежонебезпечність;
- неможливість здійснення швидкодіючого АПВ;
- необхідність періодичного контролю та заміни масла в дугогасильних камерах;
- труднощі при встановленні вбудованих трансформаторів струму;
- відносно мала вимикальна здатність.

2) Повітряні вимикачі:

Переваги:

- вибухо- і пожежобезпечність;
- достатньо високу швидкодію та можливість здійснення швидкодіючих АПВ;
- високу вимикаючу здатність;
- надійне вимкнення ємнісних струмів ліній;
- мале зношування дугогасильних контактів;
- легкий доступ до дугогасильних камер;
- можливість утворення серій з уніфікованих вузлів на надвисокі напруги;
- придатність для зовнішньої і внутрішньої установки.

Недоліки:

- необхідність компресорної станції;
- складна конструкція ряду деталей і вузлів;
- відносно висока вартість;
- неможливість установки вбудованих трансформаторів струму. [2].

3) Елегазові вимикачі:

Переваги:

- повна вибухо- і пожежобезпечність;
- велика швидкодія;
- висока вимикальна здатність;
- мале зношування дугогасильних контактів;
- можливість створення серій з уніфікованими вузлами;
- придатність для зовнішньої і внутрішньої установки;
- елегаз дає змогу підвищити навантаження струмоведучих частин і зменшити їх масу за рахунок своїх охолоджуючих властивостей;
- у порівнянні із повітряними вимикачами має менший розмір і масу;
- гасіння дуги відбувається у замкнутому об'ємі без вихлопу в атмосферу.

Недоліки:

- необхідність спеціальних пристроїв для наповнення, перекачування й очищення елегазу;
- відносно висока вартість елегазу. [7,8].

Для того, щоб наглядніше показати усі переваги елегазових вимикачів, занесемо у таблицю 1 параметри схожих елегазового, масляного і повітряного вимикачів і порівняємо їх.

Таблиця 3.1-Порівняння характеристик вимикачів.

Тип вимикача	Елегазовий ВГП-110- 40/2000У1	Повітряний ВВУ-110Б- 40/2000У1	Малооливний ВМТ-110Б- 25/1250УХЛ1
Номінальна напруга, кВ	110	110	110
Найбільша робоча напруга, кВ	126	126	126
Номінальний струм, А	2000	2000	1250
Номінальний струм відключення, кА	40	40	25
Струм термічної стійкості, кА / допустимий час його дії, сек	40/3	40/3	20/3
Мінімальна без струмова пауза при АПВ, сек	0,3	0,25	0,3
Час відключення, сек	0,055	0,08	0,06
Власний час відключення, сек	0,035	0,06	0,035
Власний час включення, сек	0,008	0,2	0,13
Габаритні розміри полюса, мм	4220×3170×950	5460×1760×3900	2500×1790×662
Маса, кг	1 014,5	15 000	1 095
Ціна, у.о.	304 000	166 953	131 300

Як бачимо, елегазовий вимикач ВГП-110-40/2000У1 має менший час відключення (0,055 сек.) і значно менший власний час включення (0,008 сек.). Хоча цей вимикач має більші габаритні розміри ніж у масляного вимикача, але він менший за повітряний вимикач. Мала маса також є однією з переваг цього вимикача. Мінусом є порівняно велика вартість. [5,6,7,8].

РОЗДІЛ 10

ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

10.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією електрообладнання ВРУ.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [13].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розширення електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання», найголовнішим при експлуатації є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи

проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розширення електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРУ 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.

10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електромережі з дослідженням використання вакуумного комутаційного електрообладнання» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатність природного освітлення;

- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
- підвищений рівень статичної електрики [13].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт в діючих електроустановках

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;

- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядом, розпорядженням;
- призначення відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт за нарядом чи розпорядженням;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки.

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.4.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура (1°C) і відносна вологість повітря (XV, %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань (Вт/м^2).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб та період року) в таблиці 10.1

Таблиця 10.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$ Допустима		Відносна вологість	Швидкість руху, X
		Верхня межа	Нижня межа		
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27°C	0,1-0,3

10.4.2 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м^3 .

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [13].

10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

Природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройоми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [15]:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (10.1)$$

де e_H – табличне значення КПО (природне – 1,5; суміщене – 0,9);

m_N – коефіцієнт світлового клімату ($m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північ);

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

10.4.4 Штучне освітлення

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне та комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання.

Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Нормується величина освітленості E в люксах [15]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

Для забезпечення нормативного значення $e_{\min}$ передбачено: штучне освітлення в приміщенні ДП забезпечується люмінесцентними лампами ЛБ-40.

Для забезпечення евакуації працюючих в темний час доби при аварійному відключенні електроенергії в цеху передбачається аварійне освітлення, яке забезпечує освітленість не менше 5% нормальної освітленості. Очищення вікон і світильників має проводитись на менше 4 разів на рік.

10.4.5 Виробничий шум

Вплив шуму на людину може визвати різні подразнення, патологічні зміни, функціональні розлади і механічні пошкодження.

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [13].

Таблиця 10.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, дБА
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	60
	79	70	63	58	55	52	50	49	

10.4.6 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16... 20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

У приміщенні оперативного пункту управління знаходиться обладнання, яке є джерелом вібрації. Це в першу чергу пристрої релейного захисту та автоматики, вентиляційні установки. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну. Загальна вібрація передається через опорні поверхні на тіло сидячої або стоячої людини і викликає струс всього організму, локальна (місцева) – коливальні рухи лише окремих частин тіла (руки, ноги).

Наведемо в таблицю 10.4 допустимі рівні вібрації m постійних робочих місцях.

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації m постійних робочих місць.

Вид вібрації	Октавні смуги з середньо геометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	<u>1,3</u> 108	<u>0,45</u> 99	<u>0,22</u> 93	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	<u>2,8</u> 115	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, $m/s 10^{-2}$, в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

10.5 Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в розділі 10.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно

заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_z \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються особливості експлуатації комутаційних апаратів на ВРУ. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

Згідно ПУЕ розрахунок заземлюючих пристроїв в мережах 110 кВ і вище проводиться по допустимому опорі заземлення $R_z = 0.5$ Ом.

Виконуємо загальне заземлення для всієї площі території підстанції 110/10, площа якої становить $116 \times 78 \text{ м}^2$.

Приймаємо заземлюючий пристрій розміром $116 \times 78 \text{ м}$.

По таблиці 10.5 приймаємо в якості верхнього шару пісок ($\rho_{1з} = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), в якості нижнього шару суглинок ($\rho_{2л} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). ВРП знаходиться в другій кліматичній зоні, тоді по таблиці 8.3 $h_c = 2 \text{ м}$ [27].

Таблиця 10.5 – Питомі опори ґрунтів

Ґрунт	$\rho \text{ Ом} \cdot \text{м}$	Ґрунт	$\rho \text{ Ом} \cdot \text{м}$
Пісок	400÷1000	Торф	20
Супісок	150÷400	Чернозем	10÷50
Суглинок	40÷150	Мергель, вапняк	1000÷2000
Глина	8÷70	скелястий ґрунт	2000÷4000
Садова земля	40		

Таблиця 10.6 – Кліматичні зони

Кліматична зона	I	II	III	IV
Товщина шару сезонних змін h_c , м	2,2	2,0	1,8	1,6

Приймаємо глибину закладення електродів $t = 0,7 \text{ м}$, відстань між горизонтальними смугами 15 м. Довжина вертикальних електродів $l_B = 15 \text{ м}$.

Вертикальні електроди встановлені по периметру сітки в місцях перетину внутрішніх провідників з контурним. Уточнюємо відстань між горизонтальними

провідниками. кількість комірок $\frac{78}{15} = 5,2$ і $\frac{116}{15} = 7,73$. Приймаємо 4 і 7 комірок.

Відстань між поздовжніми провідниками $\frac{78}{5} = 15,6$ м, між поперечними $\frac{116}{7} = 16,57$ м. На рисунку 10.1 зображена схема заземлення.

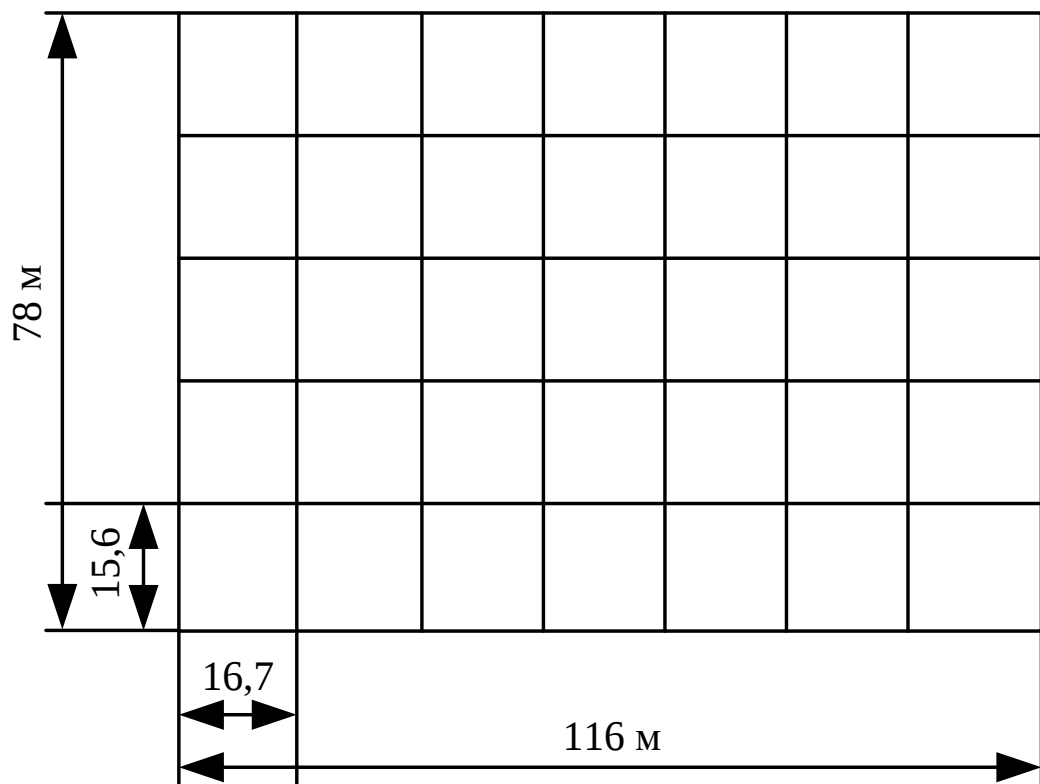


Рисунок 10.1 Схема заземлення ВРП 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

$$L_{\Gamma} = 116 \cdot 6 + 78 \cdot 8 = 1320 \text{ (м)}.$$

Число вертикальних електродів $n_V = 16,57$, повна довжина вертикальних електродів

$$LB = l_B \cdot n_B, (\text{м}).$$

$$L_B = 15 \cdot 16,57 = 248,55 (\text{м}).$$

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = P / n_B, (\text{м}).$$

$$\alpha = 388 / 16,57 = 23,4 (\text{м}).$$

Визначаємо опір заземлювача

$$R = A \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{L_{\Gamma} + L_B}, (\text{Ом}),$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{9048} = 95,12 (\text{м}^2),$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{15 + 0,7}{95,12} = 0,16 > 0,1,$$

$$A = 0,38 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}},$$

$$A = 0,38 - 0,25 \cdot 0,16 = 0,34,$$

$$\rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\Delta}, (\text{Ом} \cdot \text{м}),$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{400}{100} = 4 > 1,$$

$$\Delta = 0,43 \frac{h_1 - t}{l_B} + 0,27 \lg \frac{a}{l_B},$$

$$\Delta = 0,43 \frac{2 - 0,7}{15} + 0,27 \lg \frac{22,2}{15} = 0,09,$$

$$\rho_{\text{ек.с}} = 100 \left(\frac{500}{100} \right)^{0,09} = 113,288 (\text{Ом} \cdot \text{м}),$$

$$R = 0,34 \frac{113,288}{95,12} + \frac{113,288}{1320 + 248,55} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e}, \text{ (Ом)}.$$

Опір природних заземлювачів наближено приймаємо $R_e = 1,5 \text{ Ом}$ [13].

$$R_3 = \frac{0,43 \cdot 1,5}{0,43 + 1,5} = 0,334 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою нижче допустимого, але основною є величина допустимої напруги дотику.

По таблиці 10.7 для тривалості впливу $\tau_B = 0,2 \text{ с}$ найбільша допустима напруга дотику УДОТ. ДОП = 400 В.

Таблиця 10.7 – Найбільша допустима напруга дотику

Тривалість дії, з	до 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	більше 1 до 3
Найбільш дозволена напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65

Розраховуємо напругу, яка прикладена до людини:

$$U_L = I_{\Pi 0}^{(1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta, \text{ (В)}.$$

де α – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

$$\alpha = M \left(\frac{a\sqrt{S}}{I_B \cdot L_\Gamma} \right)^{0,45}.$$

З таблиці 10.8 визначаємо параметр М.

Таблиця 10.8 – Відношення опору верхнього шару ґрунту до нижнього

ρ_1/ρ_2	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	10
М	0,36	0,50	0,62	0,69	0,72	0,75	0,77	0,79	0,80	0,82

Для $\rho_1/\rho_2 = 4$ параметр $M=0,72$.

$$\alpha = 0,72 \left(\frac{23,4 \cdot 95,12}{15 \cdot 1320} \right)^{0,45} = 0,269.$$

Коефіцієнт $\beta = \frac{R_L}{R_L + R_C},$

де $R_L=1000$ Ом – опір тіла людини;

$R_C=1,5\rho_{в.ш.}$ – опір розтікання струму від ступнів.

$\rho_{в.ш.} = \rho_1 = 400$ – опір верхнього шару землі.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625.$$

$$I_{П0}^{(1)} \approx I_{П0}^{(3)} = 10 \text{ (кА)}.$$

$$U_L = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,625 = 561 \text{ (В)}.$$

$$U_L > U_{ДОТ. ДОП}.$$

Для зменшення напруги дотику застосуємо підсипку шару ґрунту товщиною 0,2 м по всій території ВРУ. Питомий опір верхнього шару при цьому $\rho_{в.ш.}=5000$ Ом·м, тоді

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 5000} = 0,118$$

Підсипка гравієм не впливає на розтікання струму із заземлювального пристрою, так як глибина закладення заземлювачів 0,7 м більше товщини шару гравію, тому співвідношення ρ_1/ρ_2 і величина M залишаються незмінними, тоді напругу дотику

$$U_{\text{д}} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,118 = 106 \text{ (В)},$$

$$U_{\text{д}} < U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$$

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ і може бути встановлений на ВРУ 110 кВ.

