

MR-5792

621.31
Р64

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

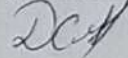
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства
«Вінницяобленерго» з дослідженням методів обмеження струмів короткого
замикання»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕСМ-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»

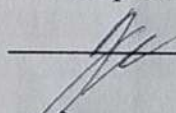
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)



Москалюк Д. С.

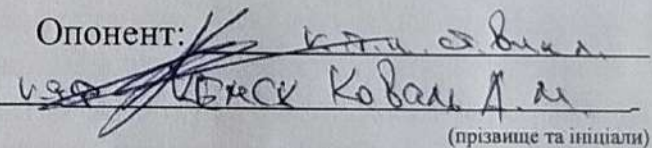
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС


Лесько В. О.

(прізвище та ініціали)

«07» 06 2024 р.

Опонент: 

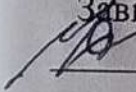
Ковал Д. М.

(прізвище та ініціали)

«10» 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС


д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

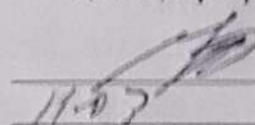
«07» 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Москалюку Дмитру Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з дослідженням методів обмеження струмів короткого замикання».

керівник роботи к.т.н., доц., каф. ЕСС Лесько В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу №81 від 11.03.2024р.

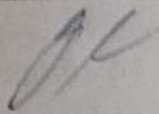
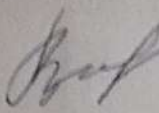
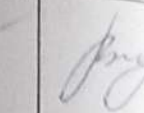
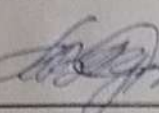
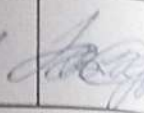
2. Строк подання студентом роботи 05.06.2024р.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів; Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 337 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

4. Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Електротехнічна частина. 3. Методи та засоби обмеження струмів КЗ. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема існуючої мережі. 2. Варіанти розвитку існуючої мережі. 3. Електрична схема 4. Техніко-економічні показники. 5. Заступна схема електричної мережі. 6.-7. Методи та засоби обмеження струмів КЗ 8. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

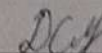
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доцент		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

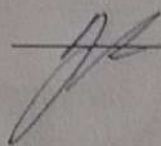
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24
2	Прогнозування навантаження	21.01.24	01.03.24
3	Вибір оптимальної схеми	02.03.24	22.03.24
4	Методи та засоби обмеження струмів КЗ	23.03.24	15.04.24
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24
6	Економічна частина	02.05.24	12.05.24
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.24	21.05.24
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24
11	Захист МКР	За графіком	

Студент


(підпис)

Д. С. Москаль

Керівник роботи



В. О. Лесько

Анотація

Москалюк Д. С. "Техніко-економічне обґрунтування розвитку розподільних електричних мереж". Курсовий проект. – Вінниця: ВНТУ. – 2023. – 91 с. – Іл.: 12. – Табл. 23.

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

Summary

Results of technical and economic characteristics of the current-limiting device .

Accordingly, the work performed calculations performed current three-phase short circuit with current-limiting means.

Keywords: short-circuit, short-circuit current, optimization techniques short-circuit current, current limiting devices.

Moskaliuk D. S. " Feasibility study for the development of electrical distribution networks ". Course project. - Vinnytsia: VNTU. 2023 - 91 p. - Fig .: 12. - Table. 23.

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

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	9
1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі.....	10
1.2. Формування максимального графа електричної мережі.....	12
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	14
2.1. Лінеаризація цільової функції.....	14
2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	17
2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	22
2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	22
2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	25
2.3.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	27
2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	29
2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.....	31
2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій	31
2.5.2. Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	32
2.5.3. Оцінювання надійності схем підстанцій.....	33
2.6. Оцінювання балансу потужностей	37
2.6.1. Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	37
2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	39
2.7.1. Аналіз та виведення результатів розрахунків	39
2.7.2. Регулювання напруги у мережі.....	40
3 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	44
3.1. Класифікація засобів обмеження струмів короткого замикання	46
3.2. Обмеження струмів короткого замикання схемними рішеннями	47
3.3. Обмеження струмів короткого замикання оптимізацією мережі	48

3.4. Оптимізація струмів короткого замикання діленням мережі.....	50
3.5. Техніко-економічні характеристики струмообмежуючих пристроїв	55
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	87
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	ОШИБКА! З
5.1. Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	Ошибка! Закладка не определена.
5.2. Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	Ошибка! Закладка не опр
5.2.1. Мікроклімат	Ошибка! Закладка не определена.
5.2.2. Склад повітря робочої зони	Ошибка! Закладка не определена.
5.2.3. Виробниче освітлення	Ошибка! Закладка не определена.
5.2.4. Виробничий шум	Ошибка! Закладка не определена.
5.2.5. Виробничі вібрації.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.2.6. Пожежна безпека	Ошибка! Закладка не определена.
ВИСНОВКИ.....	124
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	126
ДОДАТОК А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	122
ДОДАТОК Б. Технічне завдання МКР.....	123
ДОДАТОК В. Результати розрахунку режиму.....	131
ДОДАТОК Г. Ілюстративна частина.....	153

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АРМ – Автоматизоване робоче місце

ДП – Диспетчерський пункт

ІЕП – Інтелектуальний електронний пристрій

КРП – Комплектні розподільні пристрої

ЛОМ – Локальні обчислювальні мережі

МП – Мікропроцесорний пристрій

ОІК – Оперативний інформаційний комплекс

ПА – Протиаварійна автоматика

ПЗВ – Пристрій захисного вимкнення

ПЗО – Пристрій зв'язку з об'єктом

ПТК – Програмно-технічний комплекс

РЗА – Релейний захист і автоматика

РЕМ – Районна електрична мережа

РПН – Регулювання під навантаженням

ВСТУП

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

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

При створенні детальних розрахункових режимів перспективного планування враховуються:

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

графіків або, принаймні, нерівномірності навантаження по регіонах;

- припущення щодо розвитку мереж.

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

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

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

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

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

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

Актуальність теми: Сьогоденний етап поширення вітчизняної енергетики, що обумовлений розвитком деяких енергосистем і об'єднанням їх в єдину енергетичну систему України, збільшенням прийнятих потужностей електростанцій і підстанцій, встановленням більш потужніших агрегатів (котел, генератор, трансформатор, турбіна), мереж високої напруги і т. п., спричинили багато серйозних проблем а саме зросла проблема обмеження струмів короткого замикання (КЗ) в електричних системах.

Інженеру-електрику доводиться з нею стикатися досить часто при виборі головних схем і схем власних потреб, при виборі провідників і електричних

апаратів, при визначенні вимог до конструкцій електричних машин, електричних апаратів, трансформаторів (автотрансформаторів), розподільних пристроїв, при плануванні електричних мереж, при розрахунках стійкості і надійності роботи енергосистем. Відповідно до цього є потреба пришвидшення науково-дослідних, дослідно-конструкторських, виробничо-технологічних, проектних робіт з даної проблеми. Потрібно проаналізувати даний матеріал по проектуванню та експлуатації енергосистем. Таким чином, щоб ми розробити і запровадити в енергосистемах найкращі засоби обмеження струмів КЗ, пред'явити методику прогнозування і скорочення струмів КЗ, а також методику вибору електроустаткування яке б повністю відповідало вимогам параметрів мережі і готовністю до блокування новоутворених пошкоджень в різних точках мережі.

Мета роботи: дослідити вплив різних технічних засобів на зниження струмів короткого замикання, а також надати необхідні розрахункові приклади для наглядної демонстрації обмеження коротких замикань.

Об'єкт: різноманітні струмообмежуючі пристрої, що застосовуються в системах для оптимізації струмів короткого замикання.

Задачі які плануються розв'язати:

- загальна класифікація методів і засобів обмеження струмів короткого замикання;
- загальна характеристика відомих технічних засобів обмеження струмів короткого замикання;
- розрахунок струмообмежуючого ефекту від застосування технічних засобів обмеження струмів короткого замикання;
- дослідження питань охорони праці з ціллю безпечної експлуатації об'єкта.

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

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

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

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

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

Після підстановки вхідних даних з табл. 1.1 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

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

звідки $a' = -2252,7$, $b' = 1,1636$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,1636T - 2252,7$$

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

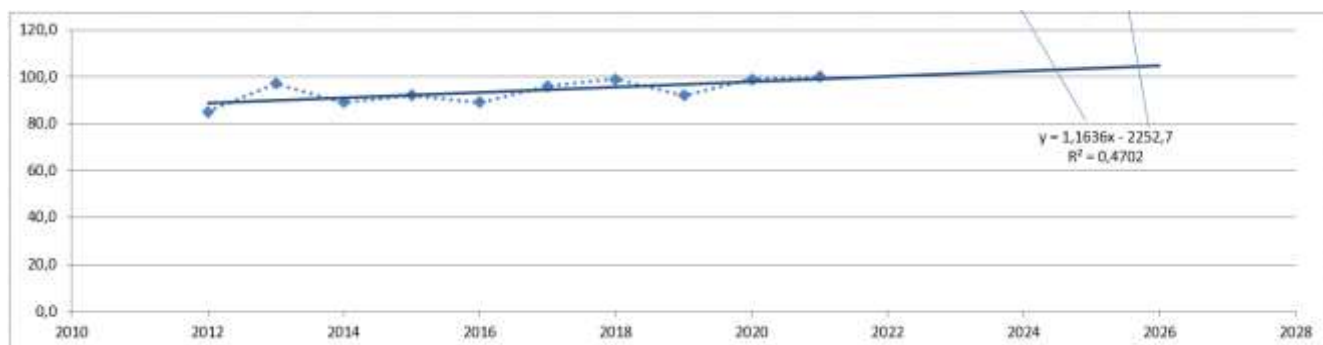


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 104,8 %, що на 4,8 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі

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

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

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

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

- в лініях електропередач – 1.52 МВт;
- в трансформаторах – 0.81 МВт з них холостого ходу 0.51 МВт та навантажувальні 0.30 МВт.

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

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

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	3	4	14	15
Напруга вузла, кВ	106,03	105,23	108,47	108,5

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином,

визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

1.2. Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

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

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 3 - Літин з рівнем напруги 106,03 кВ; вузол № 4 – Кожухів з рівнем напруги 105,23 кВ; вузол № 14 – Сосонка тяга з рівнем напруги 108,47 кВ; вузол № 15 – Калинівка з рівнем напруги 108,5 кВ.

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

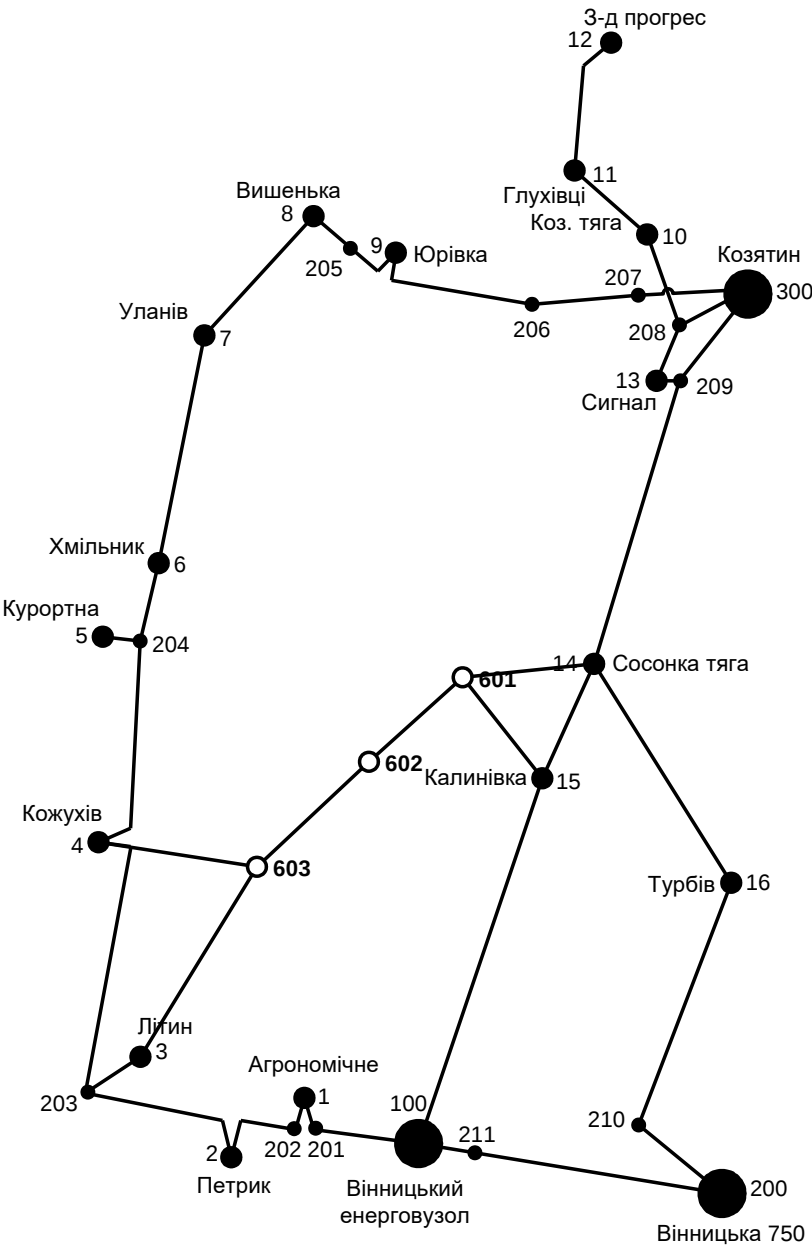


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

2.1. Лінеаризація цільової функції

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

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

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

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

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

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 год/рік для $T_{нб} = 5200$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції

дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Uном, кВ	Питомі капіталовкладення, 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
3	603	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	2,252	9037,8
4	603	1,8	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	1,621	6507,2
14	601	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	1,351	5422,7
15	601	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	1,351	5422,7
601	602	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	1,261	5061,2
602	603	1,8	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	1,621	6507,2

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. P, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2P), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2P), тис. грн
3-603	2,5	12,1	9142,3	9023,6	9287,4	8812,6	27,249	9142,3	9076,4	9208,3
4-603	1,8	12,1	6582,5	6497,0	6686,9	6345,1	19,619	6582,5	6535,0	6629,9
14-601	1,5	12,1	5485,4	5414,2	5572,4	5287,6	16,349	5485,4	5445,8	5525,0
15-601	1,5	12,1	5485,4	5414,2	5572,4	5287,6	16,349	5485,4	5445,8	5525,0
601-602	1,4	12,1	5119,7	5053,2	5200,9	4935,1	15,259	5119,7	5082,8	5156,6
602-603	1,8	12,1	6582,5	6497,0	6686,9	6345,1	19,619	6582,5	6535,0	6629,9

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

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

Задача лінійного програмування (2.4) за умов (2.5) на основі симплекс-методу (СМ) розв'язується в два етапи:

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

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

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.5) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.5) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (2.4) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.1.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах
	3-603	4-603	14-601	15-601	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	0	0	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,41
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	11,94
603	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	9,74
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0,00
Коефіцієнти цільової функції	244,4	471,3	771,2	445,8	211,4	385,6	514,1	514,1	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17990,832
Потужності ЛЕП	25,1255	0	0	18,99987	15,98896	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Постійні складові витрат	8812,609	0,000	0,000	5287,565	4935,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	19035,235
Змінні складові витрат	1421,642	0,000	0,000	487,768	322,396	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2231,805
Дискретизовані витрати, тис. грн																21267,040

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	3-603	4-603	14-601	15-601	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	0	0	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	13,41
602	0	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	11,94
603	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	9,74
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00
Коефіцієнти цільової функції	407,3	764,6	637,2	304,0	328,8	594,7	764,6	764,6	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0	15600,589
Потужності ЛЕП	9,742085	0	0	25,35037	11,94191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Постійні складові витрат	8812,609	0,000	0,000	5287,565	4935,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	19035,235
Змінні складові витрат	213,730	0,000	0,000	868,322	179,844	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1261,895
Дисконтовані витрати, тис. грн															20297,130

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	3-603	4-603	14-601	15-601	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	0	0	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	13,41
602	0	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	11,94
603	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	9,74
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00
Коефіцієнти цільової функції	926,5	764,6	637,2	242,8	428,3	594,7	764,6	764,6	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0	18719,463
Потужності ЛЕП	0	9,742085	0	25,35037	11,94191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Постійні складові витрат	0,000	6345,078	0,000	5287,565	4935,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	16567,705
Змінні складові витрат	0,000	153,885	0,000	868,322	179,844	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1202,051
Дисконтовані витрати, тис. грн															17759,756

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

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

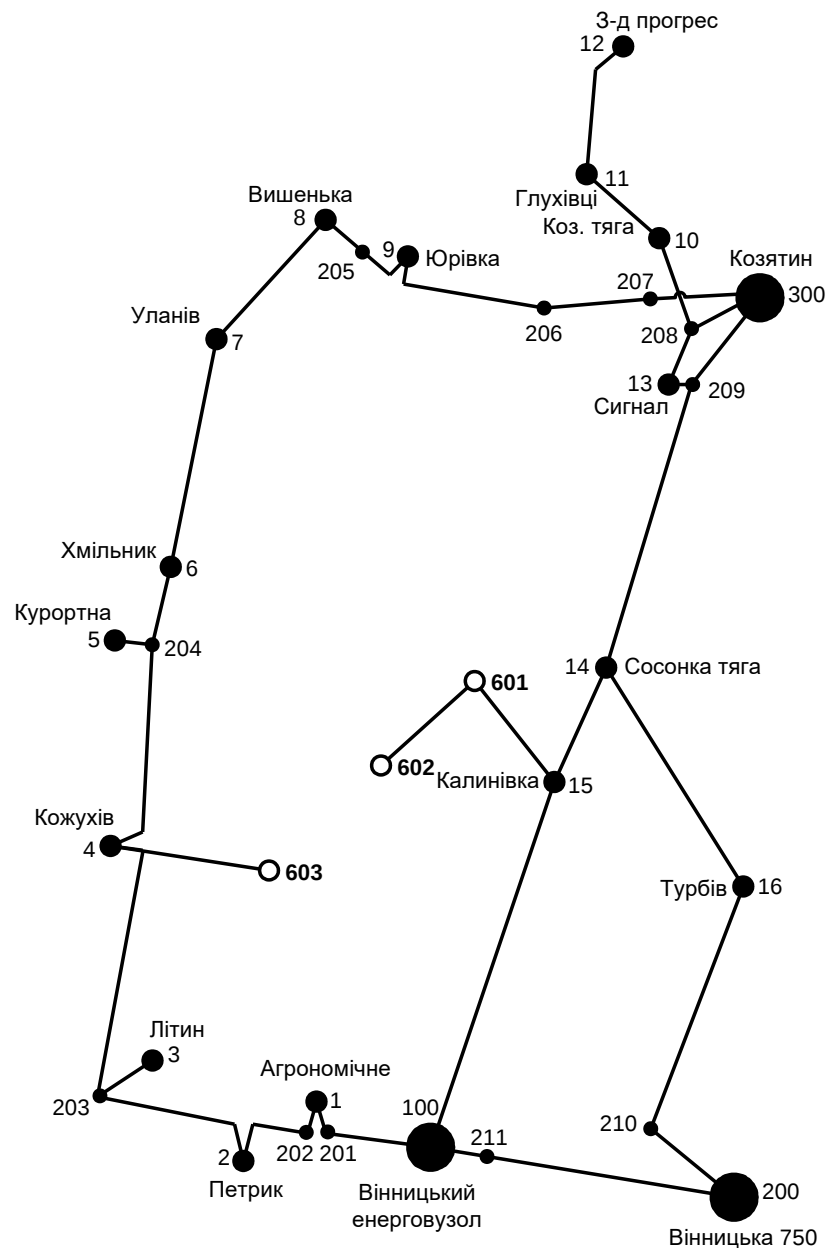


Рисунок 2.4 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткові ЛЕП між вузлами 602-603 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

