

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


МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі напругою 110/35 кВ з дослідженням методів регулювання напруги»

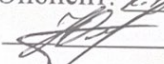
Виконав: студент 2-го курсу, гр. 1ЕСМ-22 м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і
мережі»

(шифр назва напрямку підготовки, спеціальності)


Барціцький В.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Малогулко Ю. В.
(прізвище та ініціали)


« 05 » чудне 2023 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕСС ЕН

(прізвище та ініціали)

« 2 » чудне 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

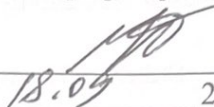
 д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 28 » 11 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 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 і мережі

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


18.09 2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Барціцькому Владиславу Вікторовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. **«Розвиток фрагменту електричної мережі напругою 110/35 кВ з дослідженням методів регулювання напруги»**

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Малогулко Ю. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247.

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року.

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

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 475 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 2.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 35 км за рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Економічна

частина. 9. Дослідження методів регулювання напруги 10. Охорона праці
 безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел
 Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових
 креслень) 2. Актуальність. 3. Оптимізація схеми електричної мережі
 допомогою симплекс-методу. 4. Вибір оптимальної схеми розвитку
 електричної мережі методом динамічного програмування. 5. Визначення
 конструктивних параметрів ЛЕП. 6. Вибір потужності трансформаторів на
 споживальних підстанціях. 7. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.
 Дослідження методів регулювання напруги. 9. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

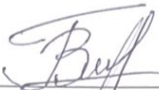
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.23	26.09.23	вс
2	Прогнозування електричних навантажень	27.09.23	08.10.23	вс
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі.	09.10.23	15.10.23	вс
4	Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування	16.10.23	22.10.23	вс
5	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	23.10.23	29.10.23	вс
6	Вибір схем розподільних пристроїв	30.10.23	05.11.23	вс

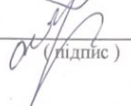
	підстанцій. Оцінювання балансу потужностей			
7	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Дослідження методів регулювання напруги.	06.11.23	12.11.23	<i>вск</i>
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	13.11.23	19.11.23	<i>вск</i>
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	20.11.23	26.11.23	<i>вск</i>
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.23	01.12.23	<i>вск</i>
	Рецензування МКР	01.12.23	05.12.23	<i>вск</i>
	Захист МКР	12.12.23	18.12.23	<i>вск</i>

Студент

Керівник роботи



 (підпис)



 (підпис)

В. В. Барціцький

Ю. В. Малогулко

АНОТАЦІЯ

Барціцький Владислав Вікторович «Розвиток фрагменту електричної мережі напругою 110/35 кВ з дослідженням методів регулювання напруги». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 93 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 20 назв; рис.: 22; табл. 32.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено прогнозування електричних навантажень, розраховано режим існуючої мережі, сформовано максимальний граф електричної мережі. Визначено оптимальну схему електричної мережі та вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибрано потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та схеми розподільних пристроїв підстанцій. Оцінено баланс потужностей. Розраховано та проаналізовано усталені режими електричної мережі. Визначено оптимальний варіант розвитку мережі. Проведено дослідження методів регулювання напруги.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, силовий трансформатор, метод динамічного програмування, регулювання напруги.

ABSTRACT

Vladyslav Bartsytskyi «The development of a fragment of the electrical network with the study of voltage regulation methods». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2023. 93 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 20 titles; fig.: 22; tabl. 32.

In the master's qualification work forecasting of electric loads is carried out, the mode of an existing network is calculated, the maximum graph of an electric network is formed. The optimal scheme of the electric network is determined and the optimal scheme of electric network development is chosen by the method of dynamic programming. The power of transformers at consumer substations and schemes of switchgear of substations are selected. Capacity balance estimated. The established modes of the electric network are calculated and analyzed. The optimal variant of network development is determined. A study of voltage regulation methods was conducted.

Keywords: distribution network, power transformer, method of dynamic programming, voltage regulation methods.

ВСТУП

Актуальність теми. При проектуванні та розвитку сучасних електричних мереж необхідно враховувати різноманітні аспекти, щоб забезпечити надійне та якісне електропостачання, використовуючи передові конструкційні принципи. Це вимагає системного підходу та контролю різних факторів, які визначають техніко-економічну ефективність електричної мережі, оптимальний рівень експлуатації та управління з мінімальними витратами.

Будівництво мережі завжди виходить із конкретної мети, для якої враховується прогноз майбутнього розвитку чи розширення мережі. Цей прогноз встановлює додаткові обмеження та вимоги, які враховуються під час проектування та будівництва мережі.

Детальні розрахункові режими для перспективного планування включають аналіз наступних факторів:

- Зміни навантаження та генерації протягом доби і року.
- Вплив погодних умов на попит на електроенергію та технічні характеристики системи.
- Прогнозування конкретних умов, таких як випадкові події, пов'язані з кліматичними умовами чи відключення електростанцій.
- Розподіл генеруючих блоків на основі ринкового моделювання або структури покриття навантаження.
- Розташування об'єктів генерації та споживання з урахуванням регіональних особливостей.
- Припущення щодо майбутнього розвитку мережі.

З практичної точки зору, електрична схема розподільних установок повинна бути максимально простою, але при цьому забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі за допомогою автоматичних засобів управління.