10.6 Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей. Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь, іскри, підвищена температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки відповідають керівники, майстри та інші керівники.

Приміщення ВРУ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані, будівлі II ступеня вогнестійкості.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., лом – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРУ – 110кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії [7,9].

Площа захисного пристрою становить $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити $h_x = 13 \text{ м}$; висота блискавковідводу $h = 21 \text{ м}$.

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною $L_1 = 35 \text{ м}$. і шириною $L_2 = 11,1 \text{ м}$. рисунок 7.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

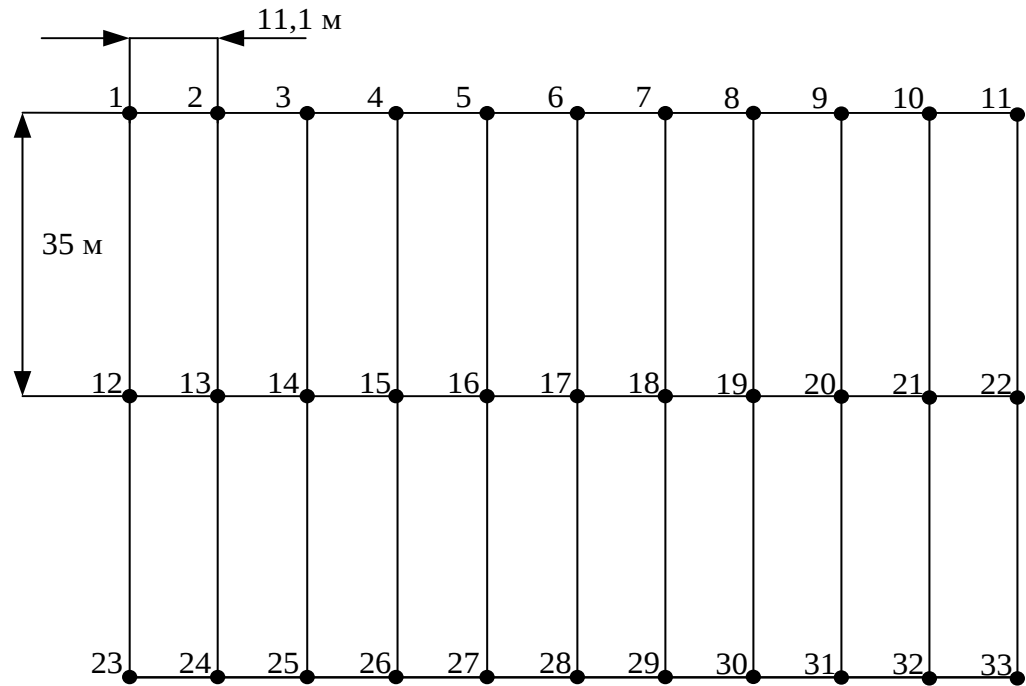


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРУ 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу $h \leq 60$ м;
- r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}.$$

- b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту [13].

$$h_x = 13 \text{ (м)}; h = 21 \text{ (м)}; L_1 = 35 \text{ (м)}; L_2 = 11,1 \text{ (м)}; L_3 = 36,717 \text{ (м)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125 \text{ (м)};$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 35^2} = 18,614 \text{ (м)};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,614 - 1,25 \cdot 13) = 7 \text{ (м)}.$$

Таблиця 10.5 – Розрахунки отриманих величин

	L_1 , м	L_2 , м	L_3 , м
r_x , м	7,125	7,125	7,125
h_0 , м	18,614	20,76	18,379
b_x , м	7	13,35	6,387

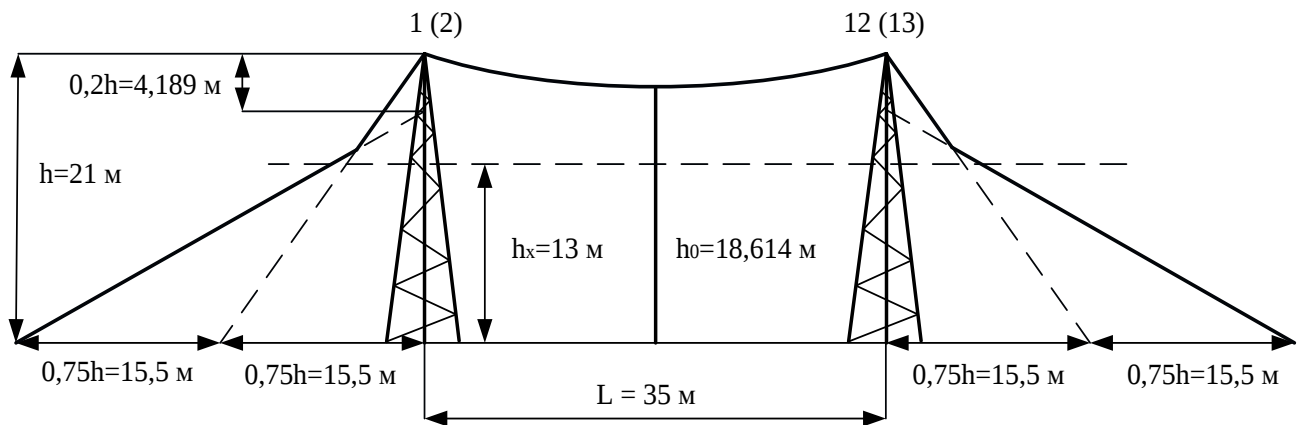


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

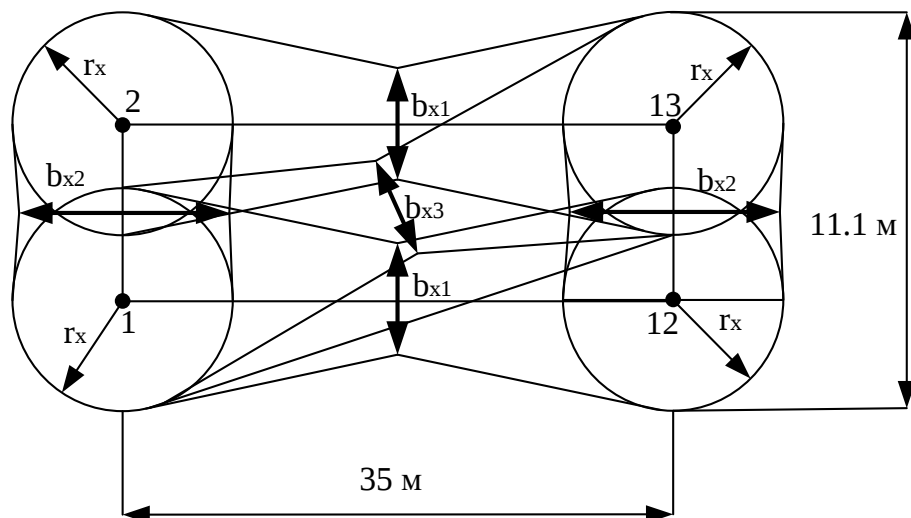


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибрана система блискавковідводів забезпечить зону захисту ВРУ 110 кВ задля пожежної безпеки.

ВИСНОВКИ

В ході проведення роботи виконана задача про оптимізацію розвитку заданого фрагменту електричних мереж.

А саме: до існуючої схеми необхідно було під'єднати нових споживачів: вузли 302, 303, 304 та СЕС вузол 301. Відповідно до заданої категорії споживачів І та ІІ було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Надійність обладнання нових п/с та вузлів, що розвиваються перевіряємо за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності. Так для п/с Машзавод (вузол 5) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин»

Для нових п/с 301, 302, 303, 304 обрали схему РП типу: “ місток із вимикачами у колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Виконана задача про проведення обрахунків та аналізу режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж. А саме: отримана мережа пройшла перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. За результатами, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,71 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 311 044,38 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки $E(0.15)$ близький до $E_a'(0.2)$, та відносно швидкий термін окупності 6,6 років.

Виконана задача про дослідження особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання.

А саме: аналіз комутаційних апаратів, проведений в рамках цієї роботи, дозволяє зробити наступні висновки:

переваги вакуумних вимикачів полягають у наступному

- широкий діапазон температур навколишнього середовища, в якому вони можуть працювати (від -70 до $+200$ °C);

- більша стійкість до ударних та вібраційних навантажень.

- довільне робоче положення камери вакуумного вимикача.

- можливість високоавтоматизованої організації виробництва;

- загальний термін служби до 25 років.

Недоліки вакуумних вимикачів:

- Проблеми розробки та виробництва, пов'язані з розробкою спеціалізованих контактних матеріалів, складністю вакуумного виробництва та чутливість контактних матеріалів до зварювання у вакуумі,

- високі інвестиційні витрати, необхідні для запуску масового виробництва дугогасильних камер.

У серійному виробництві вакуумні вимикачі лише на 5-15% дорожчі за оливні та дешевші за електромагнітні при однаковій номінальній напрузі. Завдяки високій економії при експлуатації, ці вимикачі є високоефективними та все частіше використовуються в розподільчих мережах 6-10 кВ і 35 кВ.

Використання елегазових вимикачів є дуже перспективним. Це пов'язано в основному з властивостями елегазу: при гасінні дуги він розкладається на різні фториди, в той час як дуга фактично перетворює його в одноатомну суміш фтору і сірки. Ця суміш негайно рекомбінує, коли струм зменшується під час процесу гасіння, утворюючи початковий елегаз. Цей продукт дорогий, але його переваги варті того.

Загалом усі елегазові вимикачі є повністю вибухо- та пожежобезпечними, мають малу масу і розміри, придатні до зовнішньої і внутрішньої установки, не потребують компресорних станцій і не викидають ніяких вихлопів у атмосферу. Елегазове середовище навколо струмоведучих частин дозволяє значно зменшити масу завдяки гарним охолоджувальним властивостям.

Проведене порівняння різних вимикачів, а також приведені недоліки і переваги елегазових, повітряних і оливних вимикачів дозволяють зробити висновок про перевагу використання елегазових вимикачів перед іншими в класі напруг 110 кВ та вище.

Таким чином всі поставлені задачі для виконання даної роботи були виконані.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
3. Буряк В.М., Дейнеко Н.А Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. –51 с.4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. Лежнюк П.Д. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.
8. Лежнюк П.Д. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.
9. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Постанова НКРЕКП № 57 від 20.01.2020. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>.
10. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
11. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf
12. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

13. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.
14. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
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. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
17. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А Протокол перевірки

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розширення електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Томашевський Ю.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____ Лемешев А.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____ Вишневський С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

Додаток Б. Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗШИРЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ**

08-21.МКР.009.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.,

_____ Томашевський Ю.В.

Магістрант групи 1ЕСМ-23м

_____ Лемешев А.В.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження обладнання електричної підстанції.

б) наказ № 310 від 17 вересня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації комутаційного електрообладнання.;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

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

4. Вимоги до виконання МКР

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.08.24	30.08.24	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	01.01.24	09.09.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	10.09.24	05.10.24	
4	Аналіз особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання	06.10.24	30.10.24	
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	01.11.24	10.11.24	
6	Техніко-економічна частина	11.11.24	16.11.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.24	24.11.24	
8	Оформлення презентації	25.11.24	28.11.24	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. 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.

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

9. 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. 1 (М 1:80000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

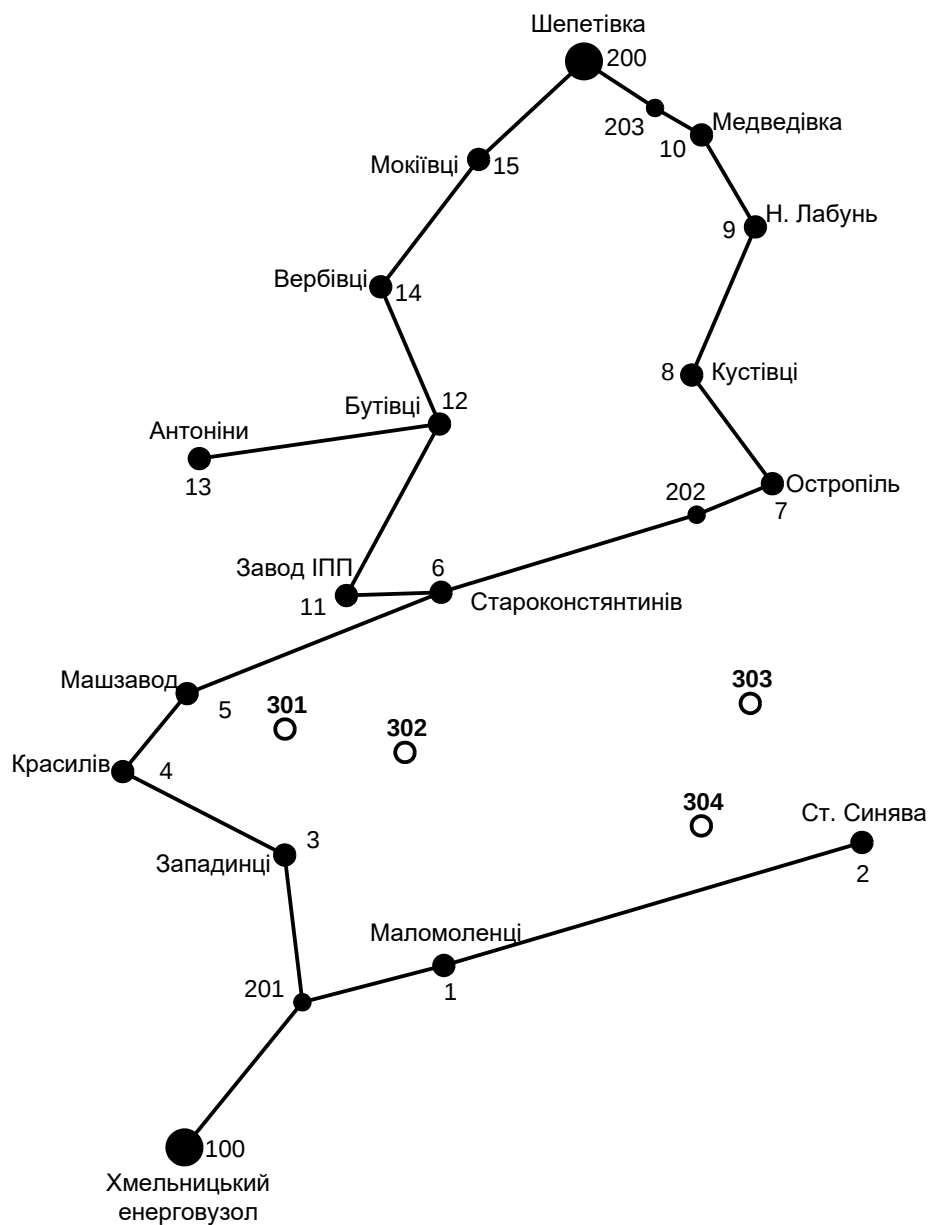


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

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 6600 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 755 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