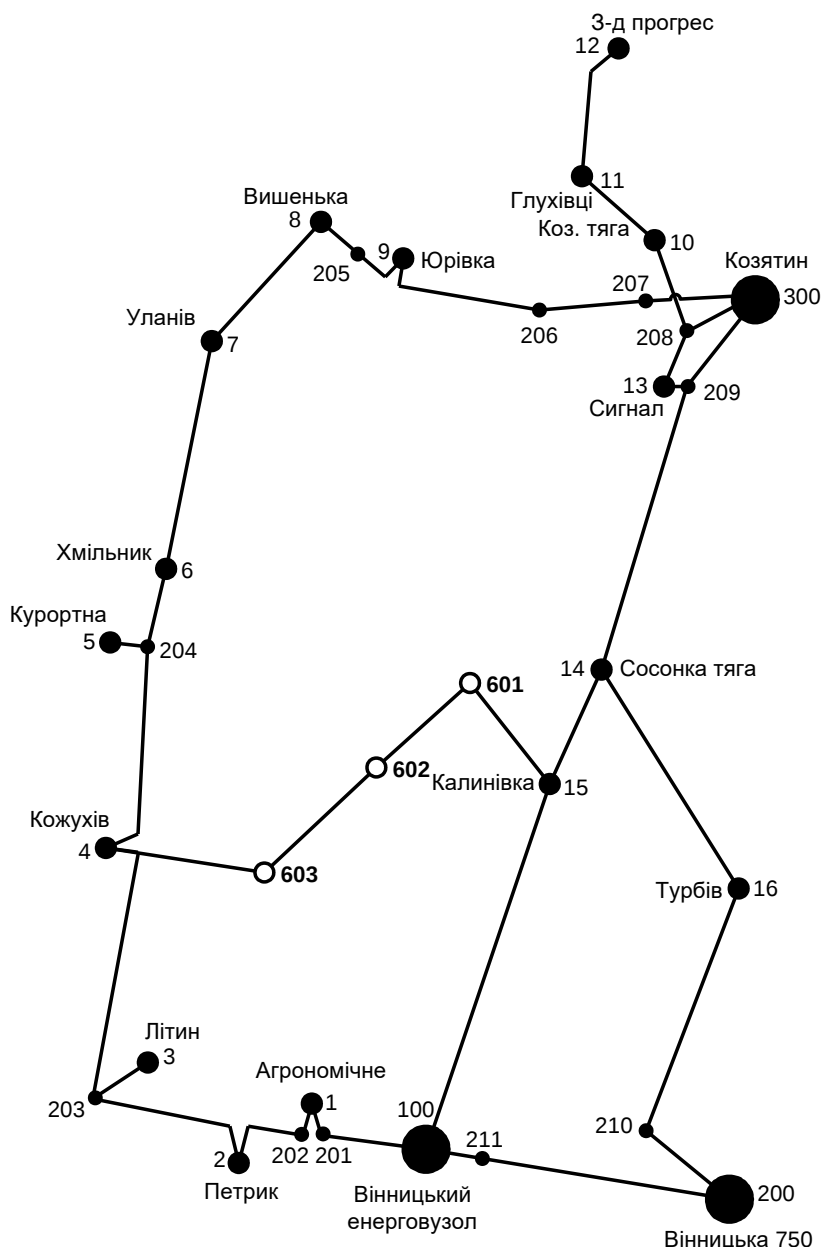


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 602-603 довжиною 12,6 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

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

2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 601, 602, 603). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 6 та 206 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.6)$$

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.7)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.6) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

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

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

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.8)$$

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

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

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (2.8).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.6), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною. Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.9)$$

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

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 601, 602, 603. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 15-601, 602-603 та 603-4. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{15-601} + \Delta L_{602-603} + \Delta L_{603-4} = 10,5 + 12,6 + 12,6 = 35,7 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.9) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.2.4.

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 601-602. Результати розрахунків подано в табл.2.5.

Таблиця 2.4 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	15-601	10,5	25,3	32,9	19111,14	58797,01	48997,5	48997,5
		601-602	9,8	11,9		17397,4			
		602-603	12,6	8,45		22288,47			
	2	15-601	10,5	25,3	32,9	19111,14	58822,73	49018,94	49018,94
		601-602	9,8	11,9		17397,4			
		603-4	12,6	9,7		22314,2			
	3	15-601	10,5	25,3	35,7	19111,14	63713,8	53094,84	53094,84
		602-603	12,6	8,45		22288,47			
		603-4	12,6	9,7		22314,2			
	4	601-602	9,8	11,9	35	17397,4	62000,07	51666,72	51666,72
		602-603	12,6	8,45		22288,47			
		603-4	12,6	9,7		22314,2			

Таблиця 2.5 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	603-4	12,6	9,7	12,6	17397,4	17397,4	12081,53	65176,36
	21	602-603	12,6	8,45	12,6	22288,47	22288,47	15478,1	64497,05
	31	601-602	9,8	11,9	9,8	22314,2	22314,2	15495,97	64493,48
	41	15-601	10,5	25,3	10,5	19111,14	19111,14	13271,62	64938,35

2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з табл. 2.5 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 31. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 31 приєднання підстанцій 601, 602, 603 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 2.6.

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

2.3.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.10)$$

$$I_{\text{розр}15-601} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{20.212}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 111.389 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}603-4} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5.596}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 30.837 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}601-602} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5.293}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 29.169 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}602-603} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7.152}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 39.417 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5200$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

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

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

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

1й – розрив лінії 15-601;

2й – розрив лінії 603-4;

3й – розрив лінії 15-601 та відсутня генерація на СЕС (603);

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

5й – розрив лінії 601-602;

6й – розрив лінії 602-603.

Отримані результати представлені у таблиці 2.6

Таблиця 2.6 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} ,А max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
15-601	0	89.1	0	149.2	82.9	149.9	151.2	390	106.9	АС-150/19
603-4	90.6	0	151.2	0	18.5	60.6			72.3	АС-150/19
601-602	82.9	18.5	83.1	67.3	0	67.7			63.3	АС-150/19
602-603	150.4	60.6	150.6	1.1	67.7	0			59.5	АС-150/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-150/19.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-150/19, було прийняте рішення використати провід АС-150/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{\max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{\max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.11)$$

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

Для 601 вузла згідно (2.11) маємо:

$$S_1 \geq \frac{12.8}{1.4 \cdot 0.89} = 10.273 \text{ МВА.}$$

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

У вузлах 602 та 603 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.7 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
601	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
602	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
603	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 згідно формули 2.12

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (2.12)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{11.543}{(2 - 1) \cdot 16} = 0.721 \leq 1.4 \quad K_{з2.па} = \frac{10.449}{(2 - 1) \cdot 10} = 1.045 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{11.753}{(2 - 1) \cdot 10} = 1.175 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 2.7.

2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

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

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

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

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

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

- ураховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 601, 602 та 603 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то

для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.7).

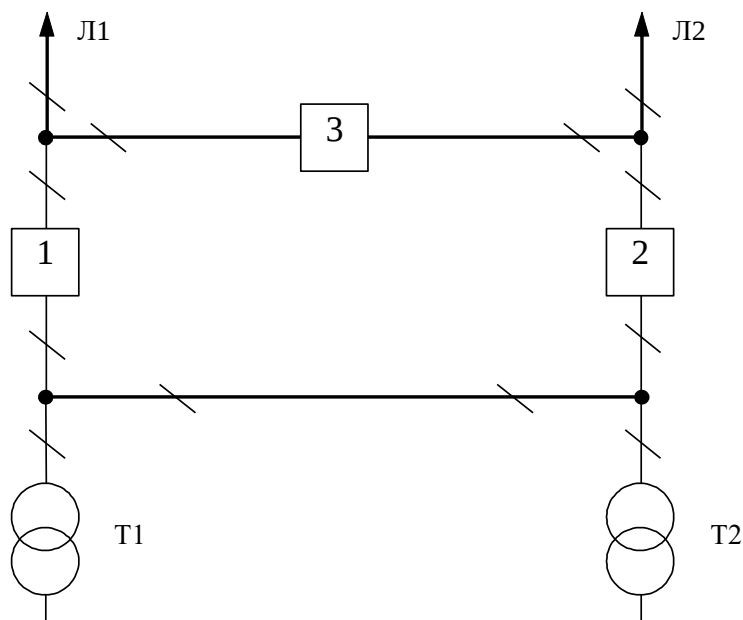


Рисунок 2.7 – Схема розподільного пристрою вузлів 601, 602 та 603

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

2.5.2. Вибір схеми відгалуджувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС Калинівка (вузол 15). Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалуджувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалуджувальної підстанції Калинівка (вузол 15) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин (рис 2.8).

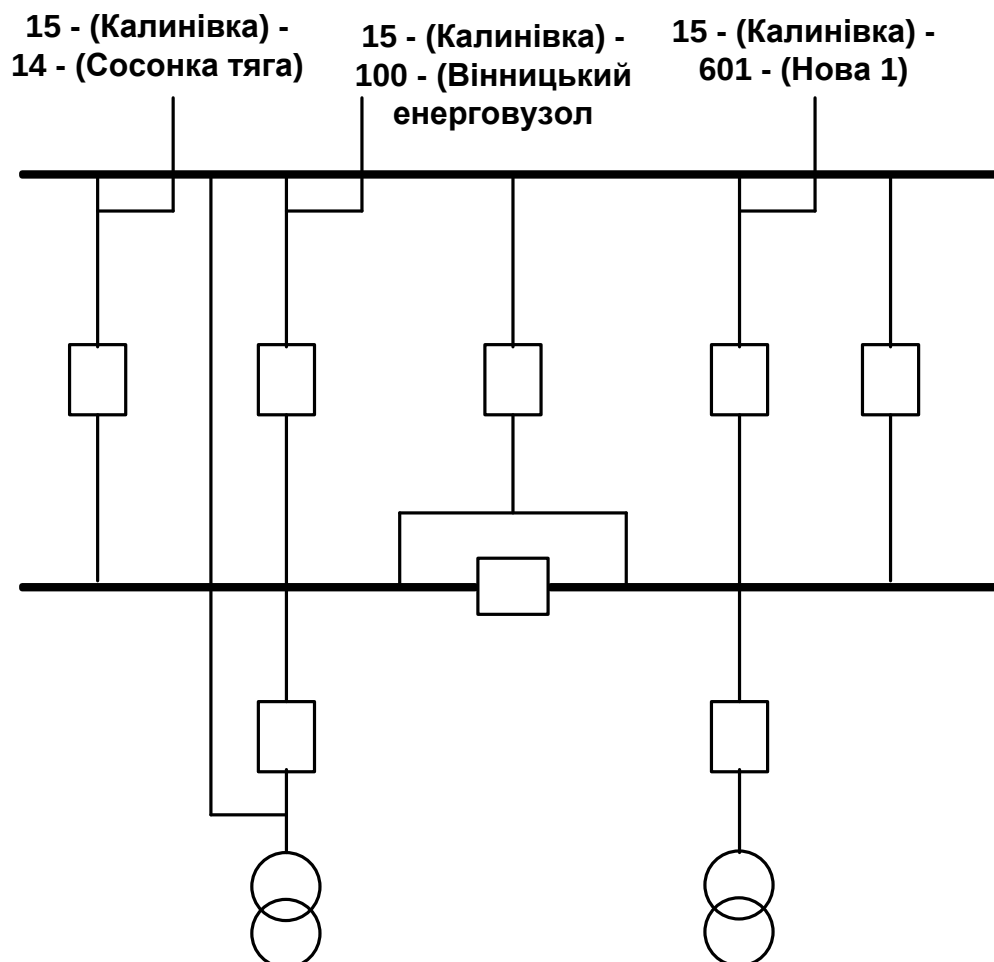


Рисунок 2.8 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Кожухів (вузол 4) , що є місцем з'єднання проводів АС-95 ліній «Літин - Хмільник» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Літин - Хмільник» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-3» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

2.5.3. Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою

елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми прохідної підстанції СЕС (вузол 603).

Показники надійності визначаються формалізованим методом В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_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_P (год.) [3, табл. 6.2].

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

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.13)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

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

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

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

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

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

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

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.8).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільного пристрою можна сформувати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 2.9).

Таблиця 2.8 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільного пристрою

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикамчі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_0=0,9985$	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(AT2,Л2)- 40		Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23		Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40		Л3, Л1, D(AT1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(AT1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)-23		Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л3-40	Л3 D(AT1,Л1), D(AT2,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(AT1,Л3) – 23	Л3,Л2,АТ2, D(AT1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(AT1, АТ2, Л3) - 40	Л3, Л2, D(AT1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 2.9 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

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 можна визначити як суму імовірностей розрахованих для різних подій, що призводять до нього.

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (2.14), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (2.15) та недовідпуск електроенергії (2.16).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 337$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (2.14)$$

$$M_{ЗБ} = 1731,4 \cdot 337 = 583481,8 \text{ (тис. грн.)}$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (2.15)$$

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

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум} \cdot W_{РІК} \quad (2.16)$$

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

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
101250	1731,4	583481,8

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

2.6. Оцінювання балансу потужностей

2.6.1. Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 601,602,603 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (2.17)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 24,2 + 0,05 \cdot 24,2 = 22,99 \text{ (МВт)},$$

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

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

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.18)$$

$$Q_{\Gamma} = 22,99 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 22,99 \cdot 0,34 = 7,817 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.19)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 15-601

$$Q_{\text{ЛЕП15-601}} = 107,23^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 10,5) = 0,344 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,344 + 0,318 + 0,408 + 0,409 = 1,479 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 9,42 = 8,949 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 8,949 = 0,895 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 8,949 + 0,895 - 7,817 - 1,479 = 0,548 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 8,949 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 0,548 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-600-200 УЗ на 600 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 602.

2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі

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

2.7.1. Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

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

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

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

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

2.7.2. Регулювання напруги у мережі

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

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

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 2.11).

Таблиця 2.11 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	101,46	96,22	106,67
602	101,31	96,06	106,54
603	101,44	96,18	106,67

Таблиця 2.12 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	7,87	6,63	9,27
602	8,47	7,44	8,71
603	7,79	6,49	9,01

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (2.20)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (2.21)$$

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

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

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}}. \quad (2.22)$$

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

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{\text{Тд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.23)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{\text{Тд}}$ за формулою (2.23) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.21) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{\text{Т601}} = \frac{((13,41) \cdot (4,38 / 2)) + ((6,87) \cdot (86,6 / 2))}{106,67} = 3,067 \text{ кВ}$$

За (2.22) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т601б}} = \frac{106,67 + 3,067}{10,5} = 10,451$$

Ближчий за табл. 2.13 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т601д}} = 10,451$, що відповідає 9-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.20).

$$U_{\text{НН701д}} = \frac{106,67 + 3,067}{10,451} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 2.13 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
601	3,067	10,451	10,5	9	10,455	0,09
602	2,396	10,375	10,5	9	10,455	0,096
603	3,614	10,503	10,5	8	10,611	0,093

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 601, 602, 603 (додаток В). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

3 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Підвищення рівня струму КЗ змушує підвищуватись вимоги електродинамічної і термічної стійкості елементів електротехнічних пристроїв енергосистем, а також комутаційної можливості електричних апаратів. Останнім часом стало вельми актуальним питання впливу струмів КЗ не тільки на жорсткі шини, кабелі і електричні апарати, але і на генератори, силові трансформатори, а також гнучкі провідники розподільних пристроїв. Відповідно до ПУЕ шини розподільчих пристроїв мають проходити перевірки на можливість схлестування або небезпечного зближення фазних струмопроводів за рахунок їх розкочування під дією електродинамічних сил при потужностях і струмах КЗ, рівна або більших вказаних:

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	110	150	220	330	500
$S_K^{(3)}, \text{млн. кВ} \cdot \text{А}$	4	6	8	12	18
$I_K^{(3)}, \text{кА}$	21	23	21	21	21

Підвищення рівня струму КЗ є майже основною причиною зменшення експлуатаційної надійності силових трансформаторів. Зауважимо, що більш ніж в 70% випадків пошкоджень трансформаторів стала їх невідповідна електродинамічна стійкість до крізних струмів КЗ.

З потребою зниження дії струмів КЗ у електроустаткуванні запропоновані і впровадженні різні засоби обмеження струмів КЗ. Відповідно до специфічності розвитку сучасних об'єднаних енергосистем, питання стійкості і надійності їх роботи, а також техніко-економічні характеристики розробляються і досліджуються принципово нові засоби струмообмеження, що дозволяють обмежити не тільки величину струму КЗ, але і його тривалість.

Вирішення вказаної задачі можливо:

- збільшенням швидкодії традиційної комутаційної апаратури;
- створенням і впровадженням нових швидкодіючих комутаційних апаратів, здатних протягом першого напівперіоду обмежити і відключити струм

КЗ;

Умови протікання, обмеження і відключення струму КЗ видно з рис. 1.1 при використанні в мережі чотирьохперіодних вимикачів струму КЗ в залежності від швидкодії релейного захисту відбувається в моменти А або А'. Впровадження двоперіодних вимикачів дозволяє відключити струм КЗ у моменти Б або Б'. Використання вимикачів з природною комутацією дозволяє відключити струм КЗ у момент В, тобто при першому переході струму через нуль. Як видно, перехід від чотирьох до двоперіодних, а потім і до синхронізованих вимикачів дозволяє понизити термічну дію струму КЗ на електроустаткування, але не обмежує максимальну електродинамічну дію, визначену ударним струмом; останній у вказаних випадках не обмежується.

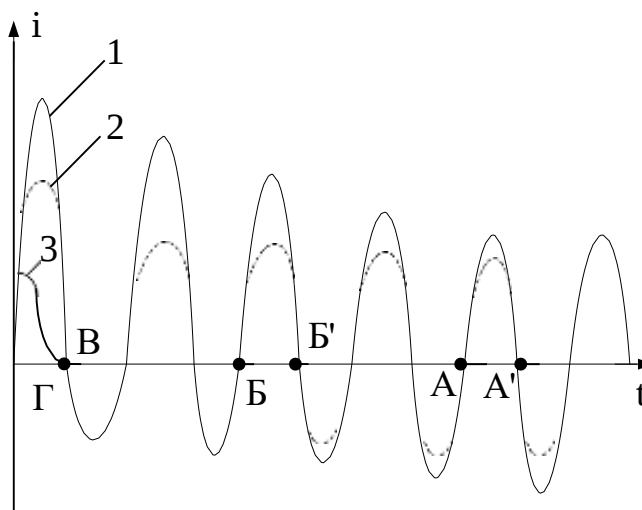


Рисунок 3.1 – Умови обмеження і відключення струму КЗ.

1- струм КЗ в ланцюзі; 2 - обмеження струму КЗ безінерційним СП; 3 - обмеження струму КЗ струмообмежуючим комутаційним апаратом

Електродинамічну дію струму КЗ можна знизити за рахунок використання струмообмежуючих комутаційних апаратів. Зазвичай це тиристорні вимикачі з примусовою комутацією, обмежувачі ударного струму вибухової дії і струмообмежуючі запобіжники. Робота даних апаратів дозволяє обмежити, а потім відключити струм КЗ у момент Γ (крива 3). Термічний і електродинамічний вплив струму КЗ можна знизити використанням безінерційних струмообмежуючих пристроїв (БСП), тобто реактори, резонансні

струмообмежуючі пристрої (крива 2) т.п. Зазвичай для пониження термічної дії струму КЗ і спрощення роботи комутаційної апаратури можуть використовуватись також інерційні струмообмежуючі пристрої, наприклад пристрій автоматичного ділення мережі або пристрій, що складається з реактора, нормально зашунтованого вимикачем.

Найбільше обмеження впливу струму КЗ досягається при роботі без інерційних струмообмежуючих комутаційних апаратів, проте дане вирішення задачі в даний момент гальмується або відсутністю вище згаданих апаратів потрібними параметрами і експлуатаційні характеристиками, або їх високою вартістю. Потрібні також розробки і зниження вартісних показників синхронізованих вимикачів і безінерційних струмообмежуючих пристроїв [3].