Для нового будівництва електричних мереж з напругою від 6 кВ до 750 кВ існують типові схеми розподільних установок, які детально описані в

"Правилах улаштування електроустановок" в таблицях 4.2.10-4.2.13. Ці схеми повинні використовуватися під час будівництва. Перед початком будівництва рекомендується використовувати математичні методи для визначення найоптимальніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- Симплекс-метод, що допомагає визначити найменш вартісний варіант схеми підключення нових споживачів.

- Метод динамічного програмування, який визначає найкращу послідовність будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій. Після затвердження конфігурації та послідовності будівництва мережі, визначаються такі параметри, як номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють заплановану конфігурацію мережі тощо. При розробці проекту встановлюється відповідна кількість та тип обладнання, визначаються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, а також вибирається оптимальний розподіл джерел реактивної потужності і необхідні засоби для регулювання напруги з метою досягнення економічності.

Регулювання напруги в електричних мережах має на меті відповідати технічним стандартам для якості електроенергії та економічно оптимізувати функціонування мереж і споживачів. Для досягнення необхідного рівня напруги використовуються різноманітні методи регулювання. Зокрема:

- централізоване регулювання (плив на вузли мережі здійснюється через генератори та трансформатори відкритих розподільних пристроїв. Цей метод використовує генератори, трансформатори та синхронні компенсатори для стабілізації напруги);

- місцеве регулювання (застосовується тоді, коли централізоване регулювання не є достатнім для підтримки необхідного рівня напруги у всіх вузлах. Понижувальні трансформатори напруги та статичні конденсатори використовуються для місцевого регулювання);

- змішане регулювання (комбінує обидва підходи для досягнення більш ефективного контролю напруги);

Найчастіше регулювання напруги виконується за допомогою таких методів, як:

- генераторами електростанцій: Збільшення струму збудження генераторів призводить до збільшення напруги на шинах електростанції. Автоматичне регулювання збудження (АРЗ) дозволяє плавно налаштовувати чи утримувати постійний рівень напруги;

- зміною коефіцієнтів трансформації трансформаторів: Використовується для регулювання напруги на підстанціях;

- перерозподілом потоків активної і реактивної потужності: Зміна співвідношення активної та реактивної потужності для підтримки необхідного рівня напруги;

- зміною параметрів мережі: Застосування установок поздовжньої компенсації (УПК);

- вольтододатковими трансформаторами: Використовуються для додаткового підвищення напруги.

Дослідження методів регулювання напруги є важливим аспектом в управлінні та оптимізації електричних мереж. Ключові методи, які зазвичай досліджуються у цьому контексті:

- автоматичне регулювання напруги (AVR): Системи AVR використовуються для автоматичного підтримання стабільної напруги у мережі. Це може бути досягнуто за допомогою автоматичного керування трансформаторами та регулювання реактивної потужності.

- статичні компенсатори реактивної потужності (SVC): SVC використовують силові електронні пристрої для автоматичного управління реактивною потужністю у мережі. Вони можуть швидко реагувати на зміни у напрузі та допомагати підтримувати оптимальні рівні напруги.

- системи керування трансформаторами: Керування напругою за допомогою автотрансформаторів чи стабілізаторів дозволяє підтримувати задані рівні напруги у визначених ділянках електричної мережі.

- динамічні компенсатори реактивної потужності (DVR): DVR використовуються для швидкого реагування на короткочасні варіації напруги у мережі та компенсації їхнього впливу.

- дистанційне керування розподільними вузлами: Сучасні системи дистанційного керування дозволяють віддалено моніторити та керувати напругою в різних точках електричної мережі.

- застосування розумних мереж (Smart Grids): Впровадження розумних мереж дозволяє використовувати інтелектуальні технології для оптимізації регулювання напруги та керування енергозабезпеченням.

Дослідження цих методів може включати моделювання, аналіз ефективності, оптимізацію та визначення оптимальних стратегій для конкретних умов та завдань управління електромережею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження методів регулювання напруги при розвитку електричної мережі.

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

- визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі;

- на основі аналізу основних техніко-економічних показників роботи фрагменту електричної мережі визначити доцільність виконання оптимізації;

- провести дослідження методів регулювання напруги.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична мережа напругою 110/10 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проєктування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи динамічного програмування. Під час визначення оптимальної схеми електричної мережі використовується симплекс-метод.

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Метод найменших квадратів дозволяє знайти аналітичний вираз $P'_{\max}(T)$, який найточніше відповідає залежності максимальної потужності від часу, з мінімальною похибкою. Цей метод дозволяє замінити функцію $P_{\max}(T)$, представлену у табличному вигляді, аналітичним виразом.

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

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

Для визначення числових коефіцієнтів a' та b' використовується метод найменших квадратів, який базується на мінімізації виразу відповідно до цього методу:

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

Після застосування процесу диференціювання до вхідної функції, кінцева форма системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' представлена таким виглядом:

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 928, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1871430. \end{cases}$$

звідки $a' = -2793,21$, $b' = 1,463$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,43T - 2793,21..$$

За допомогою редактора Excel отримаємо апроксимаційну характеристику, також її коефіцієнти (рис 1.1).