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

Пункти	СЕС 1 (301)	Нова 2 (302)	Нова 3 (303)	Нова 4 (304)
Навантаження, МВт	18,0	10,4	18,7	12,1
cos φ	1,00	0,88	0,9	0,9
Категорія споживачів	II	I	I	I

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	85	90	92	95	94	92	95	96	97	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії, км	Марка проводу
100	201	Хмельницький – 201	19,03	АС-120
201	1	201 – Маломоленці	13,38	АС-150
1	2	Маломоленці – Стара Синява	41	АС-150
201	3	201 – Западінці	12,1	АС-120
3	4	Западінці – Красилів	18,4	АС-120
4	5	Красилів – Машзавод	27,1	АС-120
5	6	Машзавод – Староконстантинів	24,6	АС-120
6	202	Староконстантинів – 202	26,7	АС-120
202	7	202 – Остропіль	6,3	АС-150
7	8	Остропіль – Кустівці	24,5	АС-150
8	9	Кустівці – Н. Лабунь	10,3	АС-150
9	10	Н. Лабунь – Медведівка	15,9	АС-150
200	203	Шепетівка – 203	14,2	АС-150
203	10	203 – Медведівка	2,0	2×АС-150
6	11	Староконстантинів – Завод ІПП	5,8	АС-120
11	12	Завод ІПП – Бутівці	15,8	АС-120
12	13	Бутівці – Антоніни	17,7	АС-120
12	14	Бутівці – Вербівці	10,1	АС-120
14	15	Вербівці – Мокіївці	12,6	АС-120
200	15	Шепетівка – Мокіївці	15,2	АС-120

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Хмельницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Шепетівка	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Маломоленці	0,87	$3,1 + j1,76$	ТМН-6300/110/10	1
2	Стара Синява	0,9	$4,5 + j2,18$	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Западинці	0,88	$3,1 + j1,67$	ТМН-6300/110/10	1
4	Красилів	0,88	$8,0 + j4,32$	ТДН-10000/110/10	2
5	Машзавод	0,89	$4,8 + j2,46$	ТМН-6300/110/10 ТДН-16000/110/10	2
6	Староконстянтинів	0,86	$8,2 + j4,87$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
7	Остропіль	0,87	$2,7 + j1,53$	ТМТН-6300/110/35/10	1
8	Кустівці	0,88	$5,3 + j2,86$	ТДТН-10000/110/35/10	1
9	Н. Лабунь	0,89	$3,3 + j1,69$	ТМН-6300/110/10	1
10	Медведівка	0,86	$3,1 + j1,84$	ТМН-6300/110/10	1
11	Завод ІПП	0,88	$6,2 + j3,35$	ТДН-10000/110/10	2
12	Бутівці	0,87	$2,7 + j1,53$	ТМН-6300/110/10	1
13	Антоніни	0,9	$5,1 + j2,47$	ТМТН-6300/110/35/10	2
14	Вербівці	0,85	$2,7 + j1,67$	ТМТН-6300/110/35/10	1
15	Мокіївці	0,89	$3,1 + j1,59$	ТМН-6300/110/10	1

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 6600.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 3254.0 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 67.912 МВт / 448.220 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 65.900 МВт / 434.940 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.465 МВт / 4.767 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.465 МВт / 4.767 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.247 МВт / 1.628 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.334 МВт / 1.086 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.580 МВт / 2.714 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 2.045 МВт / 7.481 МЛН.КВТ*Г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-24.022	-11.606	110.000	0.00
201		0.000	0.000	108.097	-0.57
1	МАЛОМОЛЕНЦІ	0.000	0.000	107.732	-0.72
2	СТ. СИНЯВА	0.000	0.000	107.044	-0.98
3	ЗАПАДИНЦІ	0.000	0.000	107.246	-0.81
4	КРАСИЛІВ	0.000	0.000	106.201	-1.11
5	МАШЗАВОД	0.000	0.000	105.652	-1.27
6	СТАРОКОНСТАНТИНІВ	0.000	0.000	105.641	-1.26
202		0.000	0.000	106.295	-1.14
7	ОСТРОПІЛЬ	0.000	0.000	106.420	-1.11
8	КУСТІВЦІ	0.000	0.000	107.169	-0.88
9	Н. ЛАБУНЬ	0.000	0.000	107.712	-0.71
10	МЕДВЕДІВКА	0.000	0.000	108.748	-0.39
200	ШЕПЕТІВКА	-43.890	-24.485	110.000	0.00
203		0.000	0.000	108.904	-0.34
11	ЗАВОД ІПП	0.000	0.000	105.723	-1.22
12	БУТІВЦІ	0.000	0.000	106.421	-1.01
13	АНТОНІНИ	0.000	0.000	106.000	-1.12
14	ВЕРБІВЦІ	0.000	0.000	107.221	-0.77
15	МОКІЇВЦІ	0.000	0.000	108.388	-0.44
10001		3.100	1.760	9.885	-4.11
20001		0.000	0.000	103.364	-4.24
20002		0.000	0.000	34.605	-4.24
20003		4.500	2.180	9.688	-6.21
30001		3.100	1.670	9.856	-4.23
40001		8.000	4.320	9.838	-3.94
40002		0.000	0.000	9.838	-3.94
50001		4.800	2.460	9.946	-2.79
50002		0.000	0.000	9.946	-2.79
60001		0.000	0.000	103.431	-2.97
60002		0.000	0.000	34.627	-2.97
60003		8.200	4.870	9.769	-3.98
60011		0.000	0.000	102.301	-4.04
60022		0.000	0.000	34.249	-4.04
60033		0.000	0.000	9.770	-3.98
70001		0.000	0.000	102.381	-4.25
70002		0.000	0.000	34.275	-4.25
70003		2.700	1.530	9.573	-6.16
80001		0.000	0.000	102.252	-4.75
80002		0.000	0.000	34.232	-4.75
80003		5.300	2.860	9.518	-7.13
90001		3.300	1.690	9.893	-4.33
100001		3.100	1.840	9.970	-3.71
110001		6.200	3.350	9.592	-5.74
120001		2.700	1.530	9.814	-4.01

130001	0.000	0.000	102.699	-4.09
130002	0.000	0.000	34.382	-4.09
130003	5.100	2.470	9.643	-5.89
130011	0.000	0.000	102.701	-4.09
130022	0.000	0.000	34.382	-4.09
130033	0.000	0.000	9.644	-5.89
140001	0.000	0.000	102.886	-3.87
140002	0.000	0.000	34.445	-3.87
140003	2.700	1.670	9.605	-5.75
150001	3.100	1.590	9.987	-3.79

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
13	130001	2.562	1.516	2.555	1.338	0.007	0.177	0.016	3.543
130001	130003	2.555	1.338	2.548	1.235	0.007	0.103	0.016	2.146
130003	130033	-2.549	-1.234	-2.549	-1.234	0.000	0.000	-0.169	-0.000
130011	130033	2.555	1.337	2.549	1.234	0.007	0.103	0.016	2.146
13	130011	2.562	1.515	2.555	1.337	0.007	0.177	0.016	3.541
100	201	24.022	11.606	23.719	11.168	0.301	0.436	0.140	1.908
201	3	16.017	8.400	15.926	8.267	0.091	0.132	0.096	0.857
3	4	12.801	6.753	12.710	6.622	0.090	0.131	0.078	1.054
4	5	4.659	2.284	4.642	2.259	0.017	0.025	0.028	0.555
5	6	-0.190	0.248	-0.190	0.248	0.000	0.000	-0.002	0.010
6	11	-3.931	-1.101	-3.933	-1.105	0.002	0.003	-0.022	-0.083
11	12	-10.180	-4.896	-10.229	-4.967	0.049	0.070	-0.062	-0.706
12	14	-18.112	-9.007	-18.211	-9.150	0.098	0.142	-0.110	-0.807
14	15	-20.939	-10.891	-21.103	-11.129	0.164	0.238	-0.127	-1.174
15	200	-24.228	-12.586	-24.488	-12.963	0.259	0.376	-0.145	-1.615
6	60001	2.355	1.588	2.351	1.485	0.004	0.102	0.015	2.324
60001	60003	2.351	1.485	2.347	1.425	0.004	0.060	0.015	1.400
60003	60033	-5.848	-3.442	-5.848	-3.442	0.000	0.000	-0.400	-0.001
60011	60033	5.860	3.442	5.848	3.442	0.012	0.000	0.038	0.149
6	60011	5.872	3.843	5.860	3.442	0.012	0.400	0.038	3.569
6	202	-4.528	-3.482	-4.549	-3.512	0.021	0.030	-0.031	-0.658
202	7	-4.549	-3.010	-4.552	-3.016	0.003	0.006	-0.030	-0.126
7	8	-7.279	-4.475	-7.312	-4.536	0.033	0.060	-0.046	-0.756
8	9	-12.666	-7.774	-12.707	-7.850	0.041	0.076	-0.080	-0.548
9	10	-16.033	-9.466	-16.133	-9.649	0.099	0.182	-0.100	-1.042
10	203	-19.259	-11.523	-19.277	-11.556	0.018	0.033	-0.119	-0.156
203	200	-19.277	-11.293	-19.402	-11.522	0.125	0.229	-0.118	-1.098
5	50002	3.442	1.899	3.436	1.779	0.006	0.120	0.021	1.765
50002	50001	3.436	1.779	3.435	1.779	0.000	0.000	0.224	0.000
5	50001	1.365	0.727	1.362	0.680	0.003	0.047	0.008	1.768
4	40002	4.013	2.428	3.998	2.157	0.015	0.270	0.025	3.564
40002	40001	3.998	2.157	3.998	2.157	0.000	0.000	0.266	0.000
4	40001	4.012	2.431	3.997	2.160	0.015	0.270	0.025	3.569
1	2	4.560	2.222	4.541	2.187	0.019	0.035	0.027	0.696
2	20001	4.523	2.726	4.510	2.380	0.013	0.345	0.028	3.947
60011	60022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
20001	20002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
130011	130022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	120001	2.712	1.731	2.698	1.529	0.013	0.201	0.017	4.054
1	10001	3.115	2.021	3.098	1.759	0.017	0.261	0.020	4.638
8	80001	5.335	3.681	5.316	3.161	0.019	0.518	0.035	5.255
80001	80002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80001	80003	5.316	3.161	5.297	2.858	0.019	0.301	0.035	3.165
12	13	5.162	2.915	5.147	2.893	0.015	0.021	0.032	0.425
9	90001	3.317	1.972	3.298	1.689	0.019	0.282	0.021	4.571
20001	20003	4.510	2.380	4.497	2.179	0.013	0.200	0.028	2.387
10	100001	3.116	2.102	3.098	1.839	0.017	0.262	0.020	4.725
15	150001	3.114	1.834	3.098	1.589	0.016	0.244	0.019	4.201
14	140001	2.716	2.025	2.707	1.800	0.009	0.225	0.018	4.559
7	70001	2.715	1.872	2.707	1.655	0.008	0.216	0.018	4.301
70001	70003	2.707	1.655	2.698	1.529	0.008	0.126	0.018	2.592
70001	70002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140003	2.707	1.800	2.698	1.669	0.009	0.131	0.018	2.742
11	110001	6.234	4.033	6.196	3.348	0.038	0.683	0.040	5.920
130001	130002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
60001	60002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	1	7.702	3.471	7.685	3.439	0.017	0.031	0.045	0.368
3	30001	3.115	1.926	3.098	1.669	0.017	0.256	0.020	4.474

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ ПІСЛЯ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6600.0 год

Час втрат: 3254.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 114.306 МВт / 754.420 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 109.070 МВт / 719.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.619 МВт / 15.031 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.619 МВт / 15.031 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.262 МВт / 1.729 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.390 МВт / 1.270 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.652 МВт / 2.999 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.272 МВт / 18.030 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-43.695	-28.559	105.000	0.00
201		0.000	0.000	100.850	-0.97
1	Маломоленці	0.000	0.000	99.398	-1.46
2	Ст. Синява	0.000	0.000	95.478	-2.82
3	Западинці	0.000	0.000	99.701	-1.21
4	Красилів	0.000	0.000	98.229	-1.50
5	Машзавод	0.000	0.000	97.150	-1.63
6	Староконстантинів	0.000	0.000	98.388	-1.52
202		0.000	0.000	99.625	-1.37
7	Остропіль	0.000	0.000	99.876	-1.32
8	Кустівці	0.000	0.000	101.141	-1.03
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	101.922	-0.83
10	Медведівка	0.000	0.000	103.342	-0.45
200	Шепетівка	-51.751	-34.924	105.000	0.00
203		0.000	0.000	103.548	-0.39
11	Завод ІПП	0.000	0.000	98.659	-1.46
12	Бутівці	0.000	0.000	99.914	-1.19
13	Антоніни	0.000	0.000	99.458	-1.31
14	Вербівці	0.000	0.000	101.102	-0.90
15	Мокиївці	0.000	0.000	102.769	-0.51
10001		3.100	1.760	9.046	-5.47
20001		0.000	0.000	91.157	-6.97
20002		0.000	0.000	30.518	-6.97
20003		4.500	2.180	8.491	-9.52
30001		3.100	1.670	9.097	-5.19
40001		8.000	4.320	9.045	-4.83
40002		0.000	0.000	9.045	-4.83
50001		4.800	2.460	9.117	-3.43
50002		0.000	0.000	9.117	-3.43
60001		0.000	0.000	95.984	-3.50
60002		0.000	0.000	32.134	-3.50
60003		8.200	4.870	9.047	-4.68
60011		0.000	0.000	94.760	-4.74