3.1. Класифікація засобів обмеження струмів короткого замикання

Як засоби обмеження струмів КЗ відповідно використовуються або можуть бути використані:

- пристрої автоматичного ділення мережі;
- струмообмежуючі реактори (некеровані і керовані, з лінійною або з нелінійною характеристикою);
- трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги;
- трансформатори з підвищеною напругою короткого замикання;
- безінерційні струмообмежуючі пристрої різного типу (резонансні, реакторно-вентильні, надпровідними елементами і т. п.);
- струмообмежуючі комутаційні апарати;
- струмообмежуючі резистори;
- вставки постійного струму;
- вставки змінного струму непромислової частоти;
- автотрансформатори, нормально виконані третинної обмотки, сполученої в трикутник;
- розземлення нейтралей частини трансформаторів;

- заземлення нейтралей частини трансформаторів і автотрансформаторів через реактори, резистори або струмообмежуючі пристрої;

- заміна на зв'язках розподільних пристроїв різної напруги автотрансформаторів трансформаторами;

- автоматичне розмикання в аварійних режимах третинних обмоток автотрансформаторів.

В залежності від місцевих умов, необхідного рівня обмеження струмів при різних видах КЗ, а також від техніко-економічних характеристик для обмеження струмів КЗ у окремих електроустановках або в конкретних мережах енергосистеми потрібні різноманітні засоби струмообмеження або їх комбінування що дає найбільший техніко-економічний ефект.

В наш час у вітчизняних енергосистемах для зниження струмів КЗ використовуються: стаціонарний і автоматичний поділ мережі, струмообмежуючі реактори, трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги, а також розземлення нейтралей частини силових трансформаторів. Інші засоби обмеження струмів КЗ стоять на стадії дослідження та проектування.

3.2. Обмеження струмів короткого замикання схемними рішеннями

Схемні рішення погоджуються на стадії проектування схем розвитку енергосистем, а також при проектуванні потужних електростанцій і схем розвитку мереж підвищеної напруги. Вони розглядають регулювання ступеня зв'язку або жорсткості електричних зв'язків між мережами. Схемні рішення полягають у виборі оптимальних (за поставлених умов і обмежень) схем видачі потужності електростанцій, структури і параметрів елементів мереж енергосистем.

Схемні рішення в перш за все стосуються принципових схем видачі потужності електростанцій, сьогодні у зв'язку з включенням в енергосистемах генераторів потужністю 300-1200 МВт і збільшенням одиничних потужностей електростанцій до 3600-6400 МВт відбувається перехід від схеми видачі потужності, показаної на рис 3.1,а, до схеми рис 3.1,б, а потім до схеми рис 3.1,е.

У схемі показаної на рис 3.1,а, характерній для ТЕЦ з генераторами потужністю 30-100 МВт, з'явилися вагомі труднощі з обмеженням струмів КЗ у мережах нижчої і середньої напруги. При схемі показаної нарис 3.1,б, характерній для блокових електростанцій з генераторами потужністю 100-300 МВт, найбільша відмітка рівня струмів КЗ спостерігається в мережі середньої напруги, менше в мережі вищої напруги; у мережі ж нижчої напруги рівень струмів КЗ стабілізується. При схемі, приведеній на рис 3.1,в, характерної для блокових електростанцій генераторами потужністю 500-1200 МВт, найбільше зростання рівня струму КЗ спостерігається в мережі вищої напруги (500-750 кВ), менше - в мережі середньої напруги і ще менше - в мережі нижчої напруги. Таким чином, регулювання схеми видачі потужності електростанцій впливає на темп зміни темпу зростання рівнів струмів КЗ у мережах різної напруги енергосистем.

При цьому в мережах нижчої напруги можуть бути створенні регіони із стабільним максимальним рівнем струмів КЗ

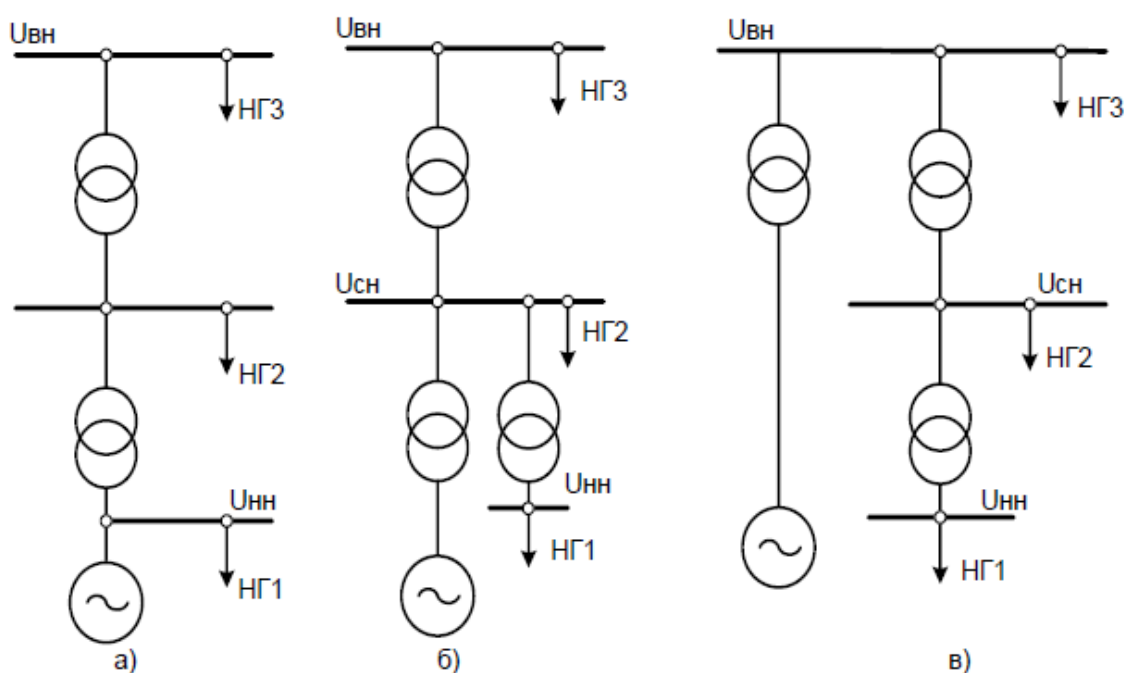


Рисунок 3.2 Принципові схеми видачі потужності електростанцій.

3.3. Обмеження струмів короткого замикання оптимізацією мережі

Дієвим схемним рішенням, що скорочує зростання рівнів струмів КЗ, є оптимізація структури мережі. Для кожної структури з урахуванням параметрів

елементів мережі за інших рівних умов (площа електропостачання, сумарне навантаження, підключена потужність генеруючих джерел) характерна величина максимального ступеня струмів КЗ, крива розподілу ступенів струмів КЗ по вузлах мережі і характер зростання рівнів струму КЗ при розвитку мережі. Схемні рішення можуть передбачати:

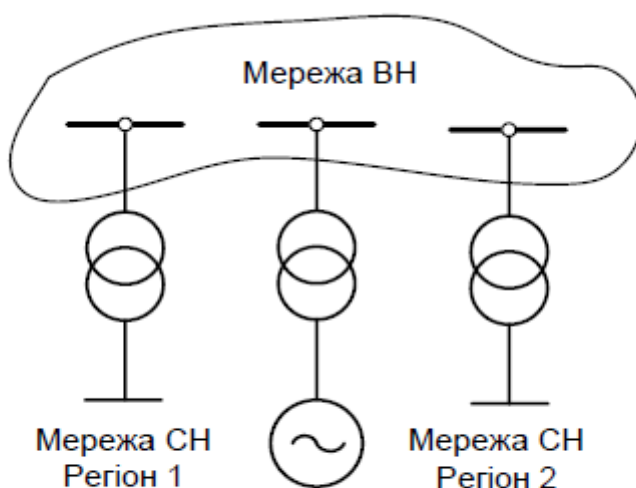
- виділення частини території мереж однієї напруги з'єднаних між собою тільки мережею підвищеної напруги (рис 2.2,а),- так зване периферійне або повздожнє розділення мереж;

- накладення мереж однієї напруги на площі нашого регіону із зв'язком цих мереж через мережу підвищеної напруги (рис 2.2,б) – тобто місцеве або поперечне розділення мереж. Отриманий результат дозволяє при великому зростанні навантаження мати мережі із стабільним максимальним рівнем струмів КЗ;

- розукрупнення електростанцій (по потужності);

- розукрупнення вузлів мережі (по потужності, що генерується), а саме розподіл розподільчих пристроїв підвищеної напруги на окремі частини із підтриманням паралельної роботи через вузлові підстанції мережі, а також перехід частини блоків електростанцій на мережу вищої напруги;

- використання схем подовжених блоків генератор - трансформатор - лінія.



а)

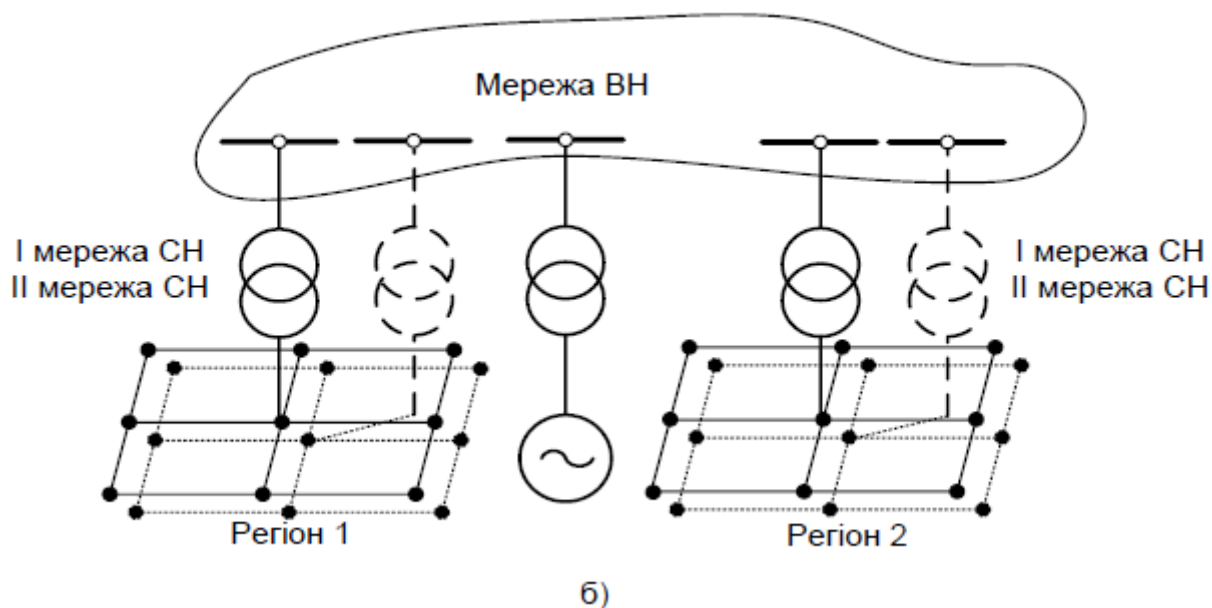


Рисунок 3.3 - Варіанти схемних рішень.

а - подовжнє розділення мережі; б - поперечне розділення мережі.

3.4. Оптимізація струмів короткого замикання діленням мережі

Здатність поділу мережі використовують в процесі експлуатації, коли необхідно скоротити збільшення рівнів струмів КЗ при розвитку енергосистем. Буває ділення мережі стаціонарне (СДМ) і автоматичне (АДМ). Стаціонарне ділення мережі - це поділ мережі в нормальному режимі, здійснюється з допомогою секційних, шиноз'єднаних або лінійних вимикачів електроустановок. У останньому варіанті ділення мережі пов'язане з відключенням роботивідповідних ліній електропередачі, тобто із заморожуванням капіталовкладень.

Стаціонарне ділення мережі проводять тоді, коли максимальний рівень струму КЗ у даній мережі або рівень струму КЗ у конкретному вузлі мережі перевищує допустимий з погляду параметрів встановленого устаткування. Зростання максимального рівня струму КЗ у мережі при цьому відбувається так, як показано на рис. 3.3,а, де показані зростання струму КЗ за наявності і відсутності ділення мережі, зростання числа точки ділення мережі, а також допустимі в даній мережі по параметрах устаткування граничні рівні струму КЗ. Рівень *Б*, вищий, ніж рівень *А*, обумовлений заміною або модернізацією під часі

устаткування мережі. На рис. 3.3,б показане зростання рівнів струмів (трифазного і однофазного КЗ у мережах 100 і 220 кВ) однієї з енергосистем без ділення (1) і після ділення (2). Як видно, прийняте ділення мережі дозволило понизити максимальний рівень струму трифазного КЗ.

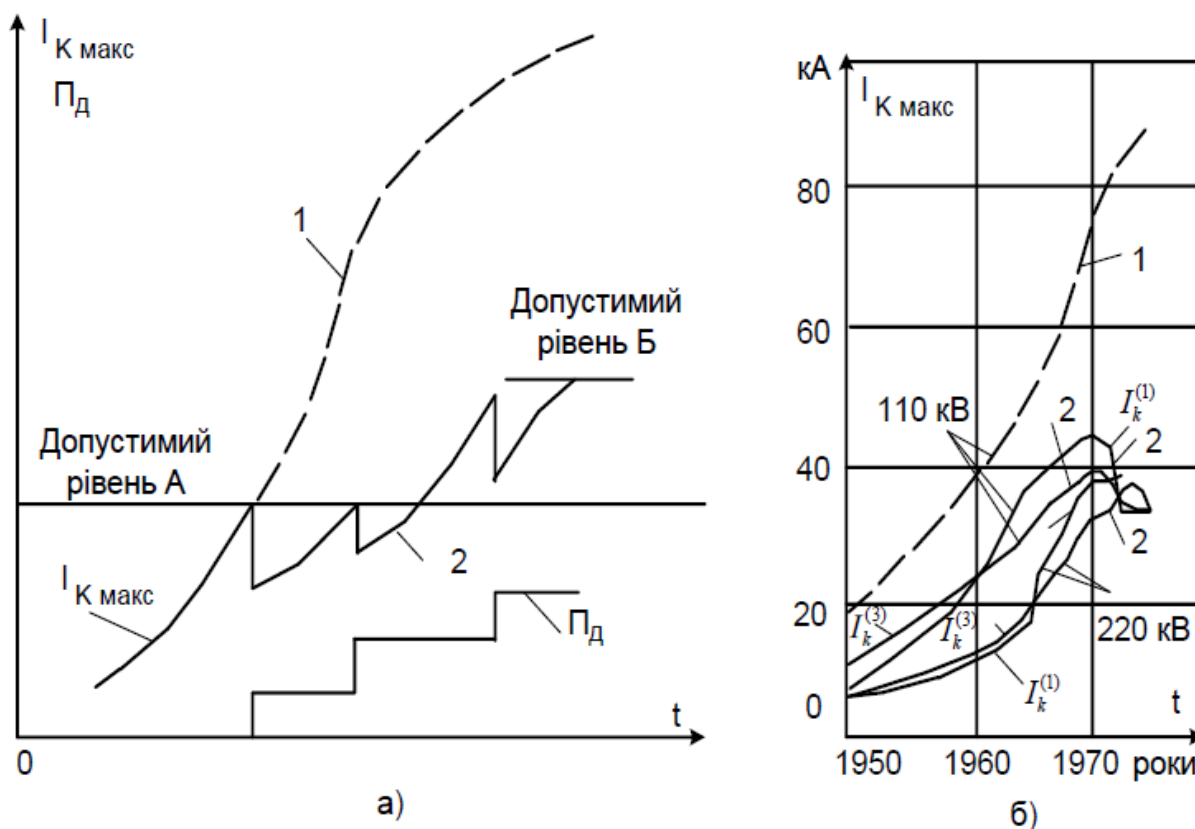


Рисунок 3.4 Динаміка зміни максимальних рівнів струмів КЗ в мережах при стаціонарних діленнях мережі.

а – принципові характеристики;

б – зміни максимальних рівнів струмів КЗ в мережах 110-220 кВ системи;

1 – без ділення; 2 – з діленням.

На підстанціях і електростанціях, що мають розподільні пристрої генераторної напруги, ділення мережі може здійснюватися як на вищому, так і на нижчій напрузі. Це залежить від того, в мережі якої напруги потрібно понизити рівень струму КЗ.

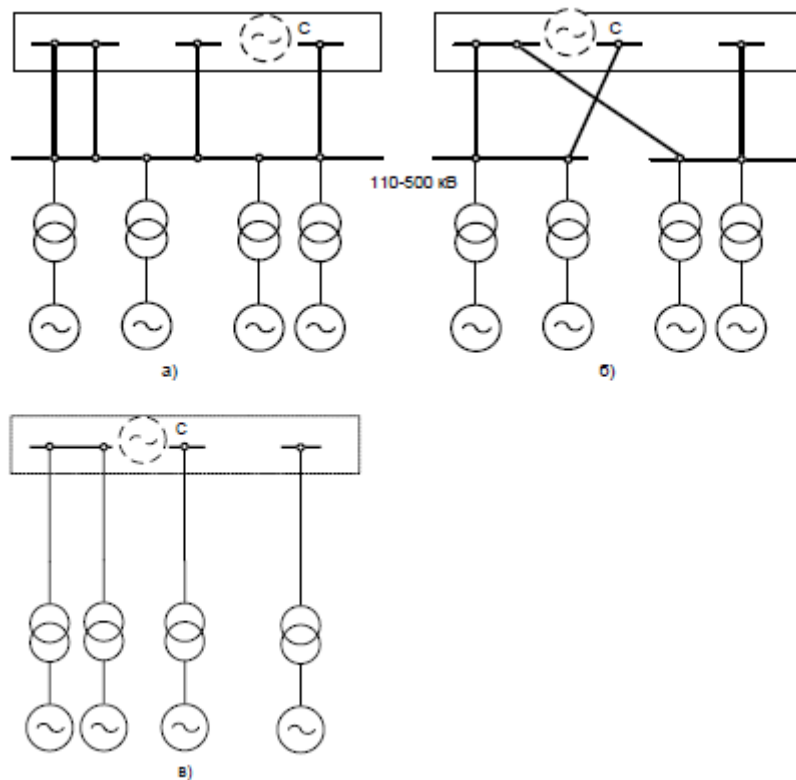


Рисунок 3.5 Ділення мережі на електростанції з одним РП підвищеної напруги.

а - початкова схема;

б - ділення розподільчих пристроїв на дві частини;

в - схема з подовженими блоками.

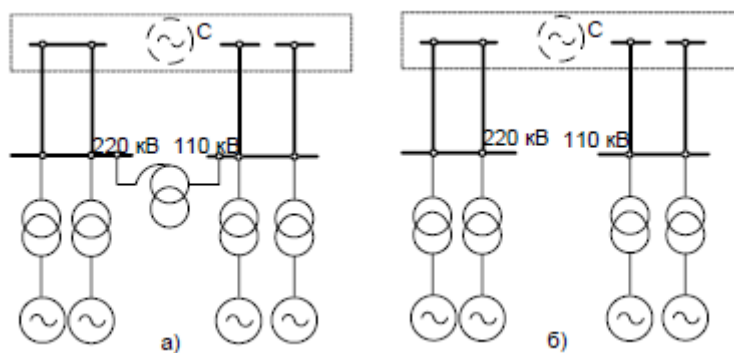


Рисунок 3.6 Ділення мережі на електростанції з двома РП підвищеної напруги.

а - початкова схема;

б - розрив автотрансформаторного зв'язку між розподільчими пристроями двох підвищених напруг.

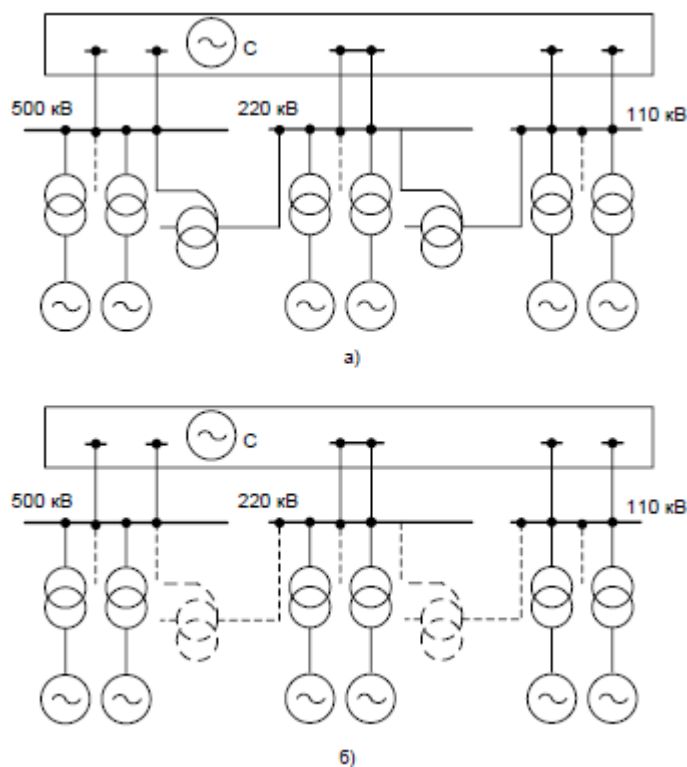


Рисунок 3.7 Ділення мережі на електростанції з двома РП підвищеної напруги.