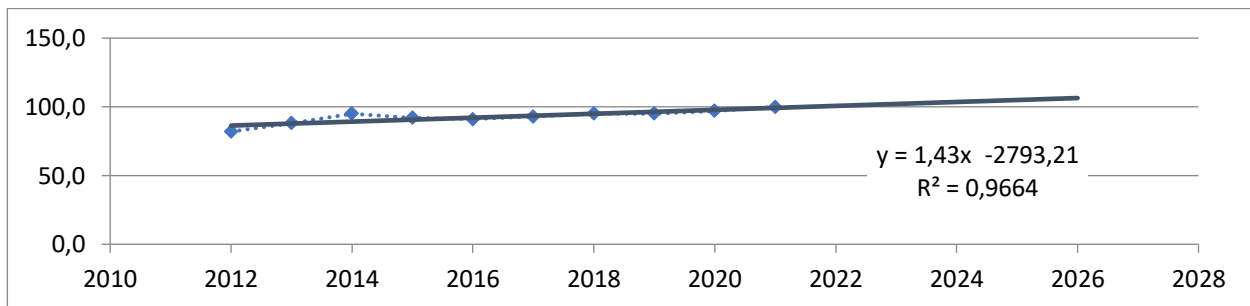


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи представлений графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що передбачається збільшення загального навантаження до 108% від проектної потужності електромережі до 2026 року, що на 4% перевищує прогноз. Таким чином, для забезпечення надійності та якості електропостачання необхідно вжити заходів, таких як перевірка відповідності прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої електричної мережі

Результати розрахунку максимального навантаження існуючої мережі, враховуючи прогноз, свідчать про те, що напруги в усіх вузлах відповідають встановленим обмеженням або можуть бути приведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв.

На підставі розрахунків режиму максимальних навантажень існуючої мережі, які відображені у додатку, встановлено, що напруги в усіх вузлах відповідають встановленим обмеженням або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв.

Перевіривши струмові навантаження ліній електропередачі та трансформаторів, було встановлено, що основне обладнання працює у режимах, які є економічними або наближеними до них. Втрати в електроенергії в електричній мережі відносно невеликі:

- в ПЛЕП – 139 МВт;
- в трансформаторах – 0,61 МВт з них холостого ходу 0,29 МВт та навантажувальні 0,33 МВт.

Було проведено аналіз відповідності струмових навантажень ліній передачі електроенергії та трансформаторів. Результати свідчать про те, що основне обладнання функціонує в економічних режимах або наближених до них, що відображено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	6-202	202-7	1-2
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	390	450	450
Розрах. струм, А	31	29	28

У зоні, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередавання мають достатній резерв щодо пропускної здатності для забезпечення нових споживачів електроенергії та забезпечення необхідних рівнів напруги в вузлах, як це вказано у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	6	202	7	2
Напруга вузла, кВ	110,88	111,5	111,62	112,13

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень вказує на те, що струмове навантаження ПЛЕП 110 кВ (табл. 1.1) є незначним у порівнянні з тривало допустимим струмом. Це створює можливість

транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без необхідності внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

З урахуванням розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2), можна визначити, що всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна проводити з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У території, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередачі мають достатній залишковий резерв пропускної здатності для забезпечення перевезення електроенергії новим споживачам.

Отже, на підставі розрахункових даних визначаємо потенційні вузли, до яких можливо підключити нові підстанції. Зазначені варіанти включають вузли № 6 -110,8 кВ, №202 -111,5 кВ, № 7 -111,63 кВ, №2 -112,13 кВ, №8 – 112,34 кВ.

Оцінюючи розташування нових підстанцій та їх відстань до існуючої мережі, ми створили максимальний граф (рис. 1.2), який враховує всі можливі сценарії приєднання нових підстанцій.