60022	0.000	0.000	31.724	-4.74
60033	0.000	0.000	9.048	-4.68
70001	0.000	0.000	95.472	-4.91
70002	0.000	0.000	31.963	-4.91
70003	2.700	1.530	8.894	-7.11
80001	0.000	0.000	95.791	-5.40
80002	0.000	0.000	32.069	-5.40
80003	5.300	2.860	8.879	-8.13
90001	3.300	1.690	9.311	-4.89
100001	3.100	1.840	9.426	-4.14
110001	6.200	3.350	8.868	-6.70
120001	2.700	1.530	9.163	-4.62
130001	0.000	0.000	95.862	-4.71
130002	0.000	0.000	32.093	-4.71
130003	5.100	2.470	8.975	-6.77
130011	0.000	0.000	95.864	-4.71
130022	0.000	0.000	32.094	-4.71
130033	0.000	0.000	8.976	-6.77
140001	0.000	0.000	96.409	-4.40
140002	0.000	0.000	32.276	-4.40
140003	2.700	1.670	8.967	-6.56
150001	3.100	1.590	9.424	-4.25
301	-18.860	0.000	96.630	-1.72
302	10.900	5.880	95.734	-2.31
303	19.590	9.490	94.511	-3.31
304	12.680	6.140	94.546	-3.21
301001	0.000	0.000	9.242	-1.72
302001	0.000	0.000	9.157	-2.31
303001	0.000	0.000	9.040	-3.31
304001	0.000	0.000	9.043	-3.21

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
201	1	24.899	14.937	24.666	14.511	0.232	0.424	0.166	1.470
1	2	21.539	13.123	20.984	12.109	0.552	1.010	0.146	4.003
2	303	16.439	9.854	16.354	9.616	0.084	0.237	0.116	1.009
303	304	-3.237	0.405	-3.238	0.400	0.002	0.005	-0.020	-0.044
304	302	-15.921	-5.300	-16.034	-5.620	0.113	0.319	-0.102	-1.259
302	301	-26.938	-11.059	-27.074	-11.442	0.135	0.381	-0.175	-0.930
301	5	-8.240	-11.251	-8.266	-11.325	0.026	0.074	-0.083	-0.524
5	4	-5.988	-5.747	-6.041	-5.824	0.053	0.077	-0.049	-1.084
4	3	-14.094	-10.336	-14.251	-10.564	0.157	0.227	-0.103	-1.484
3	201	-17.378	-12.179	-17.526	-12.394	0.148	0.214	-0.123	-1.157
4	40001	4.014	2.481	3.997	2.160	0.018	0.319	0.028	3.965
40001	40002	-3.998	-2.157	-3.998	-2.157	0.000	0.000	-0.289	-0.000
4	40002	4.016	2.478	3.998	2.157	0.018	0.319	0.028	3.961
5	50001	1.365	0.736	1.362	0.680	0.004	0.056	0.009	1.962
50001	50002	-3.435	-1.779	-3.436	-1.779	0.000	0.000	-0.245	-0.000
5	50002	3.443	1.922	3.436	1.779	0.007	0.142	0.023	1.958
100	201	43.695	28.559	42.425	26.719	1.266	1.833	0.287	4.165
5	6	-7.108	-7.587	-7.184	-7.697	0.076	0.110	-0.062	-1.243
6	11	-8.358	-5.956	-8.375	-5.980	0.017	0.025	-0.060	-0.273
11	12	-14.627	-9.920	-14.764	-10.118	0.136	0.198	-0.103	-1.266
12	14	-22.652	-14.367	-22.848	-14.651	0.196	0.284	-0.155	-1.197
14	15	-25.577	-16.476	-25.885	-16.922	0.307	0.445	-0.173	-1.675
15	200	-29.010	-18.447	-29.470	-19.113	0.458	0.663	-0.193	-2.235
13	130001	2.564	1.560	2.556	1.354	0.008	0.205	0.017	3.894
130001	130003	2.556	1.354	2.548	1.235	0.008	0.119	0.017	2.356
130003	130033	-2.549	-1.234	-2.549	-1.234	0.000	0.000	-0.182	-0.000
130011	130033	2.557	1.353	2.549	1.234	0.008	0.119	0.017	2.355
13	130011	2.564	1.559	2.557	1.353	0.008	0.205	0.017	3.892
6	60001	2.356	1.615	2.352	1.495	0.004	0.119	0.017	2.549
60001	60003	2.352	1.495	2.347	1.425	0.004	0.069	0.017	1.534
60003	60033	-5.848	-3.442	-5.848	-3.442	0.000	0.000	-0.432	-0.001
60011	60033	5.862	3.442	5.848	3.442	0.014	0.000	0.041	0.159
6	60011	5.876	3.910	5.862	3.442	0.014	0.466	0.041	3.918
6	202	-7.095	-6.746	-7.166	-6.849	0.071	0.103	-0.057	-1.243

202	7	-7.166	-6.407	-7.178	-6.430	0.012	0.022	-0.056	-0.253
7	8	-9.906	-7.993	-9.990	-8.146	0.083	0.152	-0.073	-1.276
8	9	-15.347	-11.555	-15.425	-11.698	0.078	0.142	-0.109	-0.787
9	10	-18.753	-13.388	-18.924	-13.700	0.170	0.311	-0.130	-1.427
10	203	-22.050	-15.627	-22.079	-15.680	0.029	0.052	-0.151	-0.207
203	200	-22.079	-15.442	-22.281	-15.811	0.201	0.368	-0.150	-1.455
11	110001	6.240	4.150	6.196	3.348	0.044	0.798	0.044	6.544
14	140001	2.718	2.078	2.708	1.819	0.010	0.258	0.020	4.966
140001	140002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140003	2.708	1.819	2.698	1.669	0.010	0.150	0.020	2.984
12	120001	2.714	1.760	2.698	1.529	0.015	0.230	0.019	4.402
12	13	5.166	3.021	5.149	2.997	0.017	0.025	0.035	0.461
60011	60022	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
60001	60002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	30001	3.118	1.971	3.098	1.669	0.020	0.301	0.021	4.957
130001	130002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	70001	2.718	1.926	2.708	1.675	0.010	0.250	0.019	4.728
70001	70003	2.708	1.675	2.698	1.529	0.010	0.145	0.019	2.846
70001	70002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	20001	4.531	2.892	4.514	2.441	0.017	0.449	0.032	4.879
8	80001	5.341	3.804	5.319	3.206	0.022	0.596	0.037	5.760
80001	80003	5.319	3.206	5.297	2.858	0.022	0.346	0.037	3.464
80001	80002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20001	20002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	90001	3.319	2.008	3.298	1.689	0.021	0.318	0.022	4.923
20001	20003	4.514	2.441	4.497	2.179	0.017	0.261	0.032	2.938
10	100001	3.118	2.134	3.098	1.839	0.020	0.294	0.021	5.046
15	150001	3.116	1.864	3.098	1.589	0.018	0.274	0.020	4.504
130011	130022	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
301	301001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	302001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
304	304001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
303	303001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1	10001	3.119	2.072	3.098	1.759	0.021	0.312	0.022	5.224

ДОДАТОК Д

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6600.0 год

Час втрат: 3254.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.015 МВт / 759.096 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 109.070 МВт / 719.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.300 МВт / 17.245 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 5.300 МВт / 17.245 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.234 МВт / 1.541 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.444 МВт / 1.444 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.677 МВт / 2.985 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.977 МВт / 20.230 млн.кВт*г (2.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-44.079	-29.932	100.000	0.00
201		0.000	0.000	95.521	-1.05
1	Маломоленці	0.000	0.000	93.953	-1.59
2	Ст. Синява	0.000	0.000	89.734	-3.11
3	Западинці	0.000	0.000	94.283	-1.31
4	Красилів	0.000	0.000	92.698	-1.63
5	Машзавод	0.000	0.000	91.533	-1.76
6	Староконстянтинів	0.000	0.000	92.866	-1.65
202		0.000	0.000	94.191	-1.49
7	Остропіль	0.000	0.000	94.461	-1.43
8	Кустівці	0.000	0.000	95.828	-1.11
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	96.673	-0.90
10	Медведівка	0.000	0.000	98.208	-0.48
200	Шепетівка	-52.075	-36.608	100.000	0.00
203		0.000	0.000	98.430	-0.42
11	Завод ІПП	0.000	0.000	93.159	-1.59
12	Бутівці	0.000	0.000	94.513	-1.28
13	Антоніни	0.000	0.000	94.023	-1.42
14	Вербівці	0.000	0.000	95.795	-0.97
15	Мокіївці	0.000	0.000	97.594	-0.55
10001		3.100	1.760	8.492	-6.11
20001		0.000	0.000	84.991	-7.85
20002		0.000	0.000	28.454	-7.85
20003		4.500	2.180	7.882	-10.80
30001		3.100	1.670	8.548	-5.79
40001		8.000	4.320	8.491	-5.38
40002		0.000	0.000	8.491	-5.38
50001		4.800	2.460	8.568	-3.79
50002		0.000	0.000	8.568	-3.79
60001		0.000	0.000	90.288	-3.88
60002		0.000	0.000	30.227	-3.88
60003		8.200	4.870	8.493	-5.22
60011		0.000	0.000	88.982	-5.29
60022		0.000	0.000	29.790	-5.29
60033		0.000	0.000	8.494	-5.22
70001		0.000	0.000	89.695	-5.47
70002		0.000	0.000	30.029	-5.47
70003		2.700	1.530	8.325	-7.98
80001		0.000	0.000	90.017	-6.03
80002		0.000	0.000	30.136	-6.03
80003		5.300	2.860	8.306	-9.13
90001		3.300	1.690	8.779	-5.44
100001		3.100	1.840	8.906	-4.60
110001		6.200	3.350	8.297	-7.52
120001		2.700	1.530	8.620	-5.14
130001		0.000	0.000	90.134	-5.24

130002	0.000	0.000	30.175	-5.24
130003	5.100	2.470	8.414	-7.58
130011	0.000	0.000	90.136	-5.24
130022	0.000	0.000	30.176	-5.24
130033	0.000	0.000	8.414	-7.58
140001	0.000	0.000	90.732	-4.90
140002	0.000	0.000	30.376	-4.90
140003	2.700	1.670	8.407	-7.34
150001	3.100	1.590	8.903	-4.72
301	-18.860	0.000	90.971	-1.87
302	10.900	5.880	90.011	-2.53
303	19.590	9.490	88.700	-3.66
304	12.680	6.140	88.738	-3.55
301001	0.000	0.000	8.701	-1.87
302001	0.000	0.000	8.609	-2.53
303001	0.000	0.000	8.484	-3.66
304001	0.000	0.000	8.488	-3.55

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----									
201	1	25.027	15.517	24.759	15.029	0.266	0.487	0.178	1.588
1	2	21.630	13.526	20.995	12.364	0.633	1.157	0.157	4.316
2	303	16.446	9.921	16.350	9.650	0.096	0.270	0.123	1.082
303	304	-3.239	0.407	-3.241	0.401	0.002	0.006	-0.021	-0.048
304	302	-15.922	-5.351	-16.051	-5.714	0.129	0.362	-0.109	-1.356
302	301	-26.954	-11.204	-27.108	-11.639	0.154	0.433	-0.187	-1.000
301	5	-8.273	-11.471	-8.303	-11.556	0.030	0.085	-0.090	-0.566
5	4	-5.997	-5.912	-6.059	-6.002	0.062	0.089	-0.053	-1.171
4	3	-14.114	-10.649	-14.295	-10.911	0.180	0.261	-0.110	-1.598
3	201	-17.423	-12.604	-17.593	-12.850	0.169	0.245	-0.131	-1.247
4	40001	4.017	2.524	3.997	2.160	0.020	0.362	0.029	4.280
40001	40002	-3.998	-2.157	-3.999	-2.157	0.000	0.000	-0.308	-0.000
4	40002	4.019	2.521	3.999	2.157	0.020	0.362	0.029	4.275
5	50001	1.366	0.744	1.362	0.680	0.004	0.063	0.010	2.107
50001	50002	-3.435	-1.779	-3.436	-1.779	0.000	0.000	-0.260	-0.000
5	50002	3.444	1.941	3.436	1.779	0.008	0.161	0.025	2.103
100	201	44.079	29.932	42.620	27.818	1.454	2.105	0.307	4.495
5	6	-7.135	-7.753	-7.223	-7.880	0.088	0.127	-0.066	-1.338
6	11	-8.395	-6.161	-8.415	-6.189	0.020	0.028	-0.065	-0.295
11	12	-14.672	-10.265	-14.829	-10.494	0.157	0.227	-0.111	-1.367
12	14	-22.723	-14.935	-22.949	-15.262	0.225	0.326	-0.166	-1.292
14	15	-25.679	-17.168	-26.033	-17.681	0.353	0.511	-0.186	-1.808
15	200	-29.160	-19.272	-29.687	-20.035	0.525	0.760	-0.206	-2.411
13	130001	2.566	1.605	2.557	1.371	0.009	0.233	0.019	4.238
130001	130003	2.557	1.371	2.548	1.235	0.009	0.135	0.019	2.561
130003	130033	-2.549	-1.234	-2.549	-1.234	0.000	0.000	-0.194	-0.000
130011	130033	2.558	1.370	2.549	1.234	0.009	0.135	0.019	2.560
13	130011	2.567	1.604	2.558	1.370	0.009	0.233	0.019	4.236
6	60001	2.357	1.640	2.352	1.504	0.005	0.136	0.018	2.747
60001	60003	2.352	1.504	2.347	1.425	0.005	0.079	0.018	1.652
60003	60033	-5.848	-3.442	-5.848	-3.442	0.000	0.000	-0.460	-0.001
60011	60033	5.864	3.442	5.848	3.442	0.016	0.000	0.044	0.168
6	60011	5.880	3.973	5.864	3.442	0.016	0.529	0.044	4.225
6	202	-7.097	-6.869	-7.179	-6.987	0.081	0.118	-0.061	-1.331
202	7	-7.179	-6.593	-7.193	-6.618	0.014	0.026	-0.060	-0.273
7	8	-9.923	-8.276	-10.019	-8.452	0.096	0.175	-0.079	-1.379
8	9	-15.381	-12.037	-15.471	-12.201	0.090	0.164	-0.117	-0.851
9	10	-18.800	-13.963	-18.996	-14.321	0.195	0.357	-0.140	-1.543
10	203	-22.124	-16.304	-22.157	-16.364	0.033	0.060	-0.161	-0.223
203	200	-22.157	-16.149	-22.389	-16.573	0.231	0.422	-0.161	-1.572
11	110001	6.247	4.264	6.196	3.348	0.050	0.912	0.047	7.120
14	140001	2.721	2.134	2.710	1.840	0.011	0.293	0.021	5.382
140001	140002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140003	2.710	1.840	2.698	1.669	0.011	0.170	0.021	3.231
12	120001	2.716	1.790	2.698	1.529	0.017	0.260	0.020	4.734
12	13	5.171	3.128	5.151	3.099	0.019	0.028	0.037	0.496
60011	60022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60001	60002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	30001	3.121	2.011	3.098	1.669	0.023	0.341	0.023	5.348
130001	130002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	70001	2.720	1.982	2.709	1.696	0.011	0.286	0.021	5.145
70001	70003	2.709	1.696	2.698	1.529	0.011	0.166	0.021	3.094
70001	70002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	20001	4.536	3.006	4.517	2.483	0.019	0.521	0.035	5.406
8	80001	5.348	3.939	5.322	3.255	0.025	0.681	0.040	6.291
80001	80003	5.322	3.255	5.297	2.858	0.025	0.396	0.040	3.779