а - початкова схема;

б - розрив автотрансформаторного зв'язку між двома або трьома розподільчими пристроями підвищених напруг.

На блокових електростанціях ділення мережі здійснюють в розподільчих пристроях підвищеної напруги. Залежно від необхідного ступеня струмообмеження приймають той або інший варіант ділення мережі. На рис. 2.4 – 2.6 приведені можливі варіанти ділення мережі блокових на електростанціях, що мають відповідно одне, два і три розподільчих пристроїв підвищених напруг. На схемі рис. 3.4,б показано ділення розподільчих пристроїв, рис. 3.4,а на дві частини, а на рис. 3.4,в - схема подовженими блоками. На рис. 3.5,б показано ділення мережі шляхом розриву автотрансформаторних зв'язків між розподільчими пристроями двох підвищених напруг. На рис. 3.6,б показане ділення мережі шляхом розриву автотрансформаторних зв'язків двома або трьома розподільчими пристроями підвищених напруг. Слід зазначити, що ділення мережі робить істотний вплив на режими, стійкість і надійність роботи

електростанцій і енергосистем, а також на втрати потужності і енергії в мережах. Це повинно бути ретельно проаналізовано при виборі варіанту ділення мережі.

Звичайно АДМ здійснюється в аварійному режимі з ланцюгом полегшити роботу комутаційних апаратів при відключенні ними пошкодженого ланцюга (на секційних або шино з'єднаних вимикачах, рідше на вимикачах потужних приєднань).

При автоматичному діленні мережі відключається значно менший струм, ніж повний струм КЗ у пошкодженому ланцюзі. Тому ця операція не зустрічає перешкод. Проте вся система каскадного відключення струмів КЗ із застосуванням пристроїв АДМ має ряд недоліків:

- потрібний, щоб вимикачі приєднань були здатні витримати повний крізний струм КЗ і включитися без пошкодження на КЗ у своєму ланцюзі. Це вимагає зміни координації номінальних параметрів вимикачів відповідно до

$$I_{пр.с} = I_{вкл.ном} \approx 1,4I_{відкл.ном} ;$$

$$i_{пр.с} = i_{вкл.ном} \approx 4I_{відкл.ном} ;$$

- в результаті ділення можливо поява в післяаварійному режимі істотного небалансу потужностей джерел і навантаження в частинах мережі, що розділилися, що впливає на стійкість роботи енергосистеми;

- час відновлення нормального режиму досить значний і досягає 5-10 с.

В цілому пристрої АДМ відносно дешеві, прості і надійні. Тому вони знайшли широке застосування в енергосистемах.[4]

3.5. Техніко-економічні характеристики струмообмежуючих пристроїв

Можлива за сучасними уявленнями область застосування різних методів і засобів обмеження струмів КЗ у мережах вказана в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Методи та засоби обмеження струмів КЗ.

Метод чи засіб струмообмеження	Номінальна напруга мережі, кВ										
	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750	1150
Схемні рішення	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Ділення мережі	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Вимикачі синхронізовані	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+
Вимикачі тиристорні	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обмежувачі ударного струму	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-
Плавкі запобіжники	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-
Реактори	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-
Керуючі реактори	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Трансформатори з розщепленою обмоткою	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-
Автотрансформатори з розщепленою обмоткою	-	-	-	-	-	+	+	+	+	-	-
Резонансні струмообмежуючі пристрої	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Трансформаторні струмообмежуючі пристрої	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+
Реакторно-вентельніструмообмежуючі пристрої	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Струмообмежуючі пристрої з сверхпроводками	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-
Вставки постійного струму	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+
Вставки змінного струму непромислової частоти	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	-
Часткове розземлення нейтралей трансформаторів	-	-	-	-	+	+	+	-	-	-	-
Включення в нейтраль трансформаторів резисторів	-	-	-	-	+	+	+	-	-	-	-
Включення в нейтраль трансформаторів реакторів	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-

Включення в нейтраль трансформаторів насичених реакторів	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-
Продовження Таблиці 6.1											
Включення в нейтраль трансформаторів комплексних нелінійних опорів	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-
Заміна автотрансформаторів на трансформатори	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
Розмикання третинної обмотки автотрансформаторів	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
Виключення третинної обмотки автотрансформаторів	-	-	-	-	-	+	+	+	+	-	-
Розмикання нейтралей автотрансформаторів	-	-	-	-	-	(+)	(+)	-	-	-	-

Зіставлення різних типів струмообмежуючих пристроїв може проводитися за вартістю (одноразовим капіталовкладенням), розрахункової вартості з урахуванням витрат на транспорт, монтаж і будівельну частину електроустановки, а також за приведеними витратами.

Вибір оптимального ступеня струмообмеження проводиться шляхом мінімізації функції приведених витрат з урахуванням техніко-економічних параметрів не тільки даного струмообмежуючого пристрою, але і інших елементів електроустановки (вимикачів, роз'єднувачів, провідників, трансформаторів струму і т. п.), що змінюють свої технічні параметри при різному рівні струмів КЗ.

При оцінці техніко-економічних розрахунках зручно користуватися питомими вартостями елементів струмообмежуючих пристроїв.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

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

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт·год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (3633 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: Калинівка (вузол 15) – 601, 602 – 603 та 603 – Кожухів (вузол 4);
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 601, 602 та 603;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Калинівка (вузол 15).

На другому році:

- будівництво лінії електропередачі: 601-602;
- спорудження відгалуджувальної опори в ПЛ «Літин - Хмільник».

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 4.1–4.4.

Таблиця 4.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового 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. 4.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

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. 4.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

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

Таблиця 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 4.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення 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. 4.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	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 резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Таблиця 4.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	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 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		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	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. 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	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 резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	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						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 164 562,659 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ «Кожухів - Уланів» (вузол 6):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100

Загальна кошторисна вартість	586,23
------------------------------	--------

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

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 35,7 = 41\,316,812 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 9,8 = 11\,341,87 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 164\,562,659 + 41\,316,812 = 205\,879,471 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 586,23 + 11\,341,87 = 11\,928,1 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_{\text{л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{л}}\%)/100; \quad (4.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\text{п}} = (K_{\text{п/ст}} \cdot P_{\text{п}}\%)/100; \quad (4.10)$$

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

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

$$B_{\text{л1}} = (41\,316,812 \cdot 0,3)/100 = 123,95 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{л2}} = (11\,928,1 \cdot 0,3)/100 = 34,026 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{п1}} = (164\,562,659 \cdot 3)/100 = 4936,88 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{п2}} = (586,23 \cdot 3)/100 = 17,587 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.6:

Таблиця 4.6 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 15-601, 602-603, 603-4 П/ст: 601, 602, 603	+420	-	2,74
2	ЛЕП:601-602,	+270	-10	2,59

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 123,95 + 4936,88 + 2,74 \cdot 1,65 = 5065,351 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 34,026 + 17,587 + 2,59 \cdot 1,65 = 55,886 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 46,9 \cdot 5200 = 243880 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 11,9 \cdot 5200 = 61880 \text{ МВт·год.}$$

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

$$П_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 243880 - 5065,351 = 43222,889 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 61880 - 55,886 = 12196,354 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,247$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,247 = 4 \text{ роки.}$$

Таблиця 4.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	55,35
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	305 760
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	217 807,571
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	4
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,59
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,24
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	646,53
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	7,99

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (4) підтверджують ефективність.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Цей розділ магістерської роботи присвячений дотриманню вимог охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях в умовах експлуатації електричних мереж з обмеженням струмів короткого замикання. Під час експлуатації електричних мереж, згідно [1, 2], на електротехнічний персонал впливають такі шкідливі виробничі фактори: фізичні, хімічні та трудового процесу:

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

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил).

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

5.1 Технічні рішення з безпечної організації будівельно-монтажних робіт

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Працівники, які обслуговують електроустановки, повинні вивчити ці Правила відповідно до вимог своєї посади або роботи, яку вони виконують, пройти навчання безпечним прийомам праці на робочому місці під керівництвом досвідченого працівника, перевірку знань та присвоєння групи з електробезпеки

(далі - групи) відповідно до додатка 1 до цих Правил. Працівнику, який пройшов перевірку знань цих Правил, видається посвідчення встановленої форми, яке він повинен мати при собі під час виконання робіт.

Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці. Працівники, які виконують роботи, зазначені у ДНАОП 0.00-8.02-93 "Перелік робіт з підвищеною небезпекою", повинні мати відповідний запис у посвідченні про перевірку знань. Забороняється допуск працівників, молодших 18 років, до робіт, зазначених у ДНАОП 0.03-8.07-94 "Перелік важких робіт і робіт зі шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх".

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

В електроустановках понад 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, а також старші в зміні повинні мати групу IV, решта - групу III. В електроустановках до 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, повинні мати групу III.

Забороняється в електроустановках наближення людей, механізмів та вантажопідіймальних машин до неогороджених струмовідних частин, що перебувають під напругою, на відстань, меншу 0.6 – 2.5 м в залежності від напруги (0.4 – 330 кВ). Виняток становлять роботи з використанням електрозахисних засобів.

Для убезпечення робіт, що їх провадять в колах вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту, всі вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму і напруги слід постійно заземлювати.

За необхідності розриву кола струму вимірювальних приладів і реле кола вторинної обмотки трансформатора струму попередньо закорочується на спеціально призначених для цього затискачах.

Розривати кола, підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, забороняється. За необхідності розриву цих кіл вони мають бути попередньо замкнуті перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (рахуючи від трансформатора струму). Під час встановлення перемички слід застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до їх вторинних обмоток, слід виконувати такі заходи безпеки: зажими вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що до них підключаються, мають бути замкнені накоротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформатора струму закоротку слід переносити на найближчу збірку затискачів і знімати тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл; під час перевірки полярності до подавання імпульсів струму в первинну обмотку прилади слід приєднувати до затискачів вторинної обмотки. Забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмовідні під час монтажних та зварювальних робіт.

Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗАіТ) проводиться за виконавчими схемами. Під час робіт в пристроях РЗАіТ слід користуватися слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

Під час перевірки кіл вимірювання, сигналізації, керування і захисту за необхідності в приміщенні електроустановок напругою понад 1000 В дозволяється залишатися одному члену бригади за умовами роботи (наприклад, регулювання вимикачів, перевірка ізоляції); працівник, який перебуває окремо від керівника робіт, повинен мати групу III. Під час робіт в колах трансформаторів напруги з подачею напруги від стороннього джерела знімаються запобіжники з боку вищої і нижчої напруги, а також відключаються автомати від вторинних

обмоток. За необхідності проведення будь-яких робіт в колах чи на апаратурі РЗАіТ за умови ввімкненого основного обладнання слід вжити додаткових заходів щодо запобігання його випадковому відключенню.

Забороняється на панелях або поблизу місця розміщення релейної апаратури провадити роботи, які викликають сильний струс релейної апаратури, що може спричинити до помилкових дій реле.

Перемикання, вмикання і вимикання вимикачів, роз'єднувачів та іншої комутаційної апаратури, пускання і зупинення агрегатів, регулювання режиму їх роботи, необхідні під час налагодження або перевірки пристроїв РЗАіТ, провадять тільки оперативні працівники.

Записувати покази електрولیчильників та інших вимірювальних приладів, встановлених на щитах керування і в РУ, дозволяється:

- одноособово працівникам з групою II за наявності місцевих оперативних працівників (з чергуванням двох осіб) і з групою III — без місцевих оперативних працівників;
- працівникам інших організацій з групою III у супроводі місцевого оперативного працівника.

Приєднання вимірювальних приладів, встановлення і зняття електрولیчильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і напруги.

5.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

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

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;
- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

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

накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

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

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 5.1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочих місцях передбачається [7]:

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву,
- провітрювання приміщень.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м [6]. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [7]: провітрювання приміщень; цілісність конструкції кабін будівельної техніки та вікон для перешкодження попадання пилу в кабінні під час роботи; встановлення пиловловлюючих засобів.

5.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці працівника.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [8] розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень, що будуються

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природнє Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Для забезпечення нормативних значень освітлення передбачено:

- використання додаткового штучного освітлення, а саме світлодіодних ламп;
- необхідна кількість природного світла (великі вікна);
- для підтримки постійної освітленості повинно бути організовано систематичне, не рідше двох разів на місяць, очищення арматури світильників і ламп від пилу та бруду, а в приміщеннях із значним виділенням пилу, диму та кіптяви - не рідше чотирьох разів на місяць згідно з графіком.

5.2.4 Виробничий шум

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

Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в приміщеннях об'єктів будівництва наведено в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

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

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні. Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).

- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

5.2.5 Виробничі вібрації

Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці). Допустимі рівні загальної вібрації на робочих місцях приймаються за вимогами ДСН 32.23-85 [10] і наведені в таблиці 5.5.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій.

Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

Таблиця 5.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

5.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [1]. Робота електротехнічного персоналу потребує великих фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кГ/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кГ/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кГ – до 30 кГ; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 40000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кГ/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу зміни;нахил тулуба: вимушені нахили

протягом зміни – 51-100 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності

Сенсорні навантаження: зосередження (%за зміну) - більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) - більше 300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

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

Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Радіаційний захист

5.3.1 Дія радіації на людину

Список використаної літератури

1. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

2. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів

будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

3. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

4. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

5. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

6. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

7. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

8. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

9. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

10. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

11. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

5.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі АТ “Вінницяобленерго” в умовах дії загрозливих чинників у надзвичайній ситуації

Згідно державного класифікатора НС ДК019:2010: 203.3.1. НС пов'язана з сильним вітром (швидкість вітру 25 м/с і більше), охоплюючи шквали та смерчі, а 203.3.3.

Надзвичайні ситуації природного характеру формуються внаслідок таких природних явищ, як повені, землетруси, посухи тощо. Загалом надзвичайні ситуації розрізняють за конкретними природними явищами, що викликають ці ситуації. До них належать великі повені, катастрофічні затоплення, землетруси та зсувні процеси, лісові та польові пожежі, великі снігопади та ожеледі, урагани, смерчі та шквальні вітри тощо.

Стійкість об'єктів електроенергетики у надзвичайних ситуаціях є важливою в мирний і в воєнний час з точки зору промислового комплексу і з точки зору стійкості людей. Однією із найнебезпечніших НС для людства і навколишнього середовища є радіоактивне забруднення. В електроустановках радіація викликає зворотні і незворотні процеси, внаслідок яких можуть бути пошкодження роботи елементів схеми, що призводить до пошкодження електроустановки в цілому.

Лінії електропередачі — це обладнання відкритого типу постійно зазнає впливу кліматичних факторів і дуже уразливі при екстремальних природних явищах. Тому для забезпечення надійної роботи ПЛ необхідно забезпечувати її захист різними пристроями в залежності від виду кліматичних впливів.

До небезпечних метеорологічних явищ, відноситься спека, сильний вітер, смерч, пилова буря, град, злива, ожеледь, хуртовина, мороз.

Дія вітру приводить до появи додаткової горизонтальної сили, отже, до додаткової механічного навантаження на дроти, троси і опори. При цьому збільшуються тяжіння проводів і тросів і механічні напруги їх матеріалу. З'являються також додаткові згинальні зусилля на опори.

5.4.1 Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі АТ “Вінницяобленерго” в умовах дії буревію

Буревій - вітер руйнівної сили і тривалий в часі, швидкість якого понад 30 м/сек (по шкалі Бофорта - 12 балів).

Повітряні лінії електропередачі і відкриті електричні підстанції проектують з урахуванням вітрових навантажень.

При обтіканні проводів потоком повітря, спрямованим поперек осі лінії або під деяким кутом до цієї осі, з підвітряного боку проводу виникають завихрення. Періодично відбуваються відриви вітру від проводу та утворення вихорів протилежного напрямку. При збігу частоти утворення вихорів з однією з частот власних коливань натягнутого проводу останній починає коливатися у вертикальній площині. При цьому одні точки найбільше відхиляються від положення рівноваги, утворюючи пучність хвилі, а інші - залишаються на місці, утворюючи так звані вузли. Коливання проводів та грозозахисних тросів з амплітудою, що не перевищує 0,005 довжини напівхвилі або двох діаметрів дроту, називаються вібрацією.

Вібрація проводів виникає при швидкостях вітру 0,6-0,8 м/с; при збільшенні швидкості вітру збільшуються частота вібрації і число хвиль в прольоті, при швидкості вітру понад 5-8 м/с амплітуди вібрації настільки малі, що не є небезпечні для проводу .

Небезпека вібрації полягає в обривах окремих проводів на ділянках їх виходу з затискачів. Ці обриви відбуваються внаслідок того, що змінні напруги від періодичних вигинів проводів у результаті вібрації накладаються на основні розтягують напруги в підвішеному проводі. Якщо останні напруги невеликі, то сумарні напруги не досягають межі, при якому відбувається руйнування проводів.

Вібрація проводів спостерігається, як правило, в прольотах довжиною більше 120 м і посилюється зі збільшенням прольотів. Особливо небезпечна вібрація на переходах через річки та водні простори з прольотами завдовжки більше 500 м.

5.4.2 Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі АТ “Вінницяобленерго” в умовах дії ЕМІ

При дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі проводиться аналіз і дослідження стійкості роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електротехнічної і електронної

апаратури, кабельних і повітряних ліній може бути досягнуто при наявності високого перехідного затухання між джерелом перешкод і колами.

За критерій стійкості вибираємо коефіцієнт безпеки [25]:

$$K_{\bar{\sigma}_{(B,r)}} = 20 \cdot \lg \left(\frac{U_{\text{доп}}}{U_{(B,r)}} \right) \geq 40 \text{ (дБ)}, \quad (5.3)$$

де $U_{\text{доп}}$ – допустима напруга живлення;

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot n = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)},$$

де $U_{\text{ж}}$ – допустиме коливання напруги .

Горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_{\text{Вмакс}} = 11,77 \text{ (В/м)}.$$

Максимальна довжина струмопровідних частин (в горизонтальних і вертикальних частинах) на кожній ділянці: $l_{\text{В}} = 1,6 \text{ (м)}$, $l_{\Gamma} = 2,1 \text{ (м)}$.

Визначаємо горизонтальну і вертикальну напругу наводки на струмоведучих частинах та коефіцієнти :

$$\text{Процесорний блок: } U_{\text{В}} = E_{\Gamma} \cdot l_{\text{В}} = 11,77 \cdot 0,8 = 9,416 \text{ (В)},$$

$$U_{\Gamma} = E_{\text{В}} \cdot l_{\Gamma} = 11,77 \cdot 0,3 = 3,531 \text{ (кВ)}.$$

$$K_{\bar{\sigma}_{\text{В}}} = 20 \cdot \lg \left(\frac{12,6}{9,416} \right) = 2,363 \text{ (дБ)},$$

$$K_{\bar{\sigma}_{\Gamma}} = 20 \cdot \lg \left(\frac{12,6}{3513} \right) = -49,119 \text{ (дБ)}.$$

Для всіх інших блоків розрахунок проводиться аналогічно і результати заносимо в таблицю 5.3

Таблиця 5.3 – Дані розрахунку по різним блокам фрагменту ЕМ

№	Елемент РЗА	L _Г , (м)	L _В , (м)	К _{БВ} ,(дБ)	К _{БГ} ,(дБ)	Стан об'єкта
1	Процесорний блок	0,3	0,8	2,363	-49,119	не стійкий
2	Блок живлення	0,2	1,1	-0,404	-45,597	не стійкий
3	Блок відображення	0,35	0,2	14,403	-50,458	не стійкий
4	МПК	0,12	0,36	9,298	-41,16	не стійкий
5	Блок пам'яті	1,9	1,4	-2,499	-65,151	не стійкий
6	Блок прийому і передачі	1,2	0,95	0,869	-61,16	не стійкий
7	Оптична система	0,41	1,3	-1,855	-51,835	не стійкий
8	Диференціальний захист підстанцій та РП	0,24	0,42	7,36	-47,18	не стійкий
9	МСЗ(максимальний струмовий захист) підстанцій та РП	0,36	0,63	4,437	-50,702	не стійкий

Так як $K_{Б(В,Г)} < 40\text{дБ}$, то апаратура буде не стійка в роботі і треба проводити додаткове екранування не стійких блоків. Даний розрахунок проводиться в пункті 5.6.