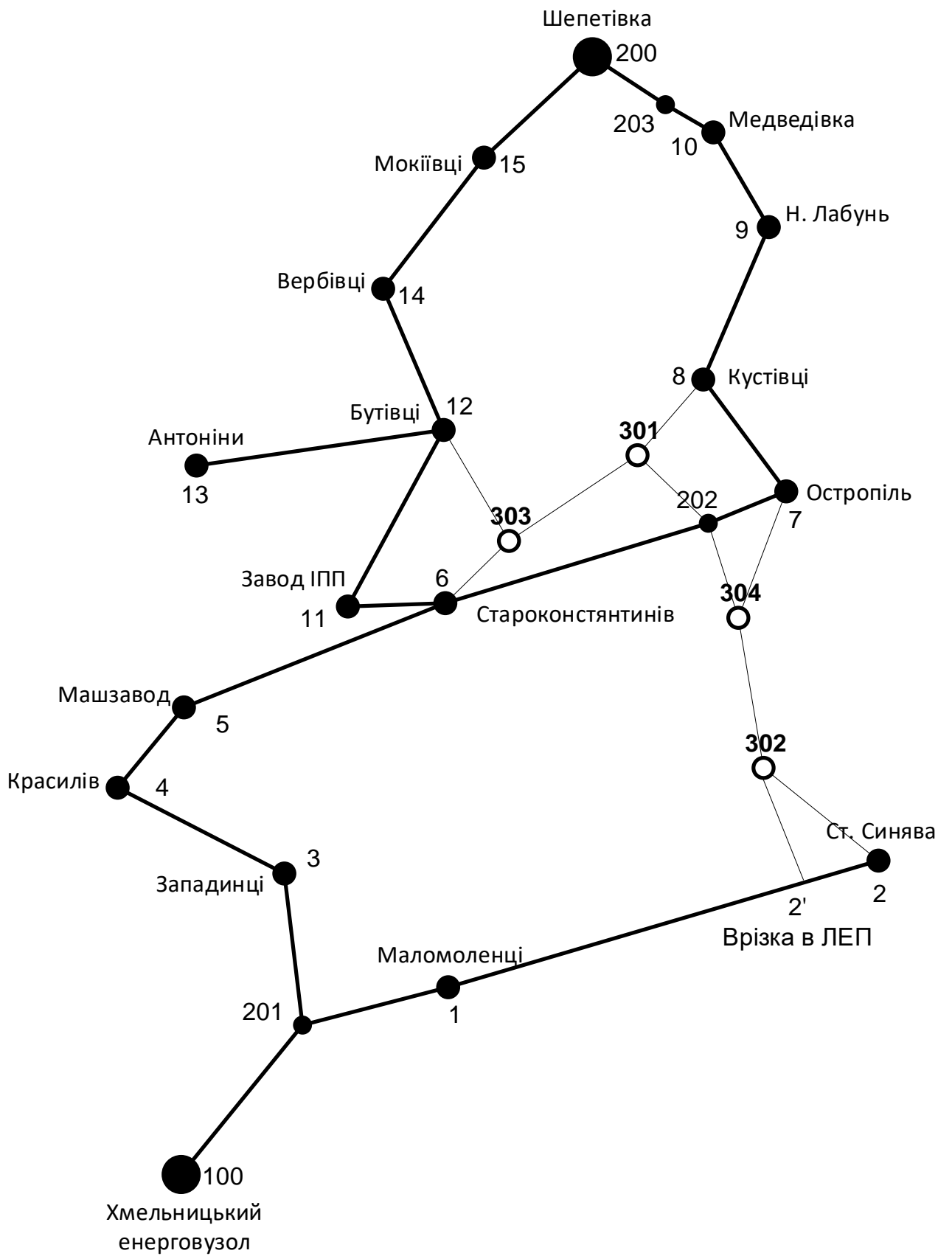


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

Неможливо вирішити ці питання одночасно у вигляді єдиної математичної моделі. 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. Отже, для моделювання процесу розвитку електричної мережі, функція мети може бути виражена як нелінійна функція з лінійними та 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 V_i можна записати:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda 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:

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

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 на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 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 (4720 год/рік для $T_{нб} = 6100$ 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). Максимальний граф для зручності було розбито на 2 ділянки, тому результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1 – 2.6.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $B_d = a + b \cdot P^2$ (частина 1)

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Uном, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10
12	303	1,2	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	1,605	4994,8
6	303	0,7	5,6	110	1573,680	0,131	2820,0	0,936	2913,6
8	301	0,9	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	1,204	3746,1
202	301	0,9	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	1,204	3746,1
303	301	1	8	110	1573,680	0,131	4028,6	1,337	4162,4

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 квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$ (частина 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. б, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10
202	304	1	8	110	1573,680	0,131	4028,6	1,337	4162,4
7	304	1,4	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	1,872	5827,3
2	302	1,5	12	110	1573,680	0,131	6042,9	2,006	6243,5
2'	302	1,2	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	1,605	4994,8
304	302	1,3	10,4	110	1573,680	0,131	5237,2	1,739	5411,1

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

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$ (частина 1)

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коефіцієнт a1, тис. грн	Коефіцієнт b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність
12-303	1,2	5111,8	5011,9	5233,9	4834,3	21,103	5111,8	5056,3	5167,3
6-303	0,7	2981,9	2923,6	3053,1	2820,0	12,310	2981,9	2949,5	3014,3
8-301	0,9	3833,9	3759,0	3925,5	3625,8	15,827	3833,9	3792,3	3875,5
202-301	0,9	3833,9	3759,0	3925,5	3625,8	15,827	3833,9	3792,3	3875,5
303-301	1	4259,9	4176,6	4361,6	4028,6	17,586	4259,9	4213,6	4306,1

Таблиця 2.4 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$ (частина 2)

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (погужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (погужність 1.2P), тис. грн	Коефіцієнт a1, тис. грн	Коефіцієнт b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (погужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (погужність 1.2P), тис. грн
202-304	1	4259,9	4176,6	4361,6	4028,6	17,586	4259,9	4213,6	4306,1
7-304	1,4	5963,8	5847,3	6106,3	5640,1	24,620	5963,8	5899,1	6028,6
2-302	1,5	6389,8	6264,9	6542,4	6042,9	26,378	6389,8	6320,4	6459,2
2'-302	1,2	5111,8	5011,9	5233,9	4834,3	21,103	5111,8	5056,3	5167,3
304-302	1,3	5537,8	5429,6	5670,1	5237,2	22,861	5537,8	5477,7	5598,0

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

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.5-2.6.

Таблиця 2.5 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$ (частина 1)

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. c, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
12-303	1,2	13,2	5111,8	5059,1	5170,1	388,7	5111,8	4600,7	5623,0
6-303	0,7	13,2	2981,9	2951,2	3015,9	226,8	2981,9	2683,7	3280,1
8-301	0,9	13,2	3833,9	3794,3	3877,6	291,6	3833,9	3450,5	4217,3
202-301	0,9	13,2	3833,9	3794,3	3877,6	291,6	3833,9	3450,5	4217,3
303-301	1	13,2	4259,9	4215,9	4308,4	323,9	4259,9	3833,9	4685,9

Розв'язання задачі лінійного програмування (2.3) згідно з умовами (2.4) за допомогою симплекс-методу (СМ) включає два етапи:

1. I-ий етап СМ включає процес приведення системи обмежень та цільової функції до канонічного вигляду.
2. II-ий етап СМ включає оптимізацію цільової функції, яка була отримана на першому етапі. Це досягається за допомогою Симплекс-алгоритму (СА).