ДОДАТОК Ж

Результати розрахунку післяаварійного режиму після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6600.0 год
Час втрат: 3254.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 113.275 МВт / 747.615 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 109.070 МВт / 719.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.612 МВт / 11.753 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.612 МВт / 11.753 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.323 МВт / 2.131 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.311 МВт / 1.011 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.633 МВт / 3.141 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.245 МВт / 14.894 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-43.133	-26.248	115.000	0.00
201		0.000	0.000	111.384	-0.83
1	Маломоленці	0.000	0.000	110.119	-1.24
2	Ст. Синява	0.000	0.000	106.684	-2.37
3	Западинці	0.000	0.000	110.380	-1.04
4	Красилів	0.000	0.000	109.092	-1.29
5	Машзавод	0.000	0.000	108.152	-1.40
6	Староконстянтинів	0.000	0.000	109.235	-1.31
202		0.000	0.000	110.329	-1.18
7	Остропіль	0.000	0.000	110.549	-1.14
8	Кустівці	0.000	0.000	111.649	-0.88
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	112.326	-0.71
10	Медведівка	0.000	0.000	113.559	-0.39
200	Шепетівка	-51.282	-32.095	115.000	0.00
203		0.000	0.000	113.739	-0.34
11	Завод ІПП	0.000	0.000	109.470	-1.26
12	Бутівці	0.000	0.000	110.565	-1.02
13	Антоніни	0.000	0.000	110.163	-1.13
14	Вербівці	0.000	0.000	111.601	-0.78
15	Мокиївці	0.000	0.000	113.054	-0.45
10001		3.100	1.760	10.124	-4.48
20001		0.000	0.000	102.988	-5.65
20002		0.000	0.000	34.479	-5.65
20003		4.500	2.180	9.651	-7.63
30001		3.100	1.670	10.169	-4.26
40001		8.000	4.320	10.124	-3.97
40002		0.000	0.000	10.124	-3.97
50001		4.800	2.460	10.189	-2.85
50002		0.000	0.000	10.189	-2.85
60001		0.000	0.000	107.109	-2.91
60002		0.000	0.000	35.858	-2.91
60003		8.200	4.870	10.126	-3.85
60011		0.000	0.000	106.020	-3.90
60022		0.000	0.000	35.494	-3.90
60033		0.000	0.000	10.126	-3.85
70001		0.000	0.000	106.707	-4.04
70002		0.000	0.000	35.724	-4.04
70003		2.700	1.530	9.996	-5.79
80001		0.000	0.000	107.006	-4.43
80002		0.000	0.000	35.824	-4.43
80003		5.300	2.860	9.985	-6.60
90001		3.300	1.690	10.354	-4.03
100001		3.100	1.840	10.452	-3.42
110001		6.200	3.350	9.972	-5.46
120001		2.700	1.530	10.226	-3.80
130001		0.000	0.000	107.024	-3.88

130002	0.000	0.000	35.830	-3.88
130003	5.100	2.470	10.065	-5.52
130011	0.000	0.000	107.025	-3.88
130022	0.000	0.000	35.830	-3.88
130033	0.000	0.000	10.065	-5.52
140001	0.000	0.000	107.488	-3.62
140002	0.000	0.000	35.985	-3.62
140003	2.700	1.670	10.056	-5.35
150001	3.100	1.590	10.451	-3.51
301	-18.860	0.000	107.699	-1.48
302	10.900	5.880	106.908	-1.95
303	19.590	9.490	105.826	-2.75
304	12.680	6.140	105.858	-2.68
301001	0.000	0.000	10.301	-1.48
302001	0.000	0.000	10.226	-1.95
303001	0.000	0.000	10.122	-2.75
304001	0.000	0.000	10.125	-2.68

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
201	1	24.715	13.948	24.532	13.615	0.182	0.332	0.147	1.279
1	2	21.407	12.446	20.972	11.649	0.434	0.793	0.130	3.500
2	303	16.431	9.713	16.364	9.524	0.067	0.188	0.103	0.890
303	304	-3.231	0.383	-3.232	0.379	0.001	0.004	-0.018	-0.039
304	302	-15.917	-5.210	-16.007	-5.464	0.090	0.253	-0.091	-1.104
302	301	-26.914	-10.795	-27.022	-11.100	0.108	0.303	-0.156	-0.817
301	5	-8.191	-10.863	-8.211	-10.920	0.020	0.056	-0.073	-0.457
5	4	-5.973	-5.454	-6.014	-5.513	0.041	0.059	-0.043	-0.944
4	3	-14.065	-9.791	-14.188	-9.969	0.122	0.177	-0.091	-1.298
3	201	-17.312	-11.443	-17.428	-11.611	0.115	0.167	-0.108	-1.011
4	40001	4.011	2.416	3.997	2.160	0.014	0.255	0.025	3.470
40001	40002	-3.998	-2.157	-3.998	-2.157	0.000	0.000	-0.259	-0.000
4	40002	4.013	2.413	3.998	2.157	0.014	0.255	0.025	3.466
5	50001	1.365	0.725	1.362	0.680	0.003	0.045	0.008	1.729
50001	50002	-3.435	-1.779	-3.436	-1.779	0.000	0.000	-0.219	-0.000
5	50002	3.441	1.893	3.436	1.779	0.006	0.114	0.021	1.725
100	201	43.133	26.248	42.142	24.813	0.987	1.429	0.253	3.628
5	6	-7.071	-7.281	-7.129	-7.365	0.058	0.084	-0.054	-1.087
6	11	-8.301	-5.576	-8.314	-5.595	0.013	0.019	-0.053	-0.237
11	12	-14.559	-9.318	-14.665	-9.472	0.106	0.154	-0.091	-1.104
12	14	-22.547	-13.389	-22.700	-13.612	0.153	0.221	-0.137	-1.043
14	15	-25.427	-15.297	-25.668	-15.646	0.240	0.347	-0.153	-1.460
15	200	-28.791	-17.047	-29.151	-17.568	0.358	0.519	-0.171	-1.949
13	130001	2.561	1.493	2.555	1.330	0.006	0.163	0.016	3.362
130001	130003	2.555	1.330	2.548	1.235	0.006	0.095	0.016	2.038
130003	130033	-2.549	-1.234	-2.549	-1.234	0.000	0.000	-0.162	-0.000
130011	130033	2.555	1.329	2.549	1.234	0.006	0.095	0.016	2.037
13	130011	2.561	1.492	2.555	1.329	0.006	0.163	0.016	3.361
6	60001	2.354	1.577	2.351	1.481	0.004	0.095	0.015	2.235
60001	60003	2.351	1.481	2.347	1.425	0.004	0.055	0.015	1.347
60003	60033	-5.848	-3.442	-5.848	-3.442	0.000	0.000	-0.386	-0.001
60011	60033	5.859	3.442	5.848	3.442	0.011	0.000	0.037	0.144
6	60011	5.870	3.815	5.859	3.442	0.011	0.372	0.037	3.432
6	202	-7.098	-6.540	-7.154	-6.621	0.056	0.081	-0.051	-1.099
202	7	-7.154	-6.079	-7.163	-6.097	0.010	0.017	-0.049	-0.221
7	8	-9.890	-7.495	-9.955	-7.614	0.065	0.118	-0.065	-1.108
8	9	-15.306	-10.739	-15.367	-10.850	0.060	0.111	-0.097	-0.682
9	10	-18.692	-12.410	-18.825	-12.654	0.133	0.243	-0.115	-1.239
10	203	-21.950	-14.484	-21.973	-14.525	0.022	0.041	-0.133	-0.180
203	200	-21.973	-14.238	-22.131	-14.527	0.157	0.288	-0.133	-1.263
11	110001	6.231	3.982	6.196	3.348	0.035	0.631	0.039	5.658
14	140001	2.714	1.994	2.706	1.789	0.008	0.205	0.017	4.318
140001	140002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140003	2.706	1.789	2.698	1.669	0.008	0.119	0.017	2.598
12	120001	2.711	1.715	2.698	1.529	0.012	0.185	0.017	3.872
12	13	5.161	2.855	5.147	2.836	0.014	0.020	0.031	0.406
60011	60022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
60001	60002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	30001	3.114	1.911	3.098	1.669	0.016	0.241	0.019	4.339
130001	130002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	70001	2.714	1.843	2.706	1.645	0.008	0.198	0.017	4.085
70001	70003	2.706	1.645	2.698	1.529	0.008	0.115	0.017	2.463
70001	70002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2	20001	4.523	2.730	4.510	2.381	0.013	0.347	0.029	4.105
8	80001	5.332	3.606	5.314	3.133	0.018	0.471	0.033	4.949
80001	80003	5.314	3.133	5.297	2.858	0.018	0.274	0.033	2.982

ДОДАТОК 3

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6600.0 год

Час втрат: 3254.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 113.738 МВт / 750.671 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 109.070 МВт / 719.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.068 МВт / 13.236 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.068 МВт / 13.236 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.292 МВт / 1.926 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.347 МВт / 1.128 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.638 МВт / 3.054 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.706 МВт / 16.290 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав, МВт	Qнав, МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-43.386	-27.346	110.000	0.00
201		0.000	0.000	106.134	-0.90
1	Маломоленці	0.000	0.000	104.782	-1.34
2	Ст. Синява	0.000	0.000	101.121	-2.58
3	Западинці	0.000	0.000	105.062	-1.12
4	Красилів	0.000	0.000	103.688	-1.39
5	Машзавод	0.000	0.000	102.684	-1.51
6	Староконстянтинів	0.000	0.000	103.839	-1.41
202		0.000	0.000	105.000	-1.27
7	Остропіль	0.000	0.000	105.234	-1.22
8	Кустівці	0.000	0.000	106.411	-0.95
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	107.137	-0.77
10	Медведівка	0.000	0.000	108.457	-0.42
200	Шепетівка	-51.492	-33.439	110.000	0.00
203		0.000	0.000	108.649	-0.36
11	Завод ІПП	0.000	0.000	104.091	-1.36
12	Бутівці	0.000	0.000	105.261	-1.10
13	Антоніни	0.000	0.000	104.833	-1.21
14	Вербівці	0.000	0.000	106.368	-0.84
15	Мокіївці	0.000	0.000	107.921	-0.48
10001		3.100	1.760	9.589	-4.93
20001		0.000	0.000	97.141	-6.25
20002		0.000	0.000	32.521	-6.25
20003		4.500	2.180	9.079	-8.49
30001		3.100	1.670	9.637	-4.69
40001		8.000	4.320	9.589	-4.36
40002		0.000	0.000	9.589	-4.36
50001		4.800	2.460	9.657	-3.11
50002		0.000	0.000	9.657	-3.12
60001		0.000	0.000	101.584	-3.18
60002		0.000	0.000	34.009	-3.18
60003		8.200	4.870	9.590	-4.23
60011		0.000	0.000	100.432	-4.29
60022		0.000	0.000	33.623	-4.29
60033		0.000	0.000	9.591	-4.24
70001		0.000	0.000	101.134	-4.44
70002		0.000	0.000	33.858	-4.44
70003		2.700	1.530	9.451	-6.39
80001		0.000	0.000	101.444	-4.88
80002		0.000	0.000	33.962	-4.88
80003		5.300	2.860	9.438	-7.30
90001		3.300	1.690	9.835	-4.42
100001		3.100	1.840	9.941	-3.75
110001		6.200	3.350	9.425	-6.03
120001		2.700	1.530	9.698	-4.18
130001		0.000	0.000	101.484	-4.26
130002		0.000	0.000	33.975	-4.26