5.5 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи фрагменту електричної мережі АТ “Вінницяобленерго” в умовах дії загрозливих чинників у надзвичайній ситуації

Для захисту проводів від пошкоджень, що викликаються вібрацією при сильному вітрі, застосовуються різні засоби: зниження натягу в проводах, посилення проводів спіральною арматурою, зміна довжини прольотів між розпірками в розщеплених проводах.

Плавка дозволяє в короткий термін видалити ожеледь на десятках кілометрів ліній, попередивши небезпеку перевантаження, обриви і зближення проводів, руйнування опор і ліквідувати галоупування проводів.

Також було оцінено стійкість об'єктів до дії ЕМП на електричну мережу та розроблено шляхи боротьби з наслідками такої дії. Для цього досліджено такі параметри, як: граничні значення експозиційних доз елементів релейного захисту та автоматики. Також досліджено вертикальну та горизонтальну напругу наводки на струмоведучих частинах та коефіцієнти безпеки елементів релейного захисту та автоматики.

Для того, щоб електрична мережа була стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно щоб коефіцієнт безпеки знаходився в межах від 0 до 40 (дБ). Так як $K_{б(в,г)} < 40$ (дБ), то апаратура буде не стійка в роботі і треба проводити екранування. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та товщини стінок екрану для процесорного блоку. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці 5.4.

$$A_{\text{екр1}} = K_{\text{min}} - K_{\text{б,розр}} = 40 - 2,363 = 37,637 \text{ (дБ)},$$

$$T_1 = \frac{A_{\text{екр1}}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{37,693}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,059 \text{ (см)},$$

де $k = 5,2$ (для сталі), $f = 15000$ (Гц) [26].

Таблиця 5.4 – Дані розрахунку захисного екрану по різним блокам

№	Елемент РЗА	$A_{\text{екр}}, \text{(дБ)}$	$T_1, \text{(см)}$
1	Процесорний блок	37,637	0,059
2	Блок живлення	40,404	0,063
3	Блок відображення	25,597	0,04
4	МПК	30,702	0,048
5	Блок пам'яті	42,499	0,067
6	Блок прийому і передачі	39,133	0,061

7	Оптична система	41,855	0,066
8	Диференціальний захист підстанцій та РП	32,64	0,051
9	МСЗ (максимальний струмовий захист) підстанцій та РП	35,563	0,056

Для підвищення стійкості роботи ПЛЕП до ЕМІ необхідно: встановити захисний екран із сталі з товщиною стінок 0,07 (см), на входах і виходах пульту управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряної лінії електропередач в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

Висновок. Також в даному розділі було оцінено стійкість роботи фрагменту електричної мережі АТ “Вінницяобленерго” внаслідок НС метеорологічного характеру та дії ЕМІ. Для підвищення надійності роботи фрагменту ЕМ необхідне встановлення спіральних та маятникових гасителів вібрації та установки плавлення ожеледі. Для захисту елементів релейного захисту та автоматики від дії ЕМІ необхідне встановлення захисного екрану товщиною стінок 0,7 (мм).

ВИСНОВКИ

В даному курсовому проекті було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 601, 602 та 603) та СЕС (вузол 603). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС Калинівка (вузол 15) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (601, 602, 603) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з’єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо ПС Кожухів (вузол 4), то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до

результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,59 МВт при сумарній активній потужності генерації 124,33 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 217 807,571 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.247)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 4 роки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кв до 150 кв та ліній електропередавання напругою від 0,38 кв до 150 кв. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
4. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
7. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
8. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
9. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
10. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
11. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
12. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;

13. ГKD 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
14. ГKD 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;
15. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
16. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
17. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
18. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;
19. Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році.
20. Сокол Е.И. Сетецентрическое диспетчерское управление в электроэнергетике / Сокол Е.И., Гриб О.Г., Белов Н.С., Гапон Д.А., Шевченко С.Ю. // Вестник Национального технического университета «Харьковский политехнический институт»: «Проблемы автоматизированного электропривода Теория и практика» – Харьков: НТУ «ХПИ», 2014. – № 12 (1121). – С.23-29.
21. Richards S., Alstom Grid, UK, Pavaiya, N., Omicron Electronics, Boucherit, M. and Ferret, P., Alstom Grid, France, Diemer P., Energinet.dk, Denmark New World. PAC World Magazine. June 2014.
22. Горелик Т. Г. Автоматизация энергообъектов с использованием технологии “цифровая подстанция”. Первый российский прототип / Т. Г. Горелик, О. В. Кириенко // Релейная защита и автоматизация – 2012. – № 1(05). – С. 86–89.
23. IEC 61850, “Communication networks and system in substations”, Ed.1, 2003.

24.

25.

26.

27.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної мережі 110 кВ з дослідженням переваг цифрових підстанцій

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Москалюк Д.С.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Лесько В. О.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

" ____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«Розвиток електричної мережі 110 кВ з дослідженням переваг цифрових
підстанцій»

08-21.МКР.015.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Лесько В. О.

Магістр групи ЕСМ-22мз

_____ Москалюк Д.С.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

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

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

2. Мета і призначення МКР

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

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вказані в таблицях Б1-Б4

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

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

7. Очікувані результати

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

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

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

- Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 337 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (601)	Нова 2 (602)	СЕС 3 (603)
Навантаження, МВт	12,8	11,4	9,3
cos φ	0,89	0,97	0,89
Категорія споживачів	I	I	I

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	85	97	89	92	89	96	99	92	99	100

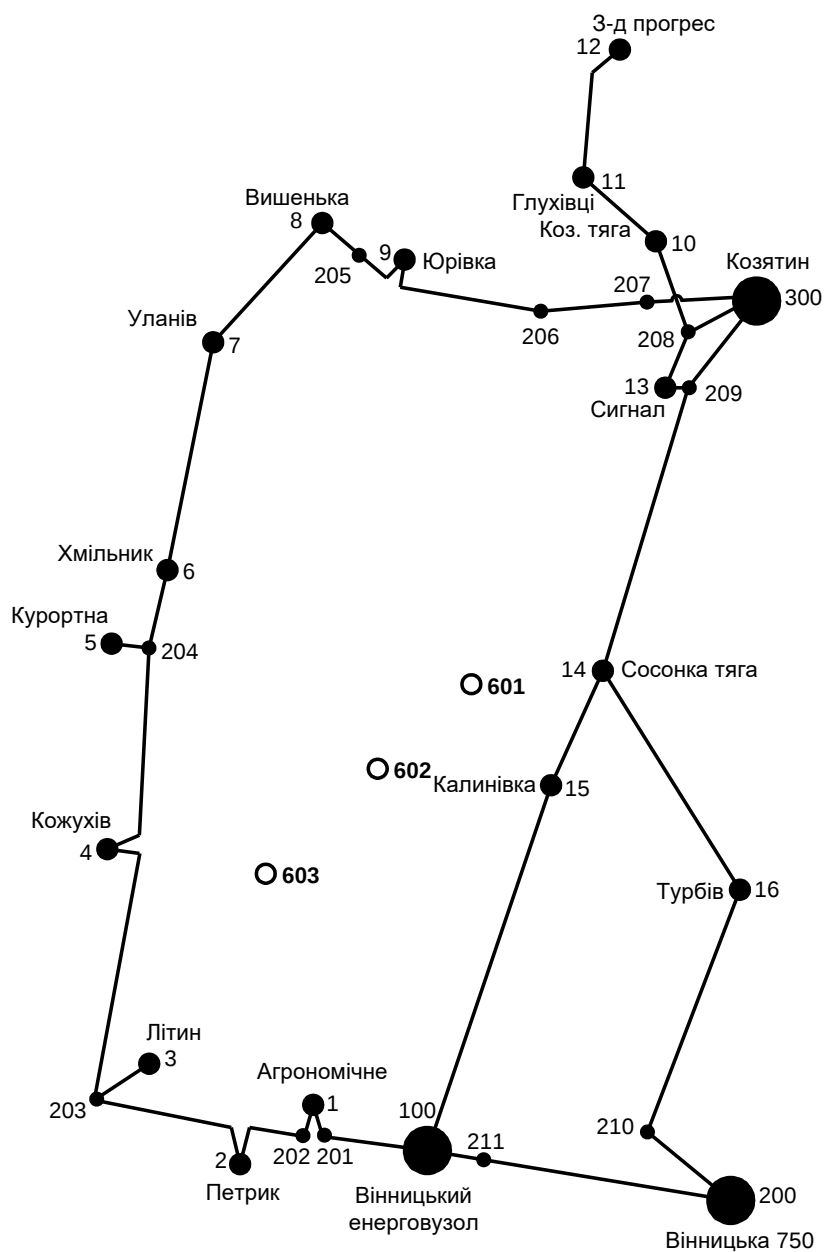


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

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

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

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

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5200.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 2563.7 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 98.722 МВт / 513.355 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 96.450 МВт / 501.540 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.516 МВт / 3.888 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.516 МВт / 3.888 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.510 МВт / 2.653 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.297 МВт / 0.762 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.807 МВт / 3.415 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 2.324 МВт / 7.303 МЛН.КВТ*Г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ, МВТ	QНАВ, МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-38.510	-17.382	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.729	-0.30
1	АГРОНОМІЧНЕ	0.000	0.000	108.481	-0.38
202	202	0.000	0.000	108.276	-0.44
2	ПЕТРИК	0.000	0.000	106.905	-0.77
203	203	0.000	0.000	106.040	-1.04
3	ЛІТИН	0.000	0.000	106.030	-1.04
4	КОЖУХІВ	0.000	0.000	105.228	-1.25
204	204	0.000	0.000	105.035	-1.30
5	КУРОРТНА	0.000	0.000	104.988	-1.31
6	ХМІЛЬНИК	0.000	0.000	104.962	-1.34
7	УЛАНІВ	0.000	0.000	105.666	-1.25
8	ВИШЕНЬКА	0.000	0.000	106.541	-1.03
205	205	0.000	0.000	107.098	-0.89
9	ЮРІВКА	0.000	0.000	107.404	-0.79
206	206	0.000	0.000	108.832	-0.42
207	207	0.000	0.000	109.843	-0.07
300	КОЗЯТИН	-60.212	-31.874	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.437	-0.23
10	КОЗЯТИН ТЯГА	0.000	0.000	108.181	-0.73
11	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	107.834	-0.87
12	ЗАВОД ПРОГРЕС	0.000	0.000	107.375	-1.04
13	СИГНАЛ	0.000	0.000	109.438	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.439	-0.23
14	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	108.466	-0.62
15	КАЛИНІВКА	0.000	0.000	108.503	-0.62
211	211	0.000	0.000	109.964	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.529	-0.23
210	210	0.000	0.000	109.353	-0.30
16	ТУРБІВ	0.000	0.000	108.684	-0.53
1001		3.430	1.660	9.972	-4.09
1002		3.540	1.810	9.779	-4.72
2003		0.000	0.000	34.774	-2.77
1003		3.970	2.250	9.814	-3.79
1004		2.680	1.450	9.712	-4.31
1005		4.720	2.540	9.655	-4.75
2006		0.000	0.000	33.885	-4.88
1006		7.300	3.730	9.662	-4.82
1007		2.790	1.430	9.758	-4.40
1008		3.330	1.890	9.731	-4.77
2009		0.000	0.000	35.818	-1.17
1009		3.430	1.860	10.206	-1.43
20010		0.000	0.000	25.526	-2.20

10010	17.170	7.820	10.127	-3.11
10032	0.000	0.000	9.814	-3.79
200102	0.000	0.000	25.526	-2.20
100102	0.000	0.000	10.127	-3.12
10011	5.040	2.590	10.130	-2.57
100112	0.000	0.000	10.130	-2.58
10012	6.650	3.770	9.929	-3.92
20013	0.000	0.000	35.881	-2.20
10013	9.010	4.860	10.214	-2.42
200132	0.000	0.000	35.881	-2.20
100132	0.000	0.000	10.215	-2.42
20014	0.000	0.000	25.530	-2.22
10014	11.800	6.050	10.203	-2.20
200142	0.000	0.000	25.530	-2.22
100142	0.000	0.000	10.204	-2.20
20015	0.000	0.000	35.971	-1.61
10015	6.870	3.330	10.236	-1.98
200152	0.000	0.000	35.971	-1.61
100152	0.000	0.000	10.236	-1.98
20016	0.000	0.000	35.949	-1.63
10016	4.720	2.540	10.238	-1.87
200162	0.000	0.000	35.949	-1.63
100162	0.000	0.000	10.239	-1.87
3003	0.000	0.000	103.869	-2.77
6006	0.000	0.000	101.216	-4.88
9009	0.000	0.000	106.989	-1.17
100010	0.000	0.000	106.752	-2.20
1000102	0.000	0.000	106.752	-2.20
130013	0.000	0.000	106.945	-2.46
1300132	0.000	0.000	107.408	-1.93
140014	0.000	0.000	106.762	-2.22
1400142	0.000	0.000	106.768	-2.22
150015	0.000	0.000	107.131	-2.01
1500152	0.000	0.000	107.465	-1.62
160016	0.000	0.000	107.429	-1.64
1600162	0.000	0.000	107.151	-1.90

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	РК, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
3	3003	1.511	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.266
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.368
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.166	-0.000
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.631
100	201	21.076	10.218	20.886	9.989	0.189	0.228	0.123	1.272
201	1	20.886	10.232	20.852	10.182	0.034	0.050	0.123	0.249
1	202	17.394	8.256	17.371	8.222	0.024	0.034	0.102	0.205
202	2	17.371	8.519	17.199	8.312	0.171	0.206	0.103	1.378
203	4	9.544	4.328	9.487	4.259	0.057	0.068	0.057	0.820
4	204	6.787	2.901	6.777	2.889	0.010	0.012	0.040	0.195
204	6	2.024	0.167	2.023	0.166	0.001	0.002	0.011	0.074
6	7	-5.332	-3.833	-5.361	-3.868	0.029	0.035	-0.036	-0.708
7	8	-8.173	-4.894	-8.222	-4.966	0.049	0.071	-0.052	-0.882
8	205	-11.580	-6.727	-11.624	-6.790	0.044	0.063	-0.072	-0.562
205	9	-11.624	-6.528	-11.645	-6.567	0.021	0.039	-0.072	-0.308
9	206	-15.125	-8.380	-15.271	-8.591	0.145	0.210	-0.093	-1.436
206	207	-15.271	-7.976	-15.363	-8.144	0.092	0.168	-0.091	-1.014
207	300	-15.363	-7.802	-15.376	-7.831	0.013	0.029	-0.090	-0.157
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.024
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.022
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.957
300	208	22.547	12.091	22.479	11.940	0.068	0.150	0.134	0.564
208	13	-6.781	-3.639	-6.781	-3.639	0.000	0.000	-0.041	-0.001
13	209	-15.863	-9.297	-15.863	-9.297	0.000	0.000	-0.097	-0.001
209	300	-22.222	-11.803	-22.289	-11.952	0.067	0.148	-0.133	-0.562
209	14	6.360	3.394	6.326	3.320	0.033	0.074	0.038	0.978
14	15	-1.415	-1.403	-1.416	-1.404	0.000	0.001	-0.011	-0.037
15	100	-8.347	-4.309	-8.415	-4.460	0.067	0.150	-0.050	-1.503
15	150015	3.159	1.581	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.432
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.337
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000

1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.876	0.002	0.083	0.022	1.074
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.472
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.117
14	140014	5.906	3.244	5.900	3.029	0.006	0.214	0.036	1.778
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.214	0.036	1.772
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
14	16	-4.163	-1.166	-4.169	-1.175	0.006	0.009	-0.023	-0.220
16	210	-8.941	-3.596	-8.981	-3.655	0.040	0.058	-0.051	-0.672
210	200	-8.981	-3.266	-8.992	-3.281	0.011	0.015	-0.050	-0.177
200	211	-8.992	-2.939	-9.017	-2.984	0.025	0.045	-0.050	-0.436
211	100	-9.017	-2.701	-9.019	-2.704	0.002	0.004	-0.049	-0.036
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.294
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.243
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.587
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.260	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.400
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.091
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.591
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
1	1001	3.447	1.953	3.428	1.659	0.019	0.293	0.021	4.482
6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
208	10	29.260	15.917	29.062	15.478	0.197	0.437	0.175	1.264
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.794
204	5	4.753	2.987	4.751	2.985	0.002	0.002	0.031	0.048
5	1005	4.739	2.930	4.717	2.538	0.022	0.390	0.031	4.361
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.635	4.005	2.634	0.000	0.000	0.026	0.010
2	203	13.629	6.585	13.549	6.469	0.080	0.116	0.082	0.873
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.427
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.293
8	1008	3.349	2.201	3.328	1.889	0.021	0.311	0.022	5.136
7	1007	2.802	1.637	2.788	1.429	0.014	0.207	0.018	3.928
6	6006	7.331	4.326	7.313	3.728	0.018	0.596	0.047	4.085
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.187
4	1004	2.692	1.647	2.678	1.449	0.013	0.198	0.017	3.945
2	1002	3.560	2.142	3.538	1.809	0.022	0.332	0.022	5.002

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.526 МВт / 647.533 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.800 МВт / 633.360 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.995 МВт / 5.115 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.995 МВт / 5.115 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.461 МВт / 2.397 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.329 МВт / 0.843 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.790 МВт / 3.239 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.785 МВт / 8.355 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерг. вузол	-49.113	-20.817	105.000	0.00
201	201	0.000	0.000	103.888	-0.35
1	Агрономічне	0.000	0.000	103.673	-0.44
202	202	0.000	0.000	103.505	-0.51
2	Петрик	0.000	0.000	102.356	-0.90
203	203	0.000	0.000	101.696	-1.20
3	Літин	0.000	0.000	101.686	-1.20
4	Кожухів	0.000	0.000	101.165	-1.47
204	204	0.000	0.000	100.898	-1.52
5	Курортна	0.000	0.000	100.849	-1.53
6	Хмільник	0.000	0.000	100.709	-1.55
7	Уланів	0.000	0.000	101.205	-1.40
8	Вишенька	0.000	0.000	101.902	-1.15
205	205	0.000	0.000	102.387	-0.99
9	Юрівка	0.000	0.000	102.649	-0.88
206	206	0.000	0.000	103.950	-0.46
207	207	0.000	0.000	104.860	-0.07
300	Козятин	-65.673	-34.453	105.000	0.00
208	208	0.000	0.000	104.314	-0.28
10	Козятин тяга	0.000	0.000	102.984	-0.84
11	Глухівці	0.000	0.000	102.617	-0.99
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	102.129	-1.17
13	Сигнал	0.000	0.000	104.315	-0.28
209	209	0.000	0.000	104.315	-0.28
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	102.214	-1.15
15	Калинівка	0.000	0.000	102.051	-1.24
211	211	0.000	0.000	104.936	-0.03
200	200	0.000	0.000	104.179	-0.40
210	210	0.000	0.000	103.879	-0.51
16	Турбів	0.000	0.000	102.762	-0.92
1001		3.430	1.660	9.490	-4.52
1002		3.540	1.810	9.320	-5.23
2003		0.000	0.000	33.283	-3.09
1003		3.970	2.250	9.382	-4.21
1004		2.680	1.450	9.307	-4.79
1005		4.720	2.540	9.240	-5.27
2006		0.000	0.000	32.398	-5.40