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

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Оскільки модель була побудована з урахуванням заданих напрямків потужності в максимальному графі, може виникнути ситуація, коли деякі змінні приймають від'ємні значення. Це протиріччя може бути вирішено шляхом введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. рис. 2.1 та 2.5.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах		
	13-303	6-303	8-301	202-301	303-301	301-303	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0				
301	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4,20	-4,20
302	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
303	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,70	8,70
304	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	901,297	883,861	883,861	883,861	1252,136	429,545	1325,792	1325,792	1473,102	1929,624	582,943	1473,102	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000

Дисконтовані витрати, тис. грн

Рисунок 2.1 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця 1)

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		
	12-303	6-303	8-301	202-301	303-301	301-303	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0			0-0	
301	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4,20	0,00
302	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
303	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,70	0,00
304	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
коєфіцієнти цільової функції	401,267	883,861	883,861	883,861	1252,136	429,141	1325,792	1473,102	1929,624	682,943	1473,102	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		5779,765
Потужності ЛЕП	0,000	4,500	0,000	0,000	0,000	4,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	2820,035	0,000	0,000	0,000	4028,621	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		6848,656
Змінні складові витрат	0,000	18,956	0,000	0,000	0,000	23,590	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		42,547
Дискретовані витрати, тис. грн																		
																		6891,203

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

У контексті симплекс-методу, необхідно внести корективи до коефіцієнтів цільової функції, оскільки перетоки по лініям можуть змінюватись. Внаслідок цього, ми змінюємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок, як показано на рис. 2.3.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	12-303	6-303	8-301	202-301	303-301	301-303	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0				
301	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4,20	0,00
302	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
303	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,70	0,00
304	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
коєфіцієнти цільової функції	4299,001	630,887	3224,251	3224,251	3582,501	964,812	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		6891,203
Потужності ЛЕП	0,000	4,500	0,000	0,000	0,000	4,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	2820,035	0,000	0,000	0,000	4028,621	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		6848,656
Змінні складові витрат	0,000	18,956	0,000	0,000	0,000	23,590	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		42,547
Дискретовані витрати, тис. грн																		
																		6891,203

Рисунок 2.3 – Внесення змін в вартісні коефіцієнти шляхом модифікації перетоків потужності через лінії

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	12-303	6-303	8-301	202-301	303-301	301-303	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0				
301	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4,20	0,00
302	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
303	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,70	0,00
304	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
коєфіцієнти цільової функції	4299,001	630,887	3224,251	3224,251	3582,501	964,812	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		6891,203
Потужності ЛЕП	0,000	4,500	0,000	0,000	0,000	4,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	2820,035	0,000	0,000	0,000	4028,621	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		6848,656
Змінні складові витрат	0,000	18,956	0,000	0,000	0,000	23,590	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		42,547
Дискретовані витрати, тис. грн																		
																		6891,203

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант

Потоки не змінилися і вартість проекту також. Значить процес розрахунку завершено.

Повторюємо дії для 2 частини графа.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах		
	202-304	7-304	2-302	2'-302	304-302	302-304	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0				
301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
302	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,40	12,40
303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
304	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,20	5,20
Коефіцієнти цільової функції	501,267	883,861	883,861	883,861	1252,136	429,141	1325,792	1325,792	1473,102	1929,624	682,943	1473,102	0,000	0,000				0,000
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
0,000																		

Рисунок 2.5 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця 2)

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах		
	202-304	7-304	2-302	2'-302	304-302	302-304	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0				
301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
302	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,40	0,00
303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
304	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,20	0,00
Коефіцієнти цільової функції	901,267	883,861	883,861	883,861	1252,136	429,141	1325,792	1325,792	1473,102	1929,624	682,943	1473,102	0,000	0,000				15555,954
Потужності ЛЕП	0,000	5,200	7,400	5,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Постійні складові витрат	0,000	5640,070	6042,932	4834,345	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		16517,347
Змінні складові витрат	0,000	50,625	109,847	40,119	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		200,592
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
16717,938																		

Рисунок 2.6 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (частина 2)

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах		
	202-304	7-304	2-302	2'-302	304-302	302-304	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0				
301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
302	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,40	0,00
303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
304	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,20	0,00
Коефіцієнти цільової функції	921,480	1094,364	831,457	974,893	1197,924	1197,924	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		15101,757
Потужності ЛЕП	5,200	0,000	12,400	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Постійні складові витрат	4028,621	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		10071,553
Змінні складові витрат	36,161	0,000	308,438	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		344,599
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
10416,152																		

Рисунок 2.7 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (частина 2)

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах		
	202-304	7-304	2-302	2'-302	304-302	302-304	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0				
301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
302	0	0	1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,40	0,00
303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
304	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,20	0,00
Коефіцієнти цільової функції	781,689	1290,072	512,207	1106,736	1197,924	1197,924	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		10416,152
Потужності ЛЕП	5,200	0,000	12,400	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Постійні складові витрат	4028,621	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		10071,553
Змінні складові витрат	36,161	0,000	308,438	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		344,599
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
10416,152																		

Рисунок 2.8 – Остаточний варіант (четверта ітерація) (частина 2)

Поєднавши результати, отримали найкращу сукупність ЛЕП для передачі енергії від СЕС та до споживачів.