130003	5.100	2.470	9.525	-6.09
130011	0.000	0.000	101.485	-4.26
130022	0.000	0.000	33.976	-4.26
130033	0.000	0.000	9.525	-6.10
140001	0.000	0.000	101.986	-3.98
140002	0.000	0.000	34.143	-3.98
140003	2.700	1.670	9.516	-5.90
150001	3.100	1.590	9.940	-3.85
301	-18.860	0.000	102.199	-1.59
302	10.900	5.880	101.359	-2.12
303	19.590	9.490	100.211	-3.01
304	12.680	6.140	100.245	-2.92
301001	0.000	0.000	9.775	-1.59
302001	0.000	0.000	9.695	-2.12
303001	0.000	0.000	9.585	-3.01
304001	0.000	0.000	9.588	-2.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
201	1	24.797	14.420	24.592	14.045	0.205	0.374	0.156	1.368
1	2	21.466	12.768	20.976	11.873	0.488	0.891	0.137	3.735
2	303	16.434	9.785	16.359	9.573	0.075	0.210	0.109	0.946
303	304	-3.234	0.397	-3.235	0.392	0.002	0.005	-0.019	-0.041
304	302	-15.919	-5.254	-16.020	-5.538	0.100	0.283	-0.096	-1.176
302	301	-26.925	-10.924	-27.046	-11.264	0.120	0.338	-0.165	-0.870
301	5	-8.213	-11.051	-8.236	-11.115	0.023	0.064	-0.078	-0.488
5	4	-5.980	-5.596	-6.027	-5.663	0.046	0.067	-0.046	-1.010
4	3	-14.078	-10.054	-14.217	-10.254	0.138	0.200	-0.096	-1.385
3	201	-17.342	-11.797	-17.472	-11.986	0.130	0.188	-0.115	-1.079
4	40001	4.012	2.446	3.997	2.160	0.016	0.284	0.026	3.699
40001	40002	-3.998	-2.157	-3.998	-2.157	0.000	0.000	-0.273	-0.000
4	40002	4.014	2.442	3.998	2.157	0.016	0.284	0.026	3.695
5	50001	1.365	0.730	1.362	0.680	0.003	0.050	0.009	1.837
50001	50002	-3.435	-1.779	-3.436	-1.779	0.000	0.000	-0.231	-0.000
5	50002	3.442	1.906	3.436	1.779	0.006	0.127	0.022	1.833
100	201	43.386	27.346	42.269	25.728	1.113	1.612	0.269	3.879
5	6	-7.087	-7.431	-7.154	-7.527	0.066	0.096	-0.058	-1.160
6	11	-8.327	-5.762	-8.342	-5.784	0.015	0.021	-0.056	-0.254
11	12	-14.590	-9.607	-14.710	-9.782	0.120	0.173	-0.097	-1.180
12	14	-22.594	-13.857	-22.767	-14.108	0.172	0.250	-0.145	-1.115
14	15	-25.495	-15.860	-25.766	-16.252	0.270	0.391	-0.163	-1.561
15	200	-28.890	-17.714	-29.295	-18.301	0.403	0.584	-0.181	-2.083
13	130001	2.562	1.523	2.555	1.341	0.007	0.182	0.016	3.606
130001	130003	2.555	1.341	2.548	1.235	0.007	0.106	0.016	2.184
130003	130033	-2.549	-1.234	-2.549	-1.234	0.000	0.000	-0.171	-0.000
130011	130033	2.556	1.340	2.549	1.234	0.007	0.106	0.016	2.183
13	130011	2.563	1.523	2.556	1.340	0.007	0.182	0.016	3.605
6	60001	2.355	1.594	2.351	1.487	0.004	0.106	0.016	2.381
60001	60003	2.351	1.487	2.347	1.425	0.004	0.062	0.016	1.433
60003	60033	-5.848	-3.442	-5.848	-3.442	0.000	0.000	-0.408	-0.001
60011	60033	5.861	3.442	5.848	3.442	0.012	0.000	0.039	0.151
6	60011	5.873	3.858	5.861	3.442	0.012	0.415	0.039	3.657
6	202	-7.095	-6.637	-7.158	-6.729	0.063	0.091	-0.054	-1.166
202	7	-7.158	-6.238	-7.169	-6.258	0.011	0.020	-0.052	-0.236
7	8	-9.896	-7.735	-9.969	-7.869	0.073	0.134	-0.069	-1.187
8	9	-15.323	-11.128	-15.391	-11.253	0.068	0.125	-0.103	-0.731
9	10	-18.718	-12.876	-18.868	-13.151	0.150	0.274	-0.122	-1.327
10	203	-21.993	-15.028	-22.019	-15.074	0.025	0.046	-0.142	-0.192
203	200	-22.019	-14.812	-22.197	-15.138	0.177	0.324	-0.141	-1.353
11	110001	6.235	4.058	6.196	3.348	0.039	0.707	0.041	6.065
14	140001	2.716	2.032	2.707	1.802	0.009	0.229	0.018	4.616
140001	140002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140003	2.707	1.802	2.698	1.669	0.009	0.133	0.018	2.776
12	120001	2.712	1.735	2.698	1.529	0.014	0.206	0.018	4.118
12	13	5.163	2.932	5.148	2.910	0.015	0.022	0.033	0.431
60011	60022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
60001	60002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	30001	3.116	1.938	3.098	1.669	0.018	0.268	0.020	4.625
130001	130002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	70001	2.715	1.881	2.707	1.658	0.009	0.222	0.018	4.380
70001	70003	2.707	1.658	2.698	1.529	0.009	0.129	0.018	2.639
70001	70002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	20001	4.527	2.802	4.512	2.408	0.015	0.393	0.030	4.455
8	80001	5.336	3.695	5.316	3.166	0.020	0.527	0.035	5.320
80001	80003	5.316	3.166	5.297	2.858	0.020	0.306	0.035	3.203
80001	80002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК К

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6600.0 год
Час втрат: 3254.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 78.719 МВт / 519.545 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 76.800 МВт / 506.880 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.338 МВт / 4.354 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.338 МВт / 4.354 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.276 МВт / 1.822 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.334 МВт / 1.086 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.610 МВт / 2.908 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.948 МВт / 7.262 млн.кВт*г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-20.457	-13.989	110.000	0.00
201		0.000	0.000	108.099	-0.39
1	Маломоленці	0.000	0.000	107.734	-0.53
2	Ст. Синява	0.000	0.000	107.046	-0.80
3	Западинці	0.000	0.000	107.247	-0.50
4	Красилів	0.000	0.000	106.198	-0.61
5	Машзавод	0.000	0.000	105.641	-0.50
6	Старокопчанів	0.000	0.000	105.628	-0.80
202		0.000	0.000	106.269	-0.82
7	Остропіль	0.000	0.000	106.397	-0.81
8	Кустівці	0.000	0.000	107.156	-0.69
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	107.703	-0.57
10	Медведівка	0.000	0.000	108.745	-0.32
200	Шепетівка	-39.402	-27.352	110.000	0.00
203		0.000	0.000	108.901	-0.28
11	Завод ІПП	0.000	0.000	105.712	-0.81
12	Бутівці	0.000	0.000	106.416	-0.72
13	Антоніни	0.000	0.000	105.995	-0.83
14	Вербівці	0.000	0.000	107.219	-0.56
15	Мокіївці	0.000	0.000	108.388	-0.33
10001		3.100	1.760	9.886	-3.92
20001		0.000	0.000	103.367	-4.05
20002		0.000	0.000	34.605	-4.05
20003		4.500	2.180	9.688	-6.03
30001		3.100	1.670	9.856	-3.92
40001		8.000	4.320	9.838	-3.44
40002		0.000	0.000	9.838	-3.44
50001		4.800	2.460	9.944	-2.01
50002		0.000	0.000	9.945	-2.01
60001		0.000	0.000	103.417	-2.51
60002		0.000	0.000	34.622	-2.51
60003		8.200	4.870	9.768	-3.52
60011		0.000	0.000	102.287	-3.58
60022		0.000	0.000	34.244	-3.58
60033		0.000	0.000	9.769	-3.52
70001		0.000	0.000	102.356	-3.95
70002		0.000	0.000	34.267	-3.95
70003		2.700	1.530	9.571	-5.86
80001		0.000	0.000	102.238	-4.56
80002		0.000	0.000	34.228	-4.56
80003		5.300	2.860	9.516	-6.95
90001		3.300	1.690	9.892	-4.19
100001		3.100	1.840	9.970	-3.64
110001		6.200	3.350	9.591	-5.33
120001		2.700	1.530	9.813	-3.72
130001		0.000	0.000	102.693	-3.81
130002		0.000	0.000	34.380	-3.81
130003		5.100	2.470	9.643	-5.60
130011		0.000	0.000	102.695	-3.81
130022		0.000	0.000	34.381	-3.81

130033	0.000	0.000	9.643	-5.60
140001	0.000	0.000	102.884	-3.66
140002	0.000	0.000	34.444	-3.66
140003	2.700	1.670	9.604	-5.54
150001	3.100	1.590	9.987	-3.67
301	-18.860	0.000	105.546	-0.31
302	10.900	5.880	105.166	-0.50
301001	0.000	0.000	10.095	-0.31
302001	0.000	0.000	10.059	-0.50

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	130001	2.562	1.516	2.555	1.338	0.007	0.177	0.016	3.517
130001	130003	2.555	1.338	2.548	1.235	0.007	0.103	0.016	2.131
130003	130033	-2.549	-1.234	-2.549	-1.234	0.000	0.000	-0.169	-0.000
130011	130033	2.555	1.337	2.549	1.234	0.007	0.103	0.016	2.131
13	130011	2.562	1.516	2.555	1.337	0.007	0.177	0.016	3.515
100	201	20.457	13.989	20.196	13.611	0.260	0.376	0.130	1.903
201	3	12.494	10.844	12.417	10.733	0.076	0.110	0.088	0.854
3	4	9.292	9.219	9.218	9.111	0.074	0.107	0.070	1.051
4	5	1.167	4.774	1.151	4.751	0.016	0.023	0.027	0.555
5	6	4.214	-2.750	4.199	-2.772	0.015	0.022	0.027	0.019
6	11	-1.296	-3.033	-1.297	-3.036	0.002	0.002	-0.018	-0.084
11	12	-7.544	-6.828	-7.584	-6.885	0.039	0.057	-0.055	-0.706
12	14	-15.467	-10.925	-15.554	-11.050	0.086	0.125	-0.103	-0.806
14	15	-18.281	-12.791	-18.429	-13.004	0.147	0.213	-0.120	-1.173
15	200	-21.553	-14.461	-21.788	-14.802	0.235	0.340	-0.138	-1.614
6	60001	2.355	1.588	2.351	1.485	0.004	0.102	0.015	2.299
60001	60003	2.351	1.485	2.347	1.425	0.004	0.060	0.015	1.386
60003	60033	-5.848	-3.442	-5.848	-3.442	0.000	0.000	-0.400	-0.001
60011	60033	5.860	3.442	5.848	3.442	0.012	0.000	0.038	0.150
6	60011	5.872	3.843	5.860	3.442	0.012	0.400	0.038	3.530
6	202	-2.774	-4.570	-2.792	-4.596	0.018	0.027	-0.029	-0.641
202	7	-2.792	-4.094	-2.795	-4.099	0.003	0.005	-0.027	-0.128
7	8	-5.522	-5.558	-5.549	-5.609	0.028	0.051	-0.042	-0.762
8	9	-10.903	-8.848	-10.940	-8.916	0.037	0.068	-0.076	-0.550
9	10	-14.266	-10.532	-14.357	-10.698	0.090	0.165	-0.095	-1.045
10	203	-17.482	-12.572	-17.499	-12.602	0.016	0.030	-0.114	-0.157
203	200	-17.499	-12.339	-17.614	-12.550	0.115	0.210	-0.113	-1.100
5	50002	3.442	1.899	3.436	1.779	0.006	0.120	0.021	1.728
50002	50001	3.436	1.779	3.435	1.779	0.000	0.000	0.224	0.000
5	50001	1.365	0.727	1.362	0.680	0.003	0.047	0.008	1.731
4	40002	4.013	2.428	3.998	2.157	0.015	0.270	0.025	3.521
40002	40001	3.998	2.157	3.998	2.157	0.000	0.000	0.266	0.000
4	40001	4.012	2.431	3.997	2.160	0.015	0.270	0.025	3.525
1	2	4.560	2.222	4.541	2.187	0.019	0.035	0.027	0.694
2	20001	4.523	2.726	4.510	2.380	0.013	0.345	0.028	3.928
60011	60022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20001	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
130011	130022	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	120001	2.712	1.731	2.698	1.529	0.013	0.201	0.017	4.028
1	10001	3.115	2.021	3.098	1.759	0.017	0.261	0.020	4.618
8	80001	5.335	3.681	5.316	3.161	0.019	0.518	0.035	5.234
80001	80002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80001	80003	5.316	3.161	5.297	2.858	0.019	0.301	0.035	3.152
12	13	5.162	2.915	5.147	2.893	0.015	0.021	0.032	0.424
9	90001	3.317	1.972	3.298	1.689	0.019	0.282	0.021	4.555
20001	20003	4.510	2.380	4.497	2.179	0.013	0.200	0.028	2.376
10	100001	3.116	2.102	3.098	1.839	0.017	0.262	0.020	4.718
15	150001	3.114	1.834	3.098	1.589	0.016	0.244	0.019	4.189
14	140001	2.716	2.025	2.707	1.800	0.009	0.225	0.018	4.539
7	70001	2.715	1.872	2.707	1.655	0.008	0.216	0.018	4.273
70001	70003	2.707	1.655	2.698	1.529	0.008	0.126	0.018	2.576
70001	70002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140003	2.707	1.800	2.698	1.669	0.009	0.131	0.018	2.730
11	110001	6.234	4.033	6.196	3.348	0.038	0.683	0.040	5.865
5	301	-7.895	5.642	-7.905	5.612	0.011	0.030	-0.053	0.092
301	302	10.926	5.839	10.906	5.782	0.020	0.057	0.068	0.383
302	302001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
301	301001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
130001	130002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
60001	60002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	1	7.702	3.471	7.685	3.439	0.017	0.031	0.045	0.367
3	30001	3.115	1.926	3.098	1.669	0.017	0.256	0.020	4.441