1006	7.300	3.730	9.236	-5.34
1007	2.790	1.430	9.313	-4.86
1008	3.330	1.890	9.262	-5.26
2009	0.000	0.000	34.220	-1.30
1009	3.430	1.860	9.748	-1.58
20010	0.000	0.000	24.264	-2.45
10010	17.170	7.820	9.617	-3.47
10032	0.000	0.000	9.382	-4.21
200102	0.000	0.000	24.264	-2.45
100102	0.000	0.000	9.618	-3.47
10011	5.040	2.590	9.620	-2.87
100112	0.000	0.000	9.621	-2.87
10012	6.650	3.770	9.407	-4.37
20013	0.000	0.000	34.123	-2.46
10013	9.010	4.860	9.710	-2.70
200132	0.000	0.000	34.123	-2.46
100132	0.000	0.000	9.711	-2.70
20014	0.000	0.000	24.008	-2.95
10014	11.800	6.050	9.594	-2.93
200142	0.000	0.000	24.008	-2.95
100142	0.000	0.000	9.595	-2.93
20015	0.000	0.000	33.786	-2.37
10015	6.870	3.330	9.609	-2.79
200152	0.000	0.000	33.786	-2.37
100152	0.000	0.000	9.609	-2.79
20016	0.000	0.000	33.939	-2.15
10016	4.720	2.540	9.662	-2.42
200162	0.000	0.000	33.939	-2.15
100162	0.000	0.000	9.663	-2.42
3003	0.000	0.000	99.415	-3.09
6006	0.000	0.000	96.771	-5.40
9009	0.000	0.000	102.215	-1.30
100010	0.000	0.000	101.471	-2.45
1000102	0.000	0.000	101.471	-2.45
130013	0.000	0.000	101.684	-2.75
1300132	0.000	0.000	102.171	-2.17
140014	0.000	0.000	100.397	-2.95
1400142	0.000	0.000	100.403	-2.95
150015	0.000	0.000	100.585	-2.82
1500152	0.000	0.000	100.942	-2.37
160016	0.000	0.000	101.429	-2.16
1600162	0.000	0.000	101.134	-2.45
601	13.410	6.870	101.459	-1.56
602	11.940	2.990	101.312	-1.64
603	-9.740	-4.990	101.440	-1.45

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.512	0.989	1.509	0.918	0.003	0.071	0.010	2.393
3003	1003	1.509	0.918	1.506	0.876	0.003	0.041	0.010	1.445
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.173	-0.000
3	10032	2.474	1.554	2.462	1.372	0.012	0.181	0.017	3.835
100	201	19.309	7.132	19.147	6.938	0.161	0.193	0.113	1.114
201	1	19.147	7.160	19.118	7.118	0.029	0.042	0.113	0.216
1	202	15.660	5.159	15.641	5.131	0.019	0.028	0.092	0.170
202	2	15.641	5.403	15.503	5.237	0.137	0.165	0.092	1.157
203	4	7.869	1.160	7.833	1.117	0.036	0.043	0.045	0.542
4	204	7.700	4.978	7.684	4.959	0.016	0.019	0.052	0.269
204	6	2.929	2.184	2.925	2.179	0.004	0.005	0.021	0.190
6	7	-4.431	-1.902	-4.448	-1.923	0.017	0.020	-0.028	-0.502
7	8	-7.260	-3.020	-7.297	-3.073	0.036	0.053	-0.045	-0.706
8	205	-10.656	-4.904	-10.693	-4.957	0.037	0.053	-0.066	-0.491
205	9	-10.693	-4.717	-10.711	-4.750	0.018	0.033	-0.066	-0.265
9	206	-14.187	-6.576	-14.317	-6.765	0.130	0.188	-0.088	-1.310
206	207	-14.317	-6.204	-14.400	-6.356	0.083	0.151	-0.087	-0.913

207	300	-14.400	-6.044	-14.412	-6.070	0.012	0.026	-0.086	-0.140
2	203	11.932	3.442	11.873	3.356	0.059	0.085	0.070	0.669
4	603	-2.568	-5.075	-2.573	-5.090	0.005	0.015	-0.032	-0.276
603	602	7.161	0.266	7.152	0.243	0.008	0.023	0.041	0.137
602	601	-4.780	-2.418	-4.784	-2.428	0.004	0.010	-0.030	-0.151
601	15	-18.185	-8.996	-18.240	-9.151	0.055	0.154	-0.115	-0.606
15	100	-15.173	-8.056	-15.429	-8.624	0.255	0.565	-0.097	-2.973
15	14	-9.995	-3.946	-10.004	-3.968	0.010	0.022	-0.061	-0.166
14	16	-9.350	-3.110	-9.387	-3.165	0.037	0.054	-0.056	-0.555
16	210	-14.156	-5.632	-14.268	-5.796	0.112	0.163	-0.085	-1.126
210	200	-14.268	-5.445	-14.299	-5.489	0.030	0.044	-0.085	-0.301
200	211	-14.299	-5.179	-14.369	-5.308	0.070	0.128	-0.084	-0.760
211	100	-14.369	-5.050	-14.375	-5.061	0.006	0.011	-0.084	-0.064
16	160016	1.621	0.920	1.619	0.873	0.002	0.047	0.010	1.392
160016	20016	1.031	0.406	1.030	0.406	0.001	0.000	0.006	0.053
20016	200162	1.030	0.406	1.030	0.406	0.000	0.000	0.019	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.406	0.000	0.006	-0.006	-0.263
16	1600162	3.108	1.787	3.105	1.676	0.003	0.110	0.020	1.707
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.006	0.000	0.026	0.108
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.276	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.005	0.004	0.429
14	140014	5.907	3.272	5.901	3.029	0.007	0.242	0.038	1.931
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.913	3.260	5.906	3.017	0.007	0.242	0.038	1.924
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.007	0.000	0.038	0.088
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.398	0.001
140014	10014	5.897	3.039	5.890	3.039	0.007	0.000	0.038	0.088
14	209	-12.552	-6.869	-12.703	-7.203	0.150	0.333	-0.081	-2.120
209	300	-25.406	-13.905	-25.504	-14.121	0.097	0.216	-0.160	-0.686
1300132	200132	1.006	0.417	1.006	0.411	0.000	0.006	0.006	0.266
200132	20013	1.006	0.411	1.006	0.411	0.000	0.000	0.018	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.006	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.266
130013	10013	6.106	3.086	6.094	3.086	0.012	0.000	0.039	0.159
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.202	-0.000
1300132	100132	2.912	1.810	2.911	1.771	0.002	0.039	0.019	0.687
13	1300132	3.923	2.404	3.918	2.227	0.005	0.176	0.025	2.216
13	130013	5.110	2.973	5.101	2.681	0.009	0.291	0.033	2.747
1000102	100102	8.596	4.074	8.589	3.885	0.007	0.188	0.054	1.009
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.565	0.001
100010	10010	8.579	4.119	8.571	3.930	0.007	0.188	0.054	1.018
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.595	4.402	8.588	4.097	0.007	0.304	0.054	1.596
10	100010	8.594	4.402	8.587	4.096	0.007	0.304	0.054	1.595
11	10011	2.524	1.405	2.518	1.295	0.006	0.110	0.016	2.148
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.170	-0.000
11	100112	2.525	1.403	2.519	1.293	0.006	0.110	0.016	2.146
209	13	12.703	7.509	12.703	7.509	0.000	0.000	0.082	0.000
13	208	3.623	1.831	3.623	1.831	0.000	0.000	0.022	0.001
208	300	-25.659	-14.042	-25.758	-14.261	0.098	0.218	-0.162	-0.687
1500152	100152	2.201	1.323	2.200	1.300	0.001	0.022	0.015	0.513
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.153	0.000
150015	10015	4.673	2.027	4.666	2.027	0.007	0.000	0.029	0.123
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.557	0.001	0.014	-0.009	-0.370
20015	200152	-1.517	-0.557	-1.517	-0.557	0.000	0.000	-0.028	-0.000
1500152	200152	1.517	0.557	1.517	0.557	0.000	0.000	0.009	0.022
15	1500152	3.720	1.974	3.718	1.880	0.003	0.094	0.024	1.172
15	150015	3.160	1.594	3.157	1.484	0.003	0.109	0.020	1.564
8	1008	3.351	2.233	3.328	1.889	0.023	0.343	0.023	5.454
204	5	4.754	3.019	4.752	3.017	0.002	0.002	0.032	0.050
10	11	11.805	6.780	11.780	6.725	0.025	0.054	0.076	0.372
11	12	6.706	4.158	6.688	4.116	0.019	0.041	0.044	0.494
12	10012	6.672	4.292	6.646	3.768	0.026	0.522	0.045	4.048
9	9009	3.429	1.914	3.429	1.881	0.001	0.033	0.022	0.449
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.429	1.881	3.428	1.859	0.001	0.022	0.022	0.308

6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1007	2.803	1.657	2.788	1.429	0.015	0.227	0.019	4.161
208	10	29.282	16.180	29.062	15.692	0.219	0.485	0.185	1.340
6	6006	7.334	4.382	7.315	3.728	0.019	0.652	0.049	4.331
6006	1006	7.315	3.728	7.295	3.728	0.019	0.000	0.049	0.194
4	1004	2.693	1.665	2.678	1.449	0.014	0.215	0.018	4.164
5	1005	4.741	2.966	4.717	2.538	0.024	0.425	0.032	4.614
203	3	4.005	2.651	4.004	2.650	0.000	0.000	0.027	0.010
2	1002	3.562	2.176	3.538	1.809	0.024	0.365	0.024	5.313
1	1001	3.449	1.984	3.428	1.659	0.022	0.324	0.022	4.762

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.765 МВт / 648.780 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.800 МВт / 633.360 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.240 МВт / 5.742 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.240 МВт / 5.742 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.416 МВт / 2.161 млн.кВт*г

Втрати на в. в трансформаторах: 0.368 МВт / 0.944 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.784 МВт / 3.104 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.023 МВт / 8.846 млн.кВт*г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерг. вузол	-49.256	-21.771	100.000	0.00
201	201	0.000	0.000	98.808	-0.38
1	Агрономічне	0.000	0.000	98.577	-0.47
202	202	0.000	0.000	98.396	-0.55
2	Петрик	0.000	0.000	97.165	-0.98
203	203	0.000	0.000	96.457	-1.31
3	Літин	0.000	0.000	96.447	-1.31
4	Кожухів	0.000	0.000	95.887	-1.61
204	204	0.000	0.000	95.602	-1.66
5	Курортна	0.000	0.000	95.549	-1.67
6	Хмільник	0.000	0.000	95.399	-1.69
7	Уланів	0.000	0.000	95.925	-1.53
8	Вишенька	0.000	0.000	96.672	-1.25
205	205	0.000	0.000	97.192	-1.08
9	Юрівка	0.000	0.000	97.475	-0.96
206	206	0.000	0.000	98.867	-0.50
207	207	0.000	0.000	99.848	-0.08
300	Козятин	-65.769	-35.537	100.000	0.00
208	208	0.000	0.000	99.270	-0.31
10	Козятин тяга	0.000	0.000	97.858	-0.92
11	Глухівці	0.000	0.000	97.467	-1.08
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	96.947	-1.29
13	Сигнал	0.000	0.000	99.271	-0.31
209	209	0.000	0.000	99.271	-0.31
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	97.028	-1.26
15	Калинівка	0.000	0.000	96.853	-1.36
211	211	0.000	0.000	99.931	-0.03
200	200	0.000	0.000	99.120	-0.43
210	210	0.000	0.000	98.800	-0.56
16	Турбів	0.000	0.000	97.611	-1.01
1001		3.430	1.660	8.975	-5.01
1002		3.540	1.810	8.791	-5.82
2003		0.000	0.000	31.479	-3.42
1003		3.970	2.250	8.859	-4.67
1004		2.680	1.450	8.778	-5.32
1005		4.720	2.540	8.706	-5.86
2006		0.000	0.000	30.529	-6.01
1006		7.300	3.730	8.701	-5.94
1007		2.790	1.430	8.783	-5.40
1008		3.330	1.890	8.729	-5.85
2009		0.000	0.000	32.479	-1.42
1009		3.430	1.860	9.250	-1.73
20010		0.000	0.000	23.015	-2.71

10010	17.170	7.820	9.112	-3.85
10032	0.000	0.000	8.859	-4.67
200102	0.000	0.000	23.015	-2.71
100102	0.000	0.000	9.113	-3.85
10011	5.040	2.590	9.116	-3.18
100112	0.000	0.000	9.117	-3.18
10012	6.650	3.770	8.888	-4.85
20013	0.000	0.000	32.388	-2.72
10013	9.010	4.860	9.212	-2.99
200132	0.000	0.000	32.388	-2.72
100132	0.000	0.000	9.213	-2.99
20014	0.000	0.000	22.742	-3.27
10014	11.800	6.050	9.087	-3.24
200142	0.000	0.000	22.742	-3.27
100142	0.000	0.000	9.088	-3.24
20015	0.000	0.000	32.023	-2.61
10015	6.870	3.330	9.103	-3.08
200152	0.000	0.000	32.023	-2.61
100152	0.000	0.000	9.103	-3.08
20016	0.000	0.000	32.188	-2.37
10016	4.720	2.540	9.160	-2.67
200162	0.000	0.000	32.188	-2.37
100162	0.000	0.000	9.160	-2.67
3003	0.000	0.000	94.027	-3.42
6006	0.000	0.000	91.191	-6.01
9009	0.000	0.000	97.016	-1.42
100010	0.000	0.000	96.250	-2.71
1000102	0.000	0.000	96.250	-2.71
130013	0.000	0.000	96.487	-3.04
1300132	0.000	0.000	97.001	-2.39
140014	0.000	0.000	95.103	-3.27
1400142	0.000	0.000	95.110	-3.27
150015	0.000	0.000	95.300	-3.11
1500152	0.000	0.000	95.677	-2.62
160016	0.000	0.000	96.201	-2.38
1600162	0.000	0.000	95.890	-2.71
601	13.410	6.870	96.219	-1.71
602	11.940	2.990	96.056	-1.80
603	-9.740	-4.990	96.184	-1.59

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.512	1.003	1.509	0.923	0.003	0.080	0.011	2.562
3003	1003	1.509	0.923	1.506	0.876	0.003	0.046	0.011	1.546
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.183	-0.000
3	10032	2.475	1.576	2.462	1.372	0.014	0.203	0.018	4.105
100	201	19.398	7.548	19.216	7.329	0.181	0.218	0.120	1.194
201	1	19.216	7.530	19.183	7.483	0.033	0.048	0.120	0.232
1	202	15.723	5.483	15.701	5.452	0.021	0.031	0.097	0.183
202	2	15.701	5.697	15.546	5.510	0.154	0.186	0.098	1.241
203	4	7.902	1.268	7.862	1.220	0.040	0.048	0.048	0.583
4	204	7.707	5.138	7.688	5.116	0.018	0.022	0.056	0.288
204	6	2.932	2.268	2.927	2.261	0.005	0.006	0.022	0.205
6	7	-4.432	-1.934	-4.451	-1.957	0.019	0.023	-0.029	-0.534
7	8	-7.264	-3.139	-7.305	-3.199	0.041	0.059	-0.048	-0.757
8	205	-10.667	-5.114	-10.708	-5.174	0.041	0.060	-0.071	-0.527
205	9	-10.708	-4.958	-10.729	-4.995	0.020	0.037	-0.070	-0.286
9	206	-14.200	-6.836	-14.347	-7.049	0.146	0.212	-0.093	-1.402
206	300	-14.347	-6.541	-14.440	-6.712	0.093	0.170	-0.092	-0.985
207	207	-14.440	-6.430	-14.454	-6.459	0.013	0.029	-0.091	-0.152
2	203	11.973	3.632	11.907	3.536	0.066	0.096	0.074	0.719
4	603	-2.547	-5.205	-2.553	-5.222	0.006	0.017	-0.035	-0.297
603	602	7.181	0.097	7.172	0.071	0.009	0.026	0.043	0.138
602	601	-4.761	-2.622	-4.765	-2.634	0.004	0.012	-0.033	-0.167
601	15	-18.167	-9.232	-18.228	-9.406	0.061	0.173	-0.122	-0.649
15	100	-15.157	-8.248	-15.443	-8.883	0.286	0.633	-0.103	-3.174
15	14	-9.996	-4.108	-10.007	-4.133	0.011	0.024	-0.064	-0.179
14	16	-9.361	-3.212	-9.403	-3.273	0.042	0.061	-0.059	-0.592
16	210	-14.169	-5.783	-14.296	-5.965	0.126	0.182	-0.090	-1.199
210	200	-14.296	-5.648	-14.330	-5.697	0.034	0.049	-0.090	-0.322
200	211	-14.330	-5.417	-14.409	-5.561	0.079	0.144	-0.089	-0.814
211	100	-14.409	-5.327	-14.415	-5.340	0.007	0.012	-0.089	-0.069
16	160016	1.622	0.926	1.620	0.874	0.002	0.052	0.011	1.478
160016	20016	1.031	0.406	1.030	0.406	0.001	0.000	0.007	0.056

20016	200162	1.030	0.406	1.030	0.406	0.000	0.000	0.020	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.406	0.000	0.007	-0.007	-0.279
16	1600162	3.109	1.800	3.105	1.676	0.004	0.123	0.021	1.814
1600162	100162	4.135	2.076	4.129	2.076	0.006	0.000	0.028	0.114
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.291	0.000
160016	10016	0.589	0.468	0.588	0.463	0.000	0.005	0.005	0.454
14	140014	5.909	3.300	5.901	3.029	0.007	0.269	0.040	2.056
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.914	3.287	5.907	3.017	0.007	0.269	0.040	2.049
1400142	100142	5.910	3.007	5.903	3.007	0.007	0.000	0.040	0.093
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.420	0.001
140014	10014	5.898	3.039	5.890	3.039	0.007	0.000	0.040	0.092
14	209	-12.539	-7.039	-12.707	-7.414	0.168	0.373	-0.085	-2.265
209	300	-25.421	-14.225	-25.531	-14.467	0.109	0.241	-0.169	-0.730
1300132	200132	1.006	0.419	1.006	0.412	0.000	0.007	0.006	0.283
200132	20013	1.006	0.412	1.006	0.412	0.000	0.000	0.019	0.000
130013	20013	-1.006	-0.405	-1.006	-0.412	0.000	0.007	-0.006	-0.283
130013	10013	6.108	3.086	6.094	3.086	0.014	0.000	0.041	0.167
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.213	-0.000
1300132	100132	2.912	1.814	2.911	1.771	0.002	0.043	0.020	0.729
13	1300132	3.925	2.430	3.919	2.233	0.006	0.196	0.027	2.353
13	130013	5.112	3.005	5.102	2.681	0.010	0.323	0.034	2.919
1000102	100102	8.597	4.096	8.589	3.885	0.008	0.210	0.057	1.077
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.596	0.001
100010	10010	8.580	4.141	8.571	3.930	0.008	0.210	0.057	1.087
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.597	4.458	8.589	4.118	0.008	0.339	0.057	1.704
10	100010	8.596	4.458	8.588	4.118	0.008	0.339	0.057	1.703
11	10011	2.525	1.418	2.518	1.295	0.007	0.122	0.017	2.286
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.179	-0.000
11	100112	2.526	1.416	2.519	1.293	0.007	0.122	0.017	2.283
209	13	12.714	7.543	12.714	7.543	0.000	0.000	0.086	0.001
13	208	3.636	1.835	3.636	1.835	0.000	0.000	0.024	0.001
208	300	-25.674	-14.366	-25.785	-14.610	0.110	0.244	-0.171	-0.731
1500152	100152	2.201	1.325	2.200	1.300	0.001	0.025	0.015	0.545
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.162	0.000
150015	10015	4.674	2.027	4.666	2.027	0.008	0.000	0.031	0.130
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.559	0.001	0.015	-0.010	-0.395
20015	200152	-1.517	-0.559	-1.517	-0.559	0.000	0.000	-0.029	-0.000
1500152	200152	1.518	0.559	1.517	0.559	0.000	0.000	0.010	0.023
15	1500152	3.721	1.989	3.718	1.884	0.003	0.105	0.025	1.248
15	150015	3.161	1.606	3.158	1.484	0.004	0.121	0.021	1.666
8	1008	3.354	2.277	3.328	1.889	0.026	0.386	0.024	5.861
204	5	4.756	3.068	4.754	3.066	0.002	0.002	0.034	0.053
10	11	11.810	6.920	11.783	6.859	0.028	0.061	0.081	0.396
11	12	6.710	4.243	6.689	4.197	0.021	0.046	0.047	0.527
12	10012	6.676	4.355	6.646	3.768	0.030	0.585	0.047	4.332
9	9009	3.429	1.920	3.429	1.884	0.001	0.037	0.023	0.475
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.429	1.884	3.428	1.859	0.001	0.025	0.023	0.326
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1007	2.805	1.686	2.788	1.429	0.017	0.256	0.020	4.469
208	10	29.310	16.479	29.065	15.935	0.244	0.541	0.195	1.423
6	6006	7.339	4.466	7.317	3.728	0.022	0.735	0.052	4.668
6006	1006	7.317	3.728	7.295	3.728	0.022	0.000	0.052	0.205
4	1004	2.694	1.692	2.678	1.449	0.016	0.242	0.019	4.469
5	1005	4.744	3.020	4.717	2.538	0.026	0.479	0.034	4.964
203	3	4.005	2.676	4.005	2.675	0.000	0.000	0.029	0.011
2	1002	3.565	2.221	3.538	1.809	0.027	0.411	0.025	5.711
1	1001	3.452	2.022	3.428	1.659	0.024	0.362	0.023	5.100