У таблиці на рис. 2.4, 2.8 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.6.

Однак ця конфігурація не забезпечує визначений рівень надійності для нових споживачів, тому необхідно встановлювати додаткові дволанцюгові лінії або будувати нові трансмісійні лінії для створення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 302 – 304 (10,4 км) та 301 – 202 (7,2 км), тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

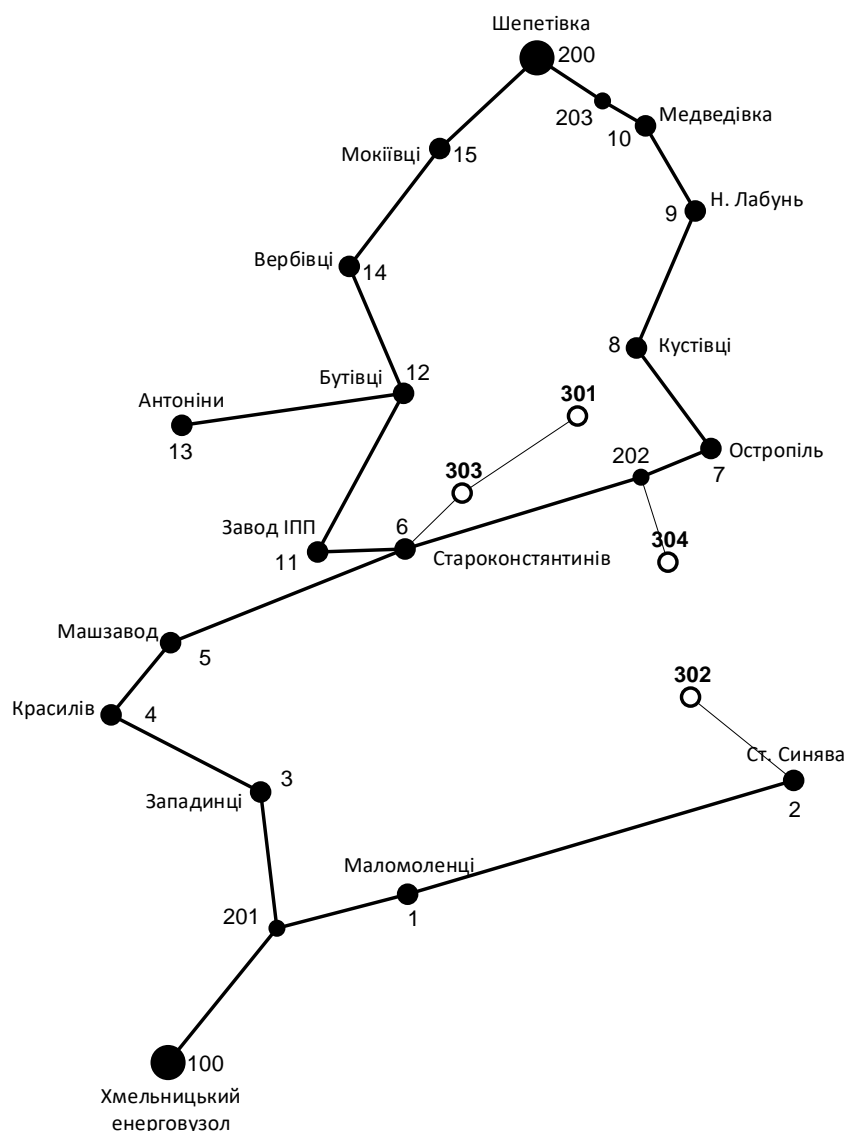


Рисунок 2.9 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

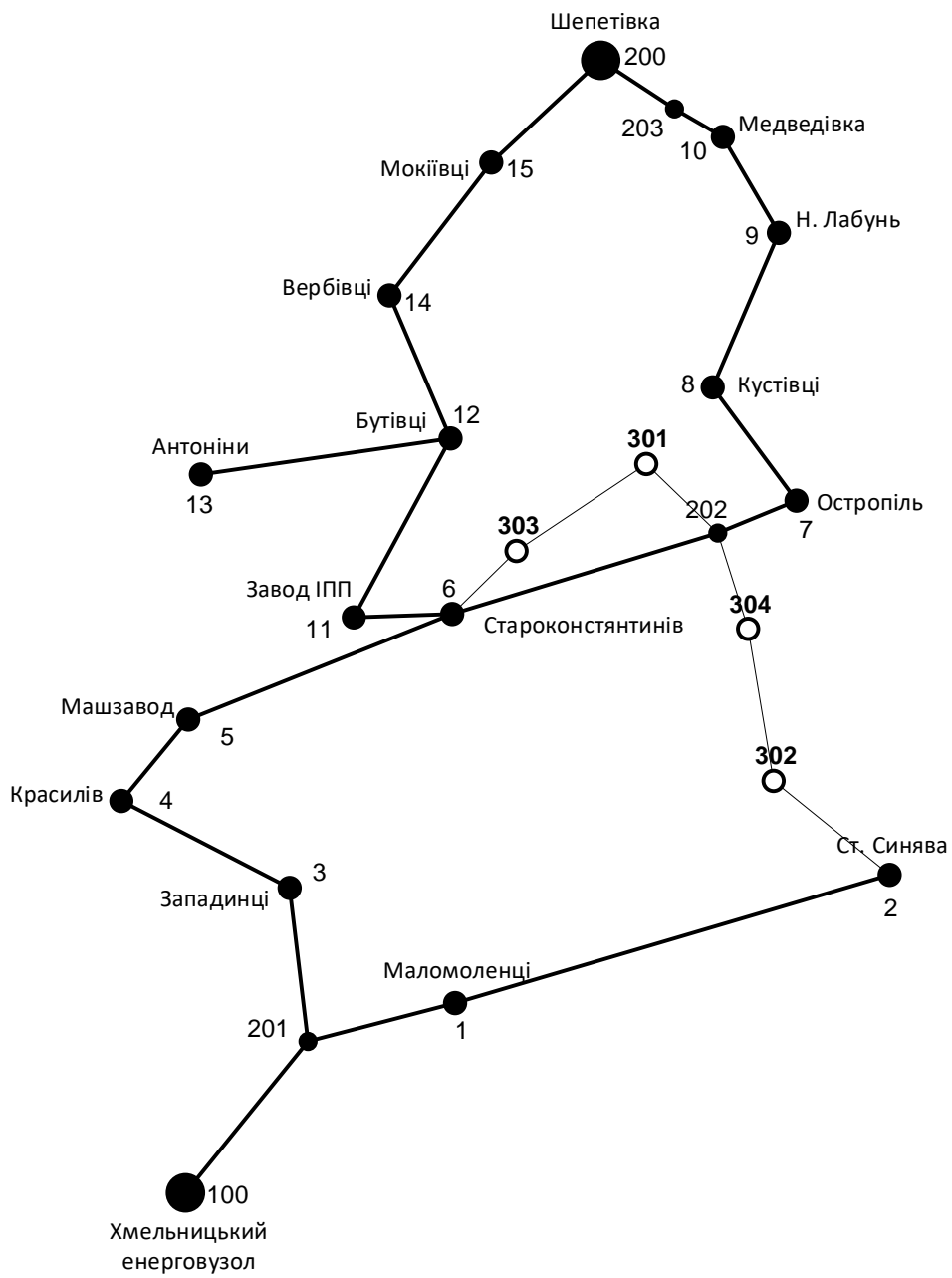


Рисунок 2.10 – Оптимальна конфігурація електричної мережі з урахуванням вимог до надійності для споживачів першої категорії

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

У енергетичній галузі, для вирішення задач оптимізації, які пов'язані з плануванням перспективного розвитку електромереж і враховують часовий фактор, використовуються не лише методи лінійної та нелінійної оптимізації, але й метод динамічного програмування.

Динамічне програмування відноситься до методів нелінійного програмування і дозволяє оптимізувати багатокрокові процеси для функцій з багатьма змінними. При використанні динамічного програмування, операція розбивається на послідовні кроки, на кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Необхідно розробити схему електричної мережі для забезпечення електропостачання нових навантажень, які будуть введені протягом двох років у вузлах 301, 302, 303, 304.

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення V_t для кожного року визначаються за формулою:

$$V_t = K \times K_d + E, \quad (3.2)$$

Для вирішення вказаних задач (3.1), можна використовувати метод нелінійного програмування, зокрема, метод динамічного програмування.

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

На прямому етапі рухаючись від першого року до останнього, визначається умовно оптимальна схема електричної мережі. Кожен крок обирається таким чином, щоб сумарні витрати на поточний та наступний рік були мінімальними.

$$(V_i + V_{i+1}) \rightarrow \min \quad (3.3)$$

Таким чином, перша етап включає розрахунок витрат на перший рік, враховуючи всі можливі варіанти реалізації. Отриманий результат відображає оптимальні дисконтовані витрати.