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6600.0 год
Час втрат: 3254.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 92.386 МВт / 609.748 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 89.480 МВт / 590.568 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.317 МВт / 7.541 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.317 МВт / 7.541 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.282 МВт / 1.864 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.339 МВт / 1.103 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.621 МВт / 2.967 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.939 МВт / 10.508 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-26.530	-17.123	110.000	0.00
201		0.000	0.000	107.606	-0.53
1	Маломоленці	0.000	0.000	107.238	-0.68
2	Ст. Синява	0.000	0.000	106.545	-0.94
3	Западинці	0.000	0.000	106.444	-0.74
4	Красилів	0.000	0.000	104.929	-0.99
5	Машзавод	0.000	0.000	103.701	-1.10
6	Староконстянтинів	0.000	0.000	104.455	-1.16
202		0.000	0.000	105.436	-1.09
7	Остропіль	0.000	0.000	105.634	-1.06
8	Кустівці	0.000	0.000	106.668	-0.85
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	107.332	-0.69
10	Медведівка	0.000	0.000	108.556	-0.38
200	Шепетівка	-46.997	-31.533	110.000	0.00
203		0.000	0.000	108.736	-0.33
11	Завод ІПП	0.000	0.000	104.649	-1.14
12	Бутівці	0.000	0.000	105.659	-0.95
13	Антоніни	0.000	0.000	105.234	-1.06
14	Вербівці	0.000	0.000	106.662	-0.73
15	Мокиївці	0.000	0.000	108.082	-0.42
10001		3.100	1.760	9.836	-4.10
20001		0.000	0.000	102.842	-4.23
20002		0.000	0.000	34.430	-4.23
20003		4.500	2.180	9.637	-6.23
30001		3.100	1.670	9.775	-4.21
40001		8.000	4.320	9.712	-3.89
40002		0.000	0.000	9.712	-3.89
50001		4.800	2.460	9.756	-2.67
50002		0.000	0.000	9.756	-2.67
60001		0.000	0.000	102.216	-2.92
60002		0.000	0.000	34.220	-2.92
60003		8.200	4.870	9.652	-3.95
60011		0.000	0.000	101.071	-4.01
60022		0.000	0.000	33.837	-4.01
60033		0.000	0.000	9.652	-3.95
70001		0.000	0.000	101.554	-4.25
70002		0.000	0.000	33.999	-4.25
70003		2.700	1.530	9.492	-6.19
80001		0.000	0.000	101.718	-4.76
80002		0.000	0.000	34.054	-4.76
80003		5.300	2.860	9.465	-7.17
90001		3.300	1.690	9.855	-4.33
100001		3.100	1.840	9.951	-3.71
110001		6.200	3.350	9.482	-5.75
120001		2.700	1.530	9.738	-4.00
130001		0.000	0.000	101.901	-4.08
130002		0.000	0.000	34.115	-4.08
130003		5.100	2.470	9.566	-5.90
130011		0.000	0.000	101.903	-4.08
130022		0.000	0.000	34.116	-4.08
130033		0.000	0.000	9.566	-5.90
140001		0.000	0.000	102.296	-3.85
140002		0.000	0.000	34.247	-3.85
140003		2.700	1.670	9.547	-5.76

150001	3.100	1.590	9.956	-3.78
301	-18.860	0.000	103.249	-1.11
302	10.900	5.880	102.447	-1.55
304	12.680	6.140	101.409	-2.15
301001	0.000	0.000	9.876	-1.11
302001	0.000	0.000	9.799	-1.55
304001	0.000	0.000	9.700	-2.15

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	130001	2.562	1.521	2.555	1.340	0.007	0.180	0.016	3.573
130001	130003	2.555	1.340	2.548	1.235	0.007	0.105	0.016	2.165
130003	130033	-2.549	-1.234	-2.549	-1.234	0.000	0.000	-0.171	-0.000
130011	130033	2.556	1.339	2.549	1.234	0.007	0.105	0.016	2.164
13	130011	2.563	1.520	2.556	1.339	0.007	0.180	0.016	3.571
100	201	26.530	17.123	26.106	16.509	0.422	0.611	0.165	2.399
201	3	18.403	13.714	18.254	13.498	0.148	0.214	0.123	1.166
3	4	15.129	11.973	14.966	11.737	0.163	0.236	0.104	1.522
4	5	6.915	7.373	6.847	7.275	0.068	0.098	0.056	1.231
5	6	-2.925	-6.103	-2.953	-6.144	0.028	0.041	-0.038	-0.751
6	11	-5.732	-4.984	-5.740	-4.996	0.008	0.012	-0.042	-0.195
11	12	-11.988	-8.808	-12.074	-8.933	0.086	0.124	-0.082	-1.016
12	14	-19.958	-12.997	-20.096	-13.197	0.138	0.200	-0.130	-1.008
14	15	-22.824	-14.945	-23.046	-15.268	0.222	0.321	-0.147	-1.426
15	200	-26.171	-16.728	-26.510	-17.219	0.338	0.489	-0.166	-1.921
6	60001	2.355	1.592	2.351	1.487	0.004	0.105	0.016	2.350
60001	60003	2.351	1.487	2.347	1.425	0.004	0.061	0.016	1.416
60003	60033	-5.848	-3.442	-5.848	-3.442	0.000	0.000	-0.405	-0.001
60011	60033	5.860	3.442	5.848	3.442	0.012	0.000	0.039	0.151
6	60011	5.873	3.853	5.860	3.442	0.012	0.410	0.039	3.609
6	202	-5.489	-6.018	-5.533	-6.082	0.044	0.063	-0.045	-0.983
202	7	-5.533	-5.587	-5.541	-5.600	0.007	0.013	-0.043	-0.199
7	8	-8.267	-7.071	-8.322	-7.171	0.054	0.099	-0.059	-1.040
8	9	-13.676	-10.423	-13.732	-10.526	0.056	0.102	-0.093	-0.669
9	10	-17.058	-12.147	-17.186	-12.379	0.127	0.232	-0.112	-1.229
10	203	-20.311	-14.255	-20.333	-14.295	0.022	0.040	-0.132	-0.180
203	200	-20.333	-14.033	-20.487	-14.315	0.153	0.281	-0.131	-1.266
5	50002	3.442	1.903	3.436	1.779	0.006	0.124	0.022	1.793
50002	50001	3.436	1.779	3.435	1.779	0.000	0.000	0.229	0.000
5	50001	1.365	0.729	1.362	0.680	0.003	0.049	0.009	1.797
4	40002	4.014	2.435	3.998	2.157	0.015	0.277	0.026	3.607
40002	40001	3.998	2.157	3.998	2.157	0.000	0.000	0.270	0.000
4	40001	4.012	2.438	3.997	2.160	0.015	0.277	0.026	3.611
1	2	4.560	2.233	4.541	2.198	0.019	0.035	0.027	0.700
2	20001	4.523	2.732	4.510	2.382	0.013	0.349	0.029	3.969
60011	60022	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
20001	20002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
130011	130022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	120001	2.712	1.734	2.698	1.529	0.014	0.204	0.018	4.084
1	10001	3.116	2.024	3.098	1.759	0.018	0.264	0.020	4.660
8	80001	5.336	3.690	5.316	3.164	0.020	0.524	0.035	5.289
80001	80002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
80001	80003	5.316	3.164	5.297	2.858	0.020	0.305	0.035	3.184
12	13	5.163	2.926	5.148	2.904	0.015	0.022	0.032	0.429
9	90001	3.317	1.974	3.298	1.689	0.019	0.284	0.021	4.589
20001	20003	4.510	2.382	4.497	2.179	0.013	0.203	0.029	2.401
10	100001	3.116	2.103	3.098	1.839	0.018	0.263	0.020	4.734
15	150001	3.114	1.836	3.098	1.589	0.016	0.246	0.019	4.213
14	140001	2.716	2.030	2.707	1.802	0.009	0.227	0.018	4.588
7	70001	2.715	1.878	2.707	1.657	0.008	0.220	0.018	4.341
70001	70003	2.707	1.657	2.698	1.529	0.008	0.128	0.018	2.616
70001	70002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140003	2.707	1.802	2.698	1.669	0.009	0.132	0.018	2.759
11	110001	6.235	4.049	6.196	3.348	0.039	0.698	0.041	5.991
5	301	4.940	11.484	4.922	11.432	0.018	0.051	0.069	0.453
301	302	23.754	11.649	23.657	11.378	0.096	0.270	0.148	0.819
302	304	12.752	6.002	12.684	5.810	0.068	0.191	0.079	1.072
304	304001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
302	302001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
301	301001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
130001	130002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
60001	60002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	1	7.703	3.492	7.686	3.460	0.017	0.032	0.045	0.371
3	30001	3.115	1.930	3.098	1.669	0.017	0.260	0.020	4.509

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6600.0 год
Час втрат: 3254.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 113.738 МВт / 750.671 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 109.070 МВт / 719.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.068 МВт / 13.236 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.068 МВт / 13.236 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.292 МВт / 1.926 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.347 МВт / 1.128 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.638 МВт / 3.054 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.706 МВт / 16.290 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-43.386	-27.346	110.000	0.00
201		0.000	0.000	106.134	-0.90
1	Маломоленці	0.000	0.000	104.782	-1.34
2	Ст. Синява	0.000	0.000	101.121	-2.58
3	Западинці	0.000	0.000	105.062	-1.12
4	Красилів	0.000	0.000	103.688	-1.39
5	Машзавод	0.000	0.000	102.684	-1.51
6	Староконстянтинів	0.000	0.000	103.839	-1.41
202		0.000	0.000	105.000	-1.27
7	Остропіль	0.000	0.000	105.234	-1.22
8	Кустівці	0.000	0.000	106.411	-0.95
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	107.137	-0.77
10	Медведівка	0.000	0.000	108.457	-0.42
200	Шепетівка	-51.492	-33.439	110.000	0.00
203		0.000	0.000	108.649	-0.36
11	Завод ІПП	0.000	0.000	104.091	-1.36
12	Бутівці	0.000	0.000	105.261	-1.10
13	Антоніни	0.000	0.000	104.833	-1.21
14	Вербівці	0.000	0.000	106.368	-0.84
15	Мокіївці	0.000	0.000	107.921	-0.48
10001		3.100	1.760	9.589	-4.93
20001		0.000	0.000	97.141	-6.25
20002		0.000	0.000	32.521	-6.25
20003		4.500	2.180	9.079	-8.49
30001		3.100	1.670	9.637	-4.69
40001		8.000	4.320	9.589	-4.36
40002		0.000	0.000	9.589	-4.36
50001		4.800	2.460	9.657	-3.11
50002		0.000	0.000	9.657	-3.12
60001		0.000	0.000	101.584	-3.18
60002		0.000	0.000	34.009	-3.18
60003		8.200	4.870	9.590	-4.23
60011		0.000	0.000	100.432	-4.29
60022		0.000	0.000	33.623	-4.29
60033		0.000	0.000	9.591	-4.24
70001		0.000	0.000	101.134	-4.44
70002		0.000	0.000	33.858	-4.44
70003		2.700	1.530	9.451	-6.39
80001		0.000	0.000	101.444	-4.88
80002		0.000	0.000	33.962	-4.88
80003		5.300	2.860	9.438	-7.30
90001		3.300	1.690	9.835	-4.42
100001		3.100	1.840	9.941	-3.75
110001		6.200	3.350	9.425	-6.03
120001		2.700	1.530	9.698	-4.18
130001		0.000	0.000	101.484	-4.26
130002		0.000	0.000	33.975	-4.26
130003		5.100	2.470	9.525	-6.09
130011		0.000	0.000	101.485	-4.26
130022		0.000	0.000	33.976	-4.26
130033		0.000	0.000	9.525	-6.10

140001	0.000	0.000	101.986	-3.98
140002	0.000	0.000	34.143	-3.98
140003	2.700	1.670	9.516	-5.90
150001	3.100	1.590	9.940	-3.85
301	-18.860	0.000	102.199	-1.59
302	10.900	5.880	101.359	-2.12
303	19.590	9.490	100.211	-3.01
304	12.680	6.140	100.245	-2.92
301001	0.000	0.000	9.775	-1.59
302001	0.000	0.000	9.695	-2.12
303001	0.000	0.000	9.585	-3.01
304001	0.000	0.000	9.588	-2.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
201	1	24.797	14.420	24.592	14.045	0.205	0.374	0.156	1.368
1	2	21.466	12.768	20.976	11.873	0.488	0.891	0.137	3.735
2	303	16.434	9.785	16.359	9.573	0.075	0.210	0.109	0.946
303	304	-3.234	0.397	-3.235	0.392	0.002	0.005	-0.019	-0.041
304	302	-15.919	-5.254	-16.020	-5.538	0.100	0.283	-0.096	-1.176
302	301	-26.925	-10.924	-27.046	-11.264	0.120	0.338	-0.165	-0.870
301	5	-8.213	-11.051	-8.236	-11.115	0.023	0.064	-0.078	-0.488
5	4	-5.980	-5.596	-6.027	-5.663	0.046	0.067	-0.046	-1.010
4	3	-14.078	-10.054	-14.217	-10.254	0.138	0.200	-0.096	-1.385
3	201	-17.342	-11.797	-17.472	-11.986	0.130	0.188	-0.115	-1.079
4	40001	4.012	2.446	3.997	2.160	0.016	0.284	0.026	3.699
40001	40002	-3.998	-2.157	-3.998	-2.157	0.000	0.000	-0.273	-0.000
4	40002	4.014	2.442	3.998	2.157	0.016	0.284	0.026	3.695
5	50001	1.365	0.730	1.362	0.680	0.003	0.050	0.009	1.837
50001	50002	-3.435	-1.779	-3.436	-1.779	0.000	0.000	-0.231	-0.000
5	50002	3.442	1.906	3.436	1.779	0.006	0.127	0.022	1.833
100	201	43.386	27.346	42.269	25.728	1.113	1.612	0.269	3.879
5	6	-7.087	-7.431	-7.154	-7.527	0.066	0.096	-0.058	-1.160
6	11	-8.327	-5.762	-8.342	-5.784	0.015	0.021	-0.056	-0.254
11	12	-14.590	-9.607	-14.710	-9.782	0.120	0.173	-0.097	-1.180
12	14	-22.594	-13.857	-22.767	-14.108	0.172	0.250	-0.145	-1.115
14	15	-25.495	-15.860	-25.766	-16.252	0.270	0.391	-0.163	-1.561
15	200	-28.890	-17.714	-29.295	-18.301	0.403	0.584	-0.181	-2.083
13	130001	2.562	1.523	2.555	1.341	0.007	0.182	0.016	3.606
130001	130003	2.555	1.341	2.548	1.235	0.007	0.106	0.016	2.184
130003	130033	-2.549	-1.234	-2.549	-1.234	0.000	0.000	-0.171	-0.000
130011	130033	2.556	1.340	2.549	1.234	0.007	0.106	0.016	2.183
13	130011	2.563	1.523	2.556	1.340	0.007	0.182	0.016	3.605
6	60001	2.355	1.594	2.351	1.487	0.004	0.106	0.016	2.381
60001	60003	2.351	1.487	2.347	1.425	0.004	0.062	0.016	1.433
60003	60033	-5.848	-3.442	-5.848	-3.442	0.000	0.000	-0.408	-0.001
60011	60033	5.861	3.442	5.848	3.442	0.012	0.000	0.039	0.151
6	60011	5.873	3.858	5.861	3.442	0.012	0.415	0.039	3.657
6	202	-7.095	-6.637	-7.158	-6.729	0.063	0.091	-0.054	-1.166
202	7	-7.158	-6.238	-7.169	-6.258	0.011	0.020	-0.052	-0.236
7	8	-9.896	-7.735	-9.969	-7.869	0.073	0.134	-0.069	-1.187
8	9	-15.323	-11.128	-15.391	-11.253	0.068	0.125	-0.103	-0.731
9	10	-18.718	-12.876	-18.868	-13.151	0.150	0.274	-0.122	-1.327
10	203	-21.993	-15.028	-22.019	-15.074	0.025	0.046	-0.142	-0.192
203	200	-22.019	-14.812	-22.197	-15.138	0.177	0.324	-0.141	-1.353
11	110001	6.235	4.058	6.196	3.348	0.039	0.707	0.041	6.065
14	140001	2.716	2.032	2.707	1.802	0.009	0.229	0.018	4.616
140001	140002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140001	140003	2.707	1.802	2.698	1.669	0.009	0.133	0.018	2.776
12	120001	2.712	1.735	2.698	1.529	0.014	0.206	0.018	4.118
12	13	5.163	2.932	5.148	2.910	0.015	0.022	0.033	0.431
60011	60022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
60001	60002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	30001	3.116	1.938	3.098	1.669	0.018	0.268	0.020	4.625
130001	130002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	70001	2.715	1.881	2.707	1.658	0.009	0.222	0.018	4.380
70001	70003	2.707	1.658	2.698	1.529	0.009	0.129	0.018	2.639
70001	70002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	20001	4.527	2.802	4.512	2.408	0.015	0.393	0.030	4.455
8	80001	5.336	3.695	5.316	3.166	0.020	0.527	0.035	5.320
80001	80003	5.316	3.166	5.297	2.858	0.020	0.306	0.035	3.203
80001	80002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20001	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	90001	3.317	1.975	3.298	1.689	0.019	0.285	0.021	4.608
20001	20003	4.512	2.408	4.497	2.179	0.015	0.228	0.030	2.686
10	100001	3.116	2.104	3.098	1.839	0.018	0.264	0.020	4.744