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.333 МВт / 646.532 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.800 МВт / 633.360 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.789 МВт / 4.588 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.789 МВт / 4.588 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.508 МВт / 2.644 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.296 МВт / 0.758 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.804 МВт / 3.402 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.594 МВт / 7.989 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-48.994	-19.922	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.959	-0.33
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.758	-0.40
202	202	0.000	0.000	108.601	-0.47
2	Петрик	0.000	0.000	107.525	-0.83
203	203	0.000	0.000	106.908	-1.11
3	Літин	0.000	0.000	106.898	-1.11
4	Кожухів	0.000	0.000	106.411	-1.35
204	204	0.000	0.000	106.161	-1.40
5	Курортна	0.000	0.000	106.114	-1.41
6	Хмільник	0.000	0.000	105.984	-1.42
7	Уланів	0.000	0.000	106.453	-1.29
8	Вишенька	0.000	0.000	107.106	-1.06
205	205	0.000	0.000	107.560	-0.91
9	Юрівка	0.000	0.000	107.804	-0.81
206	206	0.000	0.000	109.023	-0.42
207	207	0.000	0.000	109.871	-0.07
300	Козятин	-65.599	-33.453	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.354	-0.26
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.096	-0.77
11	Глухівці	0.000	0.000	107.750	-0.90
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.290	-1.07
13	Сигнал	0.000	0.000	109.354	-0.26
209	209	0.000	0.000	109.355	-0.26
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.381	-1.05
15	Калинівка	0.000	0.000	107.228	-1.13
211	211	0.000	0.000	109.940	-0.03
200	200	0.000	0.000	109.232	-0.36
210	210	0.000	0.000	108.950	-0.47
16	Турбів	0.000	0.000	107.896	-0.84
1001		3.430	1.660	10.000	-4.09
1002		3.540	1.810	9.842	-4.74
2003		0.000	0.000	35.071	-2.81
1003		3.970	2.250	9.900	-3.82
1004		2.680	1.450	9.830	-4.34
1005		4.720	2.540	9.768	-4.77
2006		0.000	0.000	34.242	-4.89
1006		7.300	3.730	9.764	-4.83
1007		2.790	1.430	9.836	-4.40
1008		3.330	1.890	9.788	-4.76
2009		0.000	0.000	35.953	-1.19
1009		3.430	1.860	10.245	-1.44
20010		0.000	0.000	25.506	-2.23
10010		17.170	7.820	10.118	-3.15

10032	0.000	0.000	9.900	-3.82
200102	0.000	0.000	25.506	-2.23
100102	0.000	0.000	10.119	-3.15
10011	5.040	2.590	10.121	-2.61
100112	0.000	0.000	10.122	-2.61
10012	6.650	3.770	9.920	-3.96
20013	0.000	0.000	35.852	-2.23
10013	9.010	4.860	10.206	-2.46
200132	0.000	0.000	35.852	-2.23
100132	0.000	0.000	10.206	-2.46
20014	0.000	0.000	25.266	-2.69
10014	11.800	6.050	10.098	-2.66
200142	0.000	0.000	25.266	-2.69
100142	0.000	0.000	10.098	-2.66
20015	0.000	0.000	35.539	-2.15
10015	6.870	3.330	10.112	-2.53
200152	0.000	0.000	35.539	-2.15
100152	0.000	0.000	10.112	-2.54
20016	0.000	0.000	35.682	-1.96
10016	4.720	2.540	10.162	-2.20
200162	0.000	0.000	35.681	-1.96
100162	0.000	0.000	10.162	-2.20
3003	0.000	0.000	104.757	-2.81
6006	0.000	0.000	102.280	-4.89
9009	0.000	0.000	107.391	-1.19
100010	0.000	0.000	106.666	-2.23
1000102	0.000	0.000	106.666	-2.23
130013	0.000	0.000	106.859	-2.50
1300132	0.000	0.000	107.322	-1.97
140014	0.000	0.000	105.658	-2.68
1400142	0.000	0.000	105.664	-2.69
150015	0.000	0.000	105.838	-2.56
1500152	0.000	0.000	106.177	-2.16
160016	0.000	0.000	106.632	-1.97
1600162	0.000	0.000	106.351	-2.23
601	13.410	6.870	106.673	-1.43
602	11.940	2.990	106.540	-1.50
603	-9.740	-4.990	106.668	-1.34

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.978	1.509	0.914	0.002	0.064	0.010	2.247
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.037	0.010	1.357
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.164	-0.000
3	10032	2.472	1.536	2.462	1.372	0.011	0.163	0.016	3.602
100	201	19.232	6.745	19.088	6.572	0.143	0.172	0.107	1.043
201	1	19.088	6.816	19.062	6.778	0.026	0.038	0.107	0.202
1	202	15.605	4.854	15.587	4.830	0.017	0.025	0.087	0.158
202	2	15.587	5.129	15.465	4.981	0.122	0.147	0.087	1.084
203	4	7.838	1.056	7.806	1.017	0.032	0.038	0.043	0.507
4	204	7.695	4.834	7.681	4.817	0.014	0.017	0.049	0.252
204	6	2.928	2.109	2.924	2.104	0.004	0.005	0.020	0.178
6	7	-4.431	-1.876	-4.446	-1.895	0.015	0.018	-0.026	-0.475
7	8	-7.257	-2.909	-7.290	-2.956	0.033	0.047	-0.042	-0.662
8	205	-10.648	-4.709	-10.681	-4.756	0.033	0.047	-0.063	-0.459
205	9	-10.681	-4.491	-10.697	-4.521	0.016	0.029	-0.062	-0.247
9	206	-14.177	-6.332	-14.293	-6.501	0.116	0.168	-0.083	-1.227
206	207	-14.293	-5.884	-14.367	-6.019	0.074	0.135	-0.082	-0.850
207	300	-14.367	-5.677	-14.378	-5.700	0.010	0.023	-0.081	-0.130
2	203	11.895	3.262	11.843	3.186	0.052	0.076	0.066	0.625
4	603	-2.590	-4.960	-2.594	-4.973	0.005	0.013	-0.030	-0.258
603	602	7.140	0.422	7.132	0.401	0.007	0.021	0.039	0.136
602	601	-4.800	-2.225	-4.804	-2.234	0.003	0.009	-0.029	-0.137
601	15	-18.205	-8.771	-18.255	-8.910	0.049	0.139	-0.109	-0.567
15	100	-15.190	-7.873	-15.420	-8.383	0.229	0.508	-0.092	-2.793
15	14	-9.995	-3.790	-10.004	-3.810	0.009	0.019	-0.057	-0.155
14	16	-9.340	-3.015	-9.373	-3.064	0.034	0.049	-0.053	-0.522
16	210	-14.145	-5.491	-14.246	-5.638	0.101	0.146	-0.081	-1.062
210	200	-14.246	-5.252	-14.273	-5.292	0.027	0.039	-0.080	-0.283
200	211	-14.273	-4.951	-14.337	-5.067	0.063	0.115	-0.080	-0.711
211	100	-14.337	-4.784	-14.342	-4.794	0.005	0.010	-0.079	-0.060
16	160016	1.621	0.914	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.315
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000

1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.248
16	1600162	3.107	1.777	3.104	1.676	0.003	0.100	0.019	1.614
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.262	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.406
14	140014	5.906	3.248	5.900	3.029	0.006	0.218	0.036	1.821
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.236	5.905	3.017	0.006	0.218	0.036	1.814
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.084
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.378	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.084
14	209	-12.567	-6.705	-12.702	-7.004	0.135	0.299	-0.076	-1.991
209	300	-25.396	-13.612	-25.484	-13.807	0.088	0.194	-0.152	-0.646
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.006	0.006	0.251
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.251
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.152
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.650
13	1300132	3.923	2.383	3.918	2.223	0.005	0.160	0.024	2.094
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.596
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.950
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.537	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.959
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.275	0.051	1.501
10	100010	8.593	4.354	8.586	4.078	0.007	0.275	0.051	1.501
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.028
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.393	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.025
209	13	12.693	7.495	12.693	7.495	0.000	0.000	0.078	0.000
13	208	3.612	1.836	3.612	1.836	0.000	0.000	0.021	0.001
208	300	-25.649	-13.747	-25.738	-13.945	0.089	0.197	-0.153	-0.648
1500152	100152	2.200	1.321	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.484
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.146	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.028	0.117
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.556	0.001	0.012	-0.009	-0.348
20015	200152	-1.517	-0.556	-1.517	-0.556	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.556	1.517	0.556	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.720	1.962	3.717	1.876	0.002	0.085	0.023	1.106
15	150015	3.160	1.583	3.157	1.484	0.003	0.098	0.019	1.475
8	1008	3.348	2.197	3.328	1.889	0.020	0.307	0.022	5.104
204	5	4.753	2.980	4.751	2.978	0.002	0.002	0.030	0.047
10	11	11.800	6.653	11.778	6.604	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.082	6.687	4.045	0.017	0.037	0.042	0.465
12	10012	6.670	4.239	6.646	3.768	0.024	0.469	0.042	3.801
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.425
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.292
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1007	2.802	1.634	2.788	1.429	0.014	0.204	0.018	3.896
208	10	29.260	15.921	29.062	15.481	0.197	0.438	0.176	1.266
6	6006	7.330	4.314	7.313	3.728	0.017	0.584	0.046	4.043
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.017	0.000	0.046	0.185
4	1004	2.691	1.643	2.678	1.449	0.013	0.193	0.017	3.901
5	1005	4.738	2.921	4.717	2.538	0.021	0.381	0.030	4.313
203	3	4.005	2.632	4.005	2.632	0.000	0.000	0.026	0.010
2	1002	3.560	2.138	3.538	1.809	0.022	0.328	0.022	4.972
1	1001	3.447	1.952	3.428	1.659	0.019	0.291	0.021	4.470

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.333 МВт / 646.532 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.800 МВт / 633.360 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.789 МВт / 4.588 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.789 МВт / 4.588 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.508 МВт / 2.644 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.296 МВт / 0.758 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.804 МВт / 3.402 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.594 МВт / 7.989 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосвузол	-48.994	-19.922	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.959	-0.33
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.758	-0.40
202	202	0.000	0.000	108.601	-0.47
2	Петрик	0.000	0.000	107.525	-0.83
203	203	0.000	0.000	106.908	-1.11
3	Літин	0.000	0.000	106.898	-1.11
4	Кожухів	0.000	0.000	106.411	-1.35
204	204	0.000	0.000	106.161	-1.40
5	Курортна	0.000	0.000	106.114	-1.41
6	Хмільник	0.000	0.000	105.984	-1.42
7	Уланів	0.000	0.000	106.453	-1.29
8	Вишенька	0.000	0.000	107.106	-1.06
205	205	0.000	0.000	107.560	-0.91
9	Юрівка	0.000	0.000	107.804	-0.81
206	206	0.000	0.000	109.023	-0.42
207	207	0.000	0.000	109.871	-0.07
300	Козятин	-65.599	-33.453	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.354	-0.26
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.096	-0.77
11	Глухівці	0.000	0.000	107.750	-0.90
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.290	-1.07
13	Сигнал	0.000	0.000	109.354	-0.26
209	209	0.000	0.000	109.355	-0.26
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.381	-1.05
15	Калинівка	0.000	0.000	107.228	-1.13
211	211	0.000	0.000	109.940	-0.03
200	200	0.000	0.000	109.232	-0.36
210	210	0.000	0.000	108.950	-0.47
16	Турбів	0.000	0.000	107.896	-0.84
1001		3.430	1.660	10.000	-4.09
1002		3.540	1.810	9.842	-4.74
2003		0.000	0.000	35.071	-2.81
1003		3.970	2.250	9.900	-3.82
1004		2.680	1.450	9.830	-4.34
1005		4.720	2.540	9.768	-4.77
2006		0.000	0.000	34.242	-4.89
1006		7.300	3.730	9.764	-4.83
1007		2.790	1.430	9.836	-4.40
1008		3.330	1.890	9.788	-4.76
2009		0.000	0.000	35.953	-1.19
1009		3.430	1.860	10.245	-1.44
20010		0.000	0.000	25.506	-2.23

10010	17.170	7.820	10.118	-3.15
10032	0.000	0.000	9.900	-3.82
200102	0.000	0.000	25.506	-2.23
100102	0.000	0.000	10.119	-3.15
10011	5.040	2.590	10.121	-2.61
100112	0.000	0.000	10.122	-2.61
10012	6.650	3.770	9.920	-3.96
20013	0.000	0.000	35.852	-2.23
10013	9.010	4.860	10.206	-2.46
200132	0.000	0.000	35.852	-2.23
100132	0.000	0.000	10.206	-2.46
20014	0.000	0.000	25.266	-2.69
10014	11.800	6.050	10.098	-2.66
200142	0.000	0.000	25.266	-2.69
100142	0.000	0.000	10.098	-2.66
20015	0.000	0.000	35.539	-2.15
10015	6.870	3.330	10.112	-2.53
200152	0.000	0.000	35.539	-2.15
100152	0.000	0.000	10.112	-2.54
20016	0.000	0.000	35.682	-1.96
10016	4.720	2.540	10.162	-2.20
200162	0.000	0.000	35.681	-1.96
100162	0.000	0.000	10.162	-2.20
3003	0.000	0.000	104.757	-2.81
6006	0.000	0.000	102.280	-4.89
9009	0.000	0.000	107.391	-1.19
100010	0.000	0.000	106.666	-2.23
1000102	0.000	0.000	106.666	-2.23
130013	0.000	0.000	106.859	-2.50
1300132	0.000	0.000	107.322	-1.97
140014	0.000	0.000	105.658	-2.68
1400142	0.000	0.000	105.664	-2.69
150015	0.000	0.000	105.838	-2.56
1500152	0.000	0.000	106.177	-2.16
160016	0.000	0.000	106.632	-1.97
1600162	0.000	0.000	106.351	-2.23
601	13.410	6.870	106.673	-1.43
602	11.940	2.990	106.540	-1.50
603	-9.740	-4.990	106.668	-1.34

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.978	1.509	0.914	0.002	0.064	0.010	2.247
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.037	0.010	1.357
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.164	-0.000
3	10032	2.472	1.536	2.462	1.372	0.011	0.163	0.016	3.602
100	201	19.232	6.745	19.088	6.572	0.143	0.172	0.107	1.043
201	1	19.088	6.816	19.062	6.778	0.026	0.038	0.107	0.202
1	202	15.605	4.854	15.587	4.830	0.017	0.025	0.087	0.158
202	2	15.587	5.129	15.465	4.981	0.122	0.147	0.087	1.084
203	4	7.838	1.056	7.806	1.017	0.032	0.038	0.043	0.507
4	204	7.695	4.834	7.681	4.817	0.014	0.017	0.049	0.252
204	6	2.928	2.109	2.924	2.104	0.004	0.005	0.020	0.178
6	7	-4.431	-1.876	-4.446	-1.895	0.015	0.018	-0.026	-0.475
7	8	-7.257	-2.909	-7.290	-2.956	0.033	0.047	-0.042	-0.662
8	205	-10.648	-4.709	-10.681	-4.756	0.033	0.047	-0.063	-0.459
205	9	-10.681	-4.491	-10.697	-4.521	0.016	0.029	-0.062	-0.247
9	206	-14.177	-6.332	-14.293	-6.501	0.116	0.168	-0.083	-1.227
206	207	-14.293	-5.884	-14.367	-6.019	0.074	0.135	-0.082	-0.850
207	300	-14.367	-5.677	-14.378	-5.700	0.010	0.023	-0.081	-0.130
2	203	11.895	3.262	11.843	3.186	0.052	0.076	0.066	0.625
4	603	-2.590	-4.960	-2.594	-4.973	0.005	0.013	-0.030	-0.258
603	602	7.140	0.422	7.132	0.401	0.007	0.021	0.039	0.136
602	601	-4.800	-2.225	-4.804	-2.234	0.003	0.009	-0.029	-0.137
601	15	-18.205	-8.771	-18.255	-8.910	0.049	0.139	-0.109	-0.567
15	100	-15.190	-7.873	-15.420	-8.383	0.229	0.508	-0.092	-2.793
15	14	-9.995	-3.790	-10.004	-3.810	0.009	0.019	-0.057	-0.155
14	16	-9.340	-3.015	-9.373	-3.064	0.034	0.049	-0.053	-0.522
16	210	-14.145	-5.491	-14.246	-5.638	0.101	0.146	-0.081	-1.062
210	200	-14.246	-5.252	-14.273	-5.292	0.027	0.039	-0.080	-0.283
200	211	-14.273	-4.951	-14.337	-5.067	0.063	0.115	-0.080	-0.711
211	100	-14.337	-4.784	-14.342	-4.794	0.005	0.010	-0.079	-0.060
16	160016	1.621	0.914	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.315
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050

20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.248
16	1600162	3.107	1.777	3.104	1.676	0.003	0.100	0.019	1.614
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.262	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.406
14	140014	5.906	3.248	5.900	3.029	0.006	0.218	0.036	1.821
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.236	5.905	3.017	0.006	0.218	0.036	1.814
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.084
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.378	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.084
14	209	-12.567	-6.705	-12.702	-7.004	0.135	0.299	-0.076	-1.991
209	300	-25.396	-13.612	-25.484	-13.807	0.088	0.194	-0.152	-0.646
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.006	0.006	0.251
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.251
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.152
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.650
13	1300132	3.923	2.383	3.918	2.223	0.005	0.160	0.024	2.094
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.596
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.950
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.537	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.959
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.275	0.051	1.501
10	100010	8.593	4.354	8.586	4.078	0.007	0.275	0.051	1.501
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.028
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.393	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.025
209	13	12.693	7.495	12.693	7.495	0.000	0.000	0.078	0.000
13	208	3.612	1.836	3.612	1.836	0.000	0.000	0.021	0.001
208	300	-25.649	-13.747	-25.738	-13.945	0.089	0.197	-0.153	-0.648
1500152	100152	2.200	1.321	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.484
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.146	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.028	0.117
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.556	0.001	0.012	-0.009	-0.348
20015	200152	-1.517	-0.556	-1.517	-0.556	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.556	1.517	0.556	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.720	1.962	3.717	1.876	0.002	0.085	0.023	1.106
15	150015	3.160	1.583	3.157	1.484	0.003	0.098	0.019	1.475
8	1008	3.348	2.197	3.328	1.889	0.020	0.307	0.022	5.104
204	5	4.753	2.980	4.751	2.978	0.002	0.002	0.030	0.047
10	11	11.800	6.653	11.778	6.604	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.082	6.687	4.045	0.017	0.037	0.042	0.465
12	10012	6.670	4.239	6.646	3.768	0.024	0.469	0.042	3.801
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.425
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.292
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1007	2.802	1.634	2.788	1.429	0.014	0.204	0.018	3.896
208	10	29.260	15.921	29.062	15.481	0.197	0.438	0.176	1.266
6	6006	7.330	4.314	7.313	3.728	0.017	0.584	0.046	4.043
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.017	0.000	0.046	0.185
4	1004	2.691	1.643	2.678	1.449	0.013	0.193	0.017	3.901
5	1005	4.738	2.921	4.717	2.538	0.021	0.381	0.030	4.313
203	3	4.005	2.632	4.005	2.632	0.000	0.000	0.026	0.010
2	1002	3.560	2.138	3.538	1.809	0.022	0.328	0.022	4.972
1	1001	3.447	1.952	3.428	1.659	0.019	0.291	0.021	4.470