Проте, через невідомість варіантів наступних років на попередніх етапах, отриманий розв'язок є наближеним і потребує подальшого уточнення.

На другому етапі здійснюється рух від останнього року до першого, де уточнюються параметри електричної мережі та траєкторія оптимального будівництва згідно з критерієм (3.3).

Задача динамічного програмування формулюється з використанням цільової функції (3.1), де функція витрат може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

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

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 301, 302, 303, 304. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

Варіант №1

1-ий рік – будемо одноланцюгові лінії до пунктів 202-301 та 301-303. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{6-702} + \Delta L_{702-703} = 8 + 7,2 = 15,2 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.3.1.

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінії 6-303 та 202-304. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

Третій крок. Для третього року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці. І так само для кожного варіанту третього року враховується обмеження по введений довжині лінії.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінії 304-302 та 302-2. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Vi	Vi,сум	Vt	Вартість
1	1	6-303	5,6	4,68	13,6	10040,64	24382,39	20318,66	20318,66
		303-301	8	4,37		14341,75			
	2	202-301	7,2	4,68	15,2	12909,39	27296,36	13163,76	13163,76
		301-303	8	9,05		14386,97			
	3	202-304	8	18,3	18,4	14569,12	33351,04	27792,53	27792,53
		304-302	10,4	12,89		18781,92			
	4	2-302	12	18,3	22,4	21853,68	40507,48	33756,23	33756,23
		302-304	10,4	5,41		18653,79			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Vi	Vi,сум	Vt	Вартість
2	11	202-304	8	18,3	18,4	14569,12	33351,04	23160,44	43479,1
		304-302	10,4	12,89		18781,92			
	12	2-302	12	18,3	22,4	21853,68	40507,48	28130,19	48448,85
		302-304	10,4	5,41		18653,79			
	13	301-202	7,2	0,21	15,2	12895,23	27244,3	18919,65	39238,31
		202-304	8	5,41		14349,07			
	14	301-202	7,2	0,21	19,2	12895,23	34457,56	23928,86	44247,52
		2-302	12	8,07		21562,33			
	21	202-304	8	18,3	18,4	14569,12	33351,04	23160,44	36324,2
		304-302	10,4	12,89		18781,92			
	22	2-302	12	18,3	22,4	21853,68	40507,48	28130,19	41293,95
		302-304	10,4	5,41		18653,79			