15	150001	3.115	1.837	3.098	1.589	0.016	0.247	0.019	4.228
130011	130022	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
301	301001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	302001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
304	304001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
303	303001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1	10001	3.117	2.037	3.098	1.759	0.018	0.277	0.020	4.871

ДОДАТОК Л
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗШИРЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації комутаційного електрообладнання.

Задачі роботи. Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання.

Об’єктом дослідження є заданий фрагмент електромереж, розташований на території Хмельницької області.

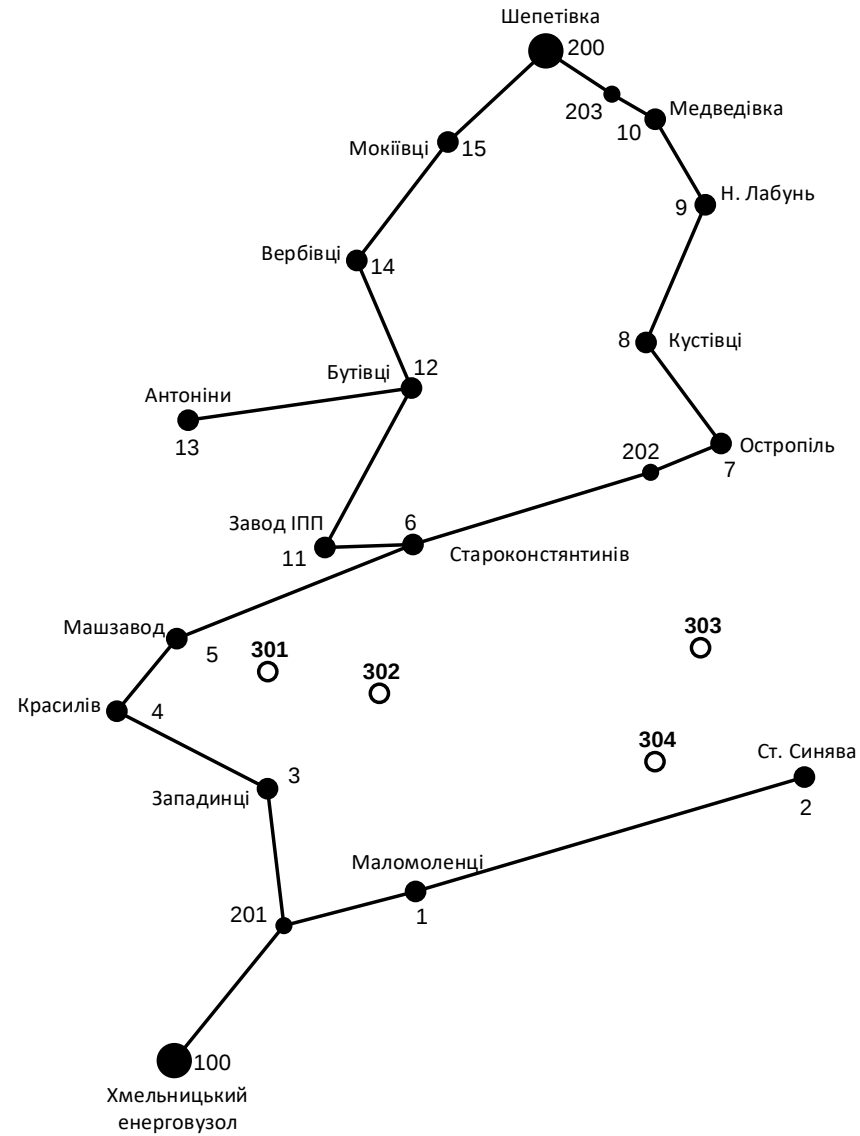
Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

Методи дослідження. Для аналізу і розв’язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація обрахунків в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110».

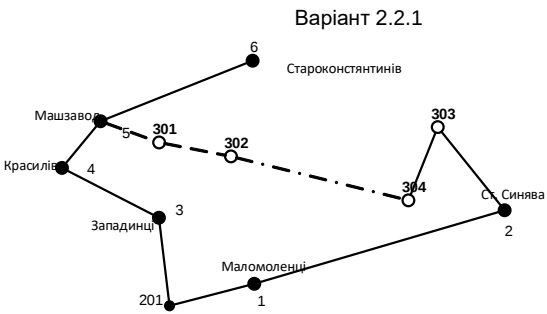
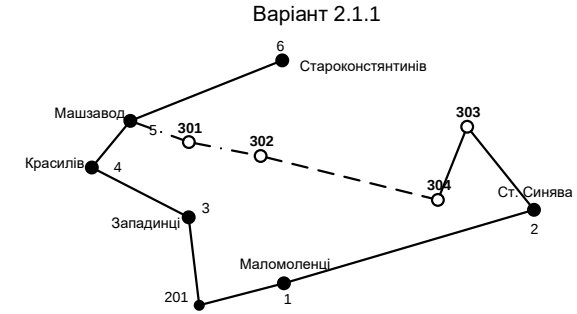
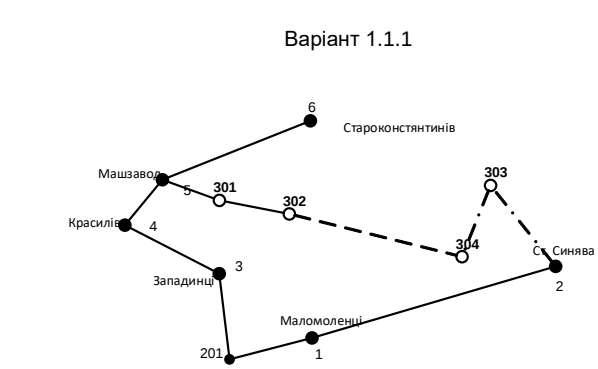
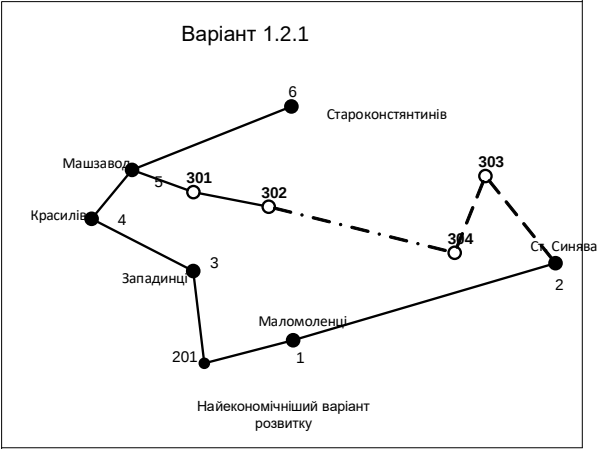
Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективного розвитку комутаційного електрообладнання.

Особистий внесок. Усі результати, що присутні у основному змісту роботи отримані автором самостійно.

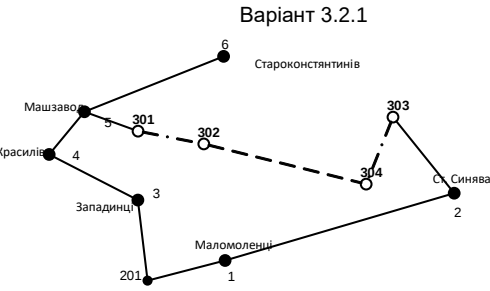
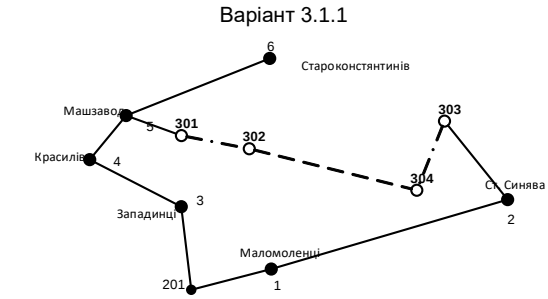
СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ

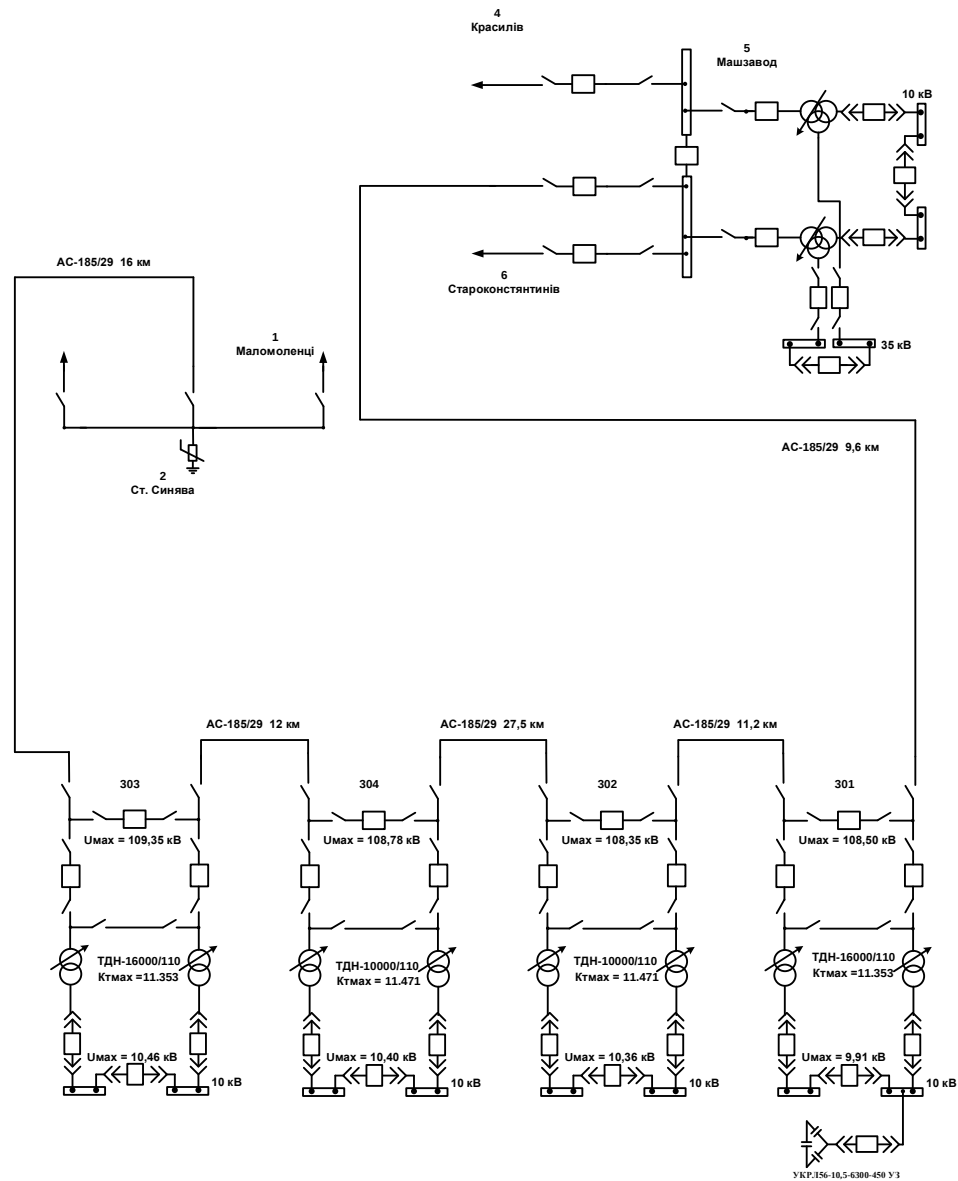


ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



Послідовність будівництва	
—————	ЛЕП яка будується на першому році
- - - - -	ЛЕП яка будується на другому році
.....	ЛЕП яка будується на третьому році





Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	41,2
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6600
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	109 070
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	311 044,38
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	6,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,71
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,17
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	8 810
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	16 290