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.482 МВт / 647.305 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.800 МВт / 633.360 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.936 МВт / 4.964 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.936 МВт / 4.964 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.508 МВт / 2.640 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.298 МВт / 0.763 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.805 МВт / 3.403 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.742 МВт / 8.367 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-48.969	-20.172	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.755	-0.37
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.514	-0.46
202	202	0.000	0.000	108.318	-0.54
2	Петрик	0.000	0.000	106.982	-0.96
203	203	0.000	0.000	106.161	-1.30
3	Літин	0.000	0.000	106.151	-1.30
4	Кожухів	0.000	0.000	105.390	-1.61
204	204	0.000	0.000	105.192	-1.65
5	Курортна	0.000	0.000	105.145	-1.65
6	Хмільник	0.000	0.000	105.109	-1.65
7	Уланів	0.000	0.000	105.790	-1.47
8	Вишенька	0.000	0.000	106.632	-1.19
205	205	0.000	0.000	107.175	-1.02
9	Юрівка	0.000	0.000	107.468	-0.90
206	206	0.000	0.000	108.868	-0.47
207	207	0.000	0.000	109.849	-0.07
300	Козятин	-65.773	-33.689	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.375	-0.25
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.118	-0.76
11	Глухівці	0.000	0.000	107.772	-0.89
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.312	-1.06
13	Сигнал	0.000	0.000	109.376	-0.25
209	209	0.000	0.000	109.376	-0.25
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.661	-0.93
15	Калинівка	0.000	0.000	107.557	-0.99
211	211	0.000	0.000	109.947	-0.03
200	200	0.000	0.000	109.309	-0.33
210	210	0.000	0.000	109.054	-0.42
16	Турбів	0.000	0.000	108.100	-0.76
1001		3.430	1.660	9.976	-4.17
1002		3.540	1.810	9.787	-4.90
2003		0.000	0.000	34.815	-3.03
1003		3.970	2.250	9.826	-4.05
1004		2.680	1.450	9.729	-4.66
1005		4.720	2.540	9.671	-5.08
2006		0.000	0.000	33.937	-5.18
1006		7.300	3.730	9.677	-5.12
1007		2.790	1.430	9.770	-4.63
1008		3.330	1.890	9.740	-4.92
2009		0.000	0.000	35.840	-1.28
1009		3.430	1.860	10.213	-1.54
20010		0.000	0.000	25.511	-2.22
10010		17.170	7.820	10.120	-3.14
10032		0.000	0.000	9.826	-4.05

200102	0.000	0.000	25.511	-2.22
100102	0.000	0.000	10.121	-3.14
10011	5.040	2.590	10.123	-2.60
100112	0.000	0.000	10.124	-2.60
10012	6.650	3.770	9.923	-3.95
20013	0.000	0.000	35.859	-2.22
10013	9.010	4.860	10.208	-2.45
200132	0.000	0.000	35.859	-2.22
100132	0.000	0.000	10.208	-2.45
20014	0.000	0.000	25.334	-2.56
10014	11.800	6.050	10.125	-2.54
200142	0.000	0.000	25.334	-2.56
100142	0.000	0.000	10.126	-2.54
20015	0.000	0.000	35.651	-2.01
10015	6.870	3.330	10.144	-2.38
200152	0.000	0.000	35.651	-2.01
100152	0.000	0.000	10.144	-2.39
20016	0.000	0.000	35.751	-1.87
10016	4.720	2.540	10.182	-2.11
200162	0.000	0.000	35.751	-1.87
100162	0.000	0.000	10.182	-2.11
3003	0.000	0.000	103.992	-3.03
6006	0.000	0.000	101.369	-5.18
9009	0.000	0.000	107.054	-1.28
100010	0.000	0.000	106.688	-2.22
1000102	0.000	0.000	106.688	-2.22
130013	0.000	0.000	106.881	-2.49
1300132	0.000	0.000	107.345	-1.96
140014	0.000	0.000	105.943	-2.56
1400142	0.000	0.000	105.949	-2.56
150015	0.000	0.000	106.172	-2.41
1500152	0.000	0.000	106.509	-2.01
160016	0.000	0.000	106.838	-1.88
1600162	0.000	0.000	106.558	-2.14
601	13.410	6.870	107.142	-1.20
602	11.940	2.990	105.155	-1.95
603	-9.740	-4.990	105.467	-1.69

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.277
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.374
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.165	-0.000
3	10032	2.473	1.538	2.462	1.372	0.011	0.165	0.016	3.648
100	201	22.481	8.508	22.281	8.267	0.199	0.240	0.126	1.247
201	1	22.281	8.510	22.245	8.457	0.036	0.052	0.126	0.242
1	202	18.788	6.532	18.762	6.495	0.025	0.037	0.106	0.198
202	2	18.762	6.792	18.579	6.573	0.182	0.219	0.106	1.346
203	4	10.918	2.581	10.853	2.502	0.065	0.078	0.061	0.785
4	204	5.930	3.874	5.921	3.863	0.009	0.011	0.039	0.200
204	6	1.168	1.143	1.167	1.142	0.001	0.001	0.009	0.083
6	7	-6.188	-2.854	-6.219	-2.892	0.031	0.037	-0.037	-0.689
7	8	-9.030	-3.916	-9.083	-3.992	0.052	0.076	-0.054	-0.854
8	205	-12.441	-5.752	-12.487	-5.818	0.046	0.066	-0.074	-0.549
205	9	-12.487	-5.556	-12.509	-5.597	0.022	0.041	-0.073	-0.297
9	206	-15.989	-7.409	-16.140	-7.628	0.150	0.218	-0.095	-1.410
206	207	-16.140	-7.013	-16.236	-7.188	0.096	0.175	-0.093	-0.985
207	300	-16.236	-6.847	-16.250	-6.877	0.014	0.030	-0.092	-0.151
100	211	12.931	4.274	12.927	4.266	0.004	0.008	0.071	0.054
211	200	12.927	4.549	12.875	4.455	0.051	0.094	0.072	0.640
200	210	12.875	4.796	12.853	4.764	0.022	0.032	0.072	0.256
210	16	12.853	5.151	12.770	5.031	0.082	0.119	0.073	0.961
16	14	7.999	2.605	7.975	2.570	0.024	0.035	0.045	0.444
14	209	-10.914	-5.866	-11.015	-6.092	0.101	0.225	-0.066	-1.729
209	300	-24.552	-13.155	-24.634	-13.337	0.082	0.182	-0.147	-0.625
209	13	13.536	7.951	13.536	7.950	0.000	0.000	0.083	0.000
13	208	4.455	2.292	4.455	2.292	0.000	0.000	0.026	0.001
208	300	-24.806	-13.290	-24.889	-13.475	0.083	0.184	-0.148	-0.626
10	100010	8.593	4.354	8.586	4.078	0.007	0.275	0.051	1.500
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.275	0.051	1.501
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.949

100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.537	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.958
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.027
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.393	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.024
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.594
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.251
20013	200132	-1.005	-0.411	-1.005	-0.411	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.006	0.006	0.251
13	1300132	3.923	2.383	3.918	2.223	0.005	0.160	0.024	2.093
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.650
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.192	0.000
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
14	140014	5.906	3.247	5.900	3.029	0.006	0.217	0.036	1.809
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.235	5.905	3.017	0.006	0.217	0.036	1.803
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.084
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.377	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
1500152	200152	1.517	0.556	1.517	0.556	0.000	0.000	0.009	0.021
200152	20015	1.517	0.556	1.517	0.556	0.000	0.000	0.026	0.000
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.556	0.001	0.012	-0.009	-0.345
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.028	0.117
10015	100152	-2.199	-1.300	-2.200	-1.300	0.000	0.000	-0.145	-0.000
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.481
15	1500152	3.720	1.961	3.717	1.876	0.002	0.085	0.023	1.097
15	150015	3.159	1.582	3.157	1.484	0.003	0.098	0.019	1.464
14	15	6.985	2.531	6.981	2.522	0.004	0.009	0.040	0.106
15	100	-13.379	-6.996	-13.557	-7.390	0.177	0.393	-0.081	-2.459
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.247
200162	20016	-1.030	-0.405	-1.030	-0.405	0.000	0.000	-0.018	-0.000
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.404
10016	100162	-4.129	-2.076	-4.129	-2.076	0.000	0.000	-0.262	-0.000
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
16	1600162	3.107	1.776	3.104	1.676	0.003	0.099	0.019	1.607
16	160016	1.621	0.914	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.310
4	603	2.223	-2.528	2.221	-2.533	0.002	0.005	0.018	-0.073
603	602	11.955	2.853	11.932	2.790	0.022	0.063	0.067	0.327
2	1002	3.560	2.141	3.538	1.809	0.022	0.331	0.022	5.020
1	1001	3.447	1.953	3.428	1.659	0.019	0.293	0.021	4.489
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.428
203	3	4.005	2.634	4.005	2.634	0.000	0.000	0.026	0.010
10	11	11.800	6.652	11.778	6.603	0.022	0.049	0.072	0.350
204	5	4.753	2.986	4.751	2.984	0.002	0.002	0.031	0.048
5	1005	4.739	2.928	4.717	2.538	0.021	0.388	0.031	4.389
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	12	6.703	4.082	6.687	4.045	0.017	0.037	0.042	0.465
12	10012	6.670	4.239	6.646	3.768	0.024	0.469	0.042	3.799
2	203	15.010	4.846	14.923	4.720	0.087	0.125	0.085	0.834
15	601	13.428	6.770	13.402	6.694	0.027	0.075	0.081	0.423
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.186
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.293
8	1008	3.349	2.200	3.328	1.889	0.021	0.310	0.022	5.148
7	1007	2.802	1.637	2.788	1.429	0.014	0.207	0.018	3.944
208	10	29.260	15.920	29.062	15.480	0.197	0.438	0.176	1.265
6	6006	7.331	4.324	7.313	3.728	0.018	0.594	0.047	4.110
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	1004	2.691	1.647	2.678	1.449	0.013	0.197	0.017	3.971

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.333 МВт / 646.532 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 121.800 МВт / 633.360 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.789 МВт / 4.588 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.789 МВт / 4.588 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.508 МВт / 2.644 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.296 МВт / 0.758 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.804 МВт / 3.402 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.594 МВт / 7.989 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-48.994	-19.922	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.959	-0.33
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.758	-0.40
202	202	0.000	0.000	108.601	-0.47
2	Петрик	0.000	0.000	107.525	-0.83
203	203	0.000	0.000	106.908	-1.11
3	Літин	0.000	0.000	106.898	-1.11
4	Кожухів	0.000	0.000	106.411	-1.35
204	204	0.000	0.000	106.161	-1.40
5	Курортна	0.000	0.000	106.114	-1.41
6	Хмільник	0.000	0.000	105.984	-1.42
7	Уланів	0.000	0.000	106.453	-1.29
8	Вишенька	0.000	0.000	107.106	-1.06
205	205	0.000	0.000	107.560	-0.91
9	Юрівка	0.000	0.000	107.804	-0.81
206	206	0.000	0.000	109.023	-0.42
207	207	0.000	0.000	109.871	-0.07
300	Козятин	-65.599	-33.453	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.354	-0.26
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.096	-0.77
11	Глухівці	0.000	0.000	107.750	-0.90
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.290	-1.07
13	Сигнал	0.000	0.000	109.354	-0.26
209	209	0.000	0.000	109.355	-0.26
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.381	-1.05
15	Калинівка	0.000	0.000	107.228	-1.13
211	211	0.000	0.000	109.940	-0.03
200	200	0.000	0.000	109.232	-0.36
210	210	0.000	0.000	108.950	-0.47
16	Турбів	0.000	0.000	107.896	-0.84
1001		3.430	1.660	10.000	-4.09
1002		3.540	1.810	9.842	-4.74
2003		0.000	0.000	35.071	-2.81
1003		3.970	2.250	9.900	-3.82
1004		2.680	1.450	9.830	-4.34
1005		4.720	2.540	9.768	-4.77
2006		0.000	0.000	34.242	-4.89
1006		7.300	3.730	9.764	-4.83
1007		2.790	1.430	9.836	-4.40
1008		3.330	1.890	9.788	-4.76
2009		0.000	0.000	35.953	-1.19
1009		3.430	1.860	10.245	-1.44
20010		0.000	0.000	25.506	-2.23
10010		17.170	7.820	10.118	-3.15
10032		0.000	0.000	9.900	-3.82
200102		0.000	0.000	25.506	-2.23
100102		0.000	0.000	10.119	-3.15
10011		5.040	2.590	10.121	-2.61

100112	0.000	0.000	10.122	-2.61
10012	6.650	3.770	9.920	-3.96
20013	0.000	0.000	35.852	-2.23
10013	9.010	4.860	10.206	-2.46
200132	0.000	0.000	35.852	-2.23
100132	0.000	0.000	10.206	-2.46
20014	0.000	0.000	25.266	-2.69
10014	11.800	6.050	10.098	-2.66
200142	0.000	0.000	25.266	-2.69
100142	0.000	0.000	10.098	-2.66
20015	0.000	0.000	35.539	-2.15
10015	6.870	3.330	10.112	-2.53
200152	0.000	0.000	35.539	-2.15
100152	0.000	0.000	10.112	-2.54
20016	0.000	0.000	35.682	-1.96
10016	4.720	2.540	10.162	-2.20
200162	0.000	0.000	35.681	-1.96
100162	0.000	0.000	10.162	-2.20
3003	0.000	0.000	104.757	-2.81
6006	0.000	0.000	102.280	-4.89
9009	0.000	0.000	107.391	-1.19
100010	0.000	0.000	106.666	-2.23
1000102	0.000	0.000	106.666	-2.23
130013	0.000	0.000	106.859	-2.50
1300132	0.000	0.000	107.322	-1.97
140014	0.000	0.000	105.658	-2.68
1400142	0.000	0.000	105.664	-2.69
150015	0.000	0.000	105.838	-2.56
1500152	0.000	0.000	106.177	-2.16
160016	0.000	0.000	106.632	-1.97
1600162	0.000	0.000	106.351	-2.23
601	13.410	6.870	106.673	-1.43
602	11.940	2.990	106.540	-1.50
603	-9.740	-4.990	106.668	-1.34

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.978	1.509	0.914	0.002	0.064	0.010	2.247
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.037	0.010	1.357
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.164	-0.000
3	10032	2.472	1.536	2.462	1.372	0.011	0.163	0.016	3.602
100	201	19.232	6.745	19.088	6.572	0.143	0.172	0.107	1.043
201	1	19.088	6.816	19.062	6.778	0.026	0.038	0.107	0.202
1	202	15.605	4.854	15.587	4.830	0.017	0.025	0.087	0.158
202	2	15.587	5.129	15.465	4.981	0.122	0.147	0.087	1.084
203	4	7.838	1.056	7.806	1.017	0.032	0.038	0.043	0.507
4	204	7.695	4.834	7.681	4.817	0.014	0.017	0.049	0.252
204	6	2.928	2.109	2.924	2.104	0.004	0.005	0.020	0.178
6	7	-4.431	-1.876	-4.446	-1.895	0.015	0.018	-0.026	-0.475
7	8	-7.257	-2.909	-7.290	-2.956	0.033	0.047	-0.042	-0.662
8	205	-10.648	-4.709	-10.681	-4.756	0.033	0.047	-0.063	-0.459
205	9	-10.681	-4.491	-10.697	-4.521	0.016	0.029	-0.062	-0.247
9	206	-14.177	-6.332	-14.293	-6.501	0.116	0.168	-0.083	-1.227
206	207	-14.293	-5.884	-14.367	-6.019	0.074	0.135	-0.082	-0.850
207	300	-14.367	-5.677	-14.378	-5.700	0.010	0.023	-0.081	-0.130
2	203	11.895	3.262	11.843	3.186	0.052	0.076	0.066	0.625
4	603	-2.590	-4.960	-2.594	-4.973	0.005	0.013	-0.030	-0.258
603	602	7.140	0.422	7.132	0.401	0.007	0.021	0.039	0.136
602	601	-4.800	-2.225	-4.804	-2.234	0.003	0.009	-0.029	-0.137
601	15	-18.205	-8.771	-18.255	-8.910	0.049	0.139	-0.109	-0.567
15	100	-15.190	-7.873	-15.420	-8.383	0.229	0.508	-0.092	-2.793
15	14	-9.995	-3.790	-10.004	-3.810	0.009	0.019	-0.057	-0.155
14	16	-9.340	-3.015	-9.373	-3.064	0.034	0.049	-0.053	-0.522
16	210	-14.145	-5.491	-14.246	-5.638	0.101	0.146	-0.081	-1.062
210	200	-14.246	-5.252	-14.273	-5.292	0.027	0.039	-0.080	-0.283
200	211	-14.273	-4.951	-14.337	-5.067	0.063	0.115	-0.080	-0.711
211	100	-14.337	-4.784	-14.342	-4.794	0.005	0.010	-0.079	-0.060
16	160016	1.621	0.914	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.315
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.248
16	1600162	3.107	1.777	3.104	1.676	0.003	0.100	0.019	1.614
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.262	0.000

160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.406
14	140014	5.906	3.248	5.900	3.029	0.006	0.218	0.036	1.821
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.236	5.905	3.017	0.006	0.218	0.036	1.814
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.084
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.378	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.084
14	209	-12.567	-6.705	-12.702	-7.004	0.135	0.299	-0.076	-1.991
209	300	-25.396	-13.612	-25.484	-13.807	0.088	0.194	-0.152	-0.646
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.006	0.006	0.251
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.251
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.152
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.650
13	1300132	3.923	2.383	3.918	2.223	0.005	0.160	0.024	2.094
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.596
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.950
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.537	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.959
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.275	0.051	1.501
10	100010	8.593	4.354	8.586	4.078	0.007	0.275	0.051	1.501
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.028
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.393	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.025
209	13	12.693	7.495	12.693	7.495	0.000	0.000	0.078	0.000
13	208	3.612	1.836	3.612	1.836	0.000	0.000	0.021	0.001
208	300	-25.649	-13.747	-25.738	-13.945	0.089	0.197	-0.153	-0.648
1500152	100152	2.200	1.321	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.484
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.146	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.028	0.117
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.556	0.001	0.012	-0.009	-0.348
20015	200152	-1.517	-0.556	-1.517	-0.556	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.556	1.517	0.556	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.720	1.962	3.717	1.876	0.002	0.085	0.023	1.106
15	150015	3.160	1.583	3.157	1.484	0.003	0.098	0.019	1.475
8	1008	3.348	2.197	3.328	1.889	0.020	0.307	0.022	5.104
204	5	4.753	2.980	4.751	2.978	0.002	0.002	0.030	0.047
10	11	11.800	6.653	11.778	6.604	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.082	6.687	4.045	0.017	0.037	0.042	0.465
12	10012	6.670	4.239	6.646	3.768	0.024	0.469	0.042	3.801
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.425
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.292
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1007	2.802	1.634	2.788	1.429	0.014	0.204	0.018	3.896
208	10	29.260	15.921	29.062	15.481	0.197	0.438	0.176	1.266
6	6006	7.330	4.314	7.313	3.728	0.017	0.584	0.046	4.043
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.017	0.000	0.046	0.185
4	1004	2.691	1.643	2.678	1.449	0.013	0.193	0.017	3.901
5	1005	4.738	2.921	4.717	2.538	0.021	0.381	0.030	4.313
203	3	4.005	2.632	4.005	2.632	0.000	0.000	0.026	0.010
2	1002	3.560	2.138	3.538	1.809	0.022	0.328	0.022	4.972
1	1001	3.447	1.952	3.428	1.659	0.019	0.291	0.021	4.470

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства
“Вінницяобленерго” з дослідженням методів обмеження струмів короткого
замикання»