	23	6-303	5,6	4,48	17,6	10039,72	24388,79	16936,66	30100,41
		202-304	8	5,41		14349,07			
	24	6-303	5,6	4,48	17,6	10039,72	31711,16	22021,64	35185,39
		2-302	12	12,89		21671,44			
t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
2	31	6-303	5,6	4,68	13,6	10040,64	24382,39	16932,21	44724,75
		303-301	8	4,37		14341,75			
	32	202-301	7,2	4,68	15,2	12909,39	27296,36	18955,81	46748,34
		301-303	8	9,05		14386,97			
	33	2-302	12	8,07	19,2	21562,33	34469,91	23937,44	51729,97
		202-301	7,2	4,37		12907,57			
	34	2-302	12	8,07	17,6	21562,33	31633,21	21967,51	49760,04
		6-303	5,6	9,05		10070,88			
	41	6-303	5,6	4,68	13,6	10040,64	24382,39	16932,21	50688,44
		303-301	8	4,37		14341,75			
	42	202-301	7,2	4,68	15,2	12909,39	27296,36	18955,81	52712,04
		301-303	8	9,05		14386,97			
43	202-304	8	10,25	15,2	14403,65	27311,22	18966,12	52722,35	
	202-301	7,2	4,37		12907,57				
44	202-304	8	10,25	13,6	14403,65	24474,52	16996,2	50752,43	
	6-303	5,6	9,05		10070,88				

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
3	111	301-202	7,2	0,21	19,2	12895,23	34457,56	19940,72	63419,82
		302-2	12	8,07		21562,33			
	121	301-202	7,2	0,21	15,2	12895,23	27298,87	15797,96	64246,81
		202-304	8	10,25		14403,65			
	131	304-302	10,4	4,83	22,4	18648,24	40210,57	23270,01	62508,32
		302-2	12	8,07		21562,33			
	141	202-304	8	10,25	18,4	14403,65	33051,88	19127,25	63374,77
		304-302	10,4	4,83		18648,24			
	211	6-303	5,6	4,48	17,6	10039,72	31602,05	18288,22	54612,42
		302-2	12	8,07		21562,33			
	221	304-202	10,4	10,25	16	18724,74	28764,45	16646,1	57940,04
		303-6	5,6	4,48		10039,72			
	231	304-302	10,4	4,83	22,4	18648,24	40210,57	23270,01	53370,42
		302-2	12	8,07		21562,33			
241	202-304	8	10,25	18,4	14403,65	33051,88	19127,25	54312,64	
	304-302	10,4	4,83		18648,24				
311	301-202	7,2	0,21	19,2	12895,23	34457,56	19940,72	64665,47	

	302-2	12	8,07		21562,33			
321	6-303	5,6	4,48	17,6	10039,72	31602,05	18288,22	65036,56
	302-2	12	8,07		21562,33			
331	301-303	8	4,57	13,6	14343,04	24382,75	14110,39	65840,36
	303-6	5,6	4,48		10039,72			
341	303-301	8	4,57	15,2	14343,04	27238,27	15762,89	65522,93
	301-202	7,2	0,21		12895,23			
412	301-202	7,2	0,21	15,2	12895,23	27298,87	15797,96	66486,4
	202-304	8	10,25		14403,65			
421	304-202	8	10,25	13,6	14403,65	24443,36	14145,46	66857,5
	303-6	5,6	4,48		10039,72			
431	301-303	8	4,57	13,6	14343,04	24382,75	14110,39	66832,74
	303-6	5,6	4,48		10039,72			
441	303-301	8	4,57	15,2	14343,04	27238,27	15762,89	66515,31
	301-202	7,2	0,21		12895,23			

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 3.3 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 611. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 231 приєднання підстанцій 301, 302, 303, 304 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому, другому та третьому роках. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування (зворотній хід)

варіант схеми	ЛЕП	L	P	$L_{\text{сум}}$	V_i	$V_{i,\text{сум}}$	V_t	Вартість
231	304-302	10,4	4,83	22,4	18648,24	40210,57	23270,01	62943,12
	302-2	12	8,07		21562,33			
23	6-303	5,6	4,48	13,6	10039,72	24443,36	16974,56	39673,11
	202-304	8	10,25		14403,65			
2	202-301	7,2	0,21	15,2	12895,23	27238,27	22698,55	22698,55
	301-303	8	4,57		14343,04			

Використання схеми, обраної за симплекс-методом та розрахункових потужностей у лініях має змогу скоротити кількість обчислень, оскільки використання зворотного ходу виявляється непотрібним.

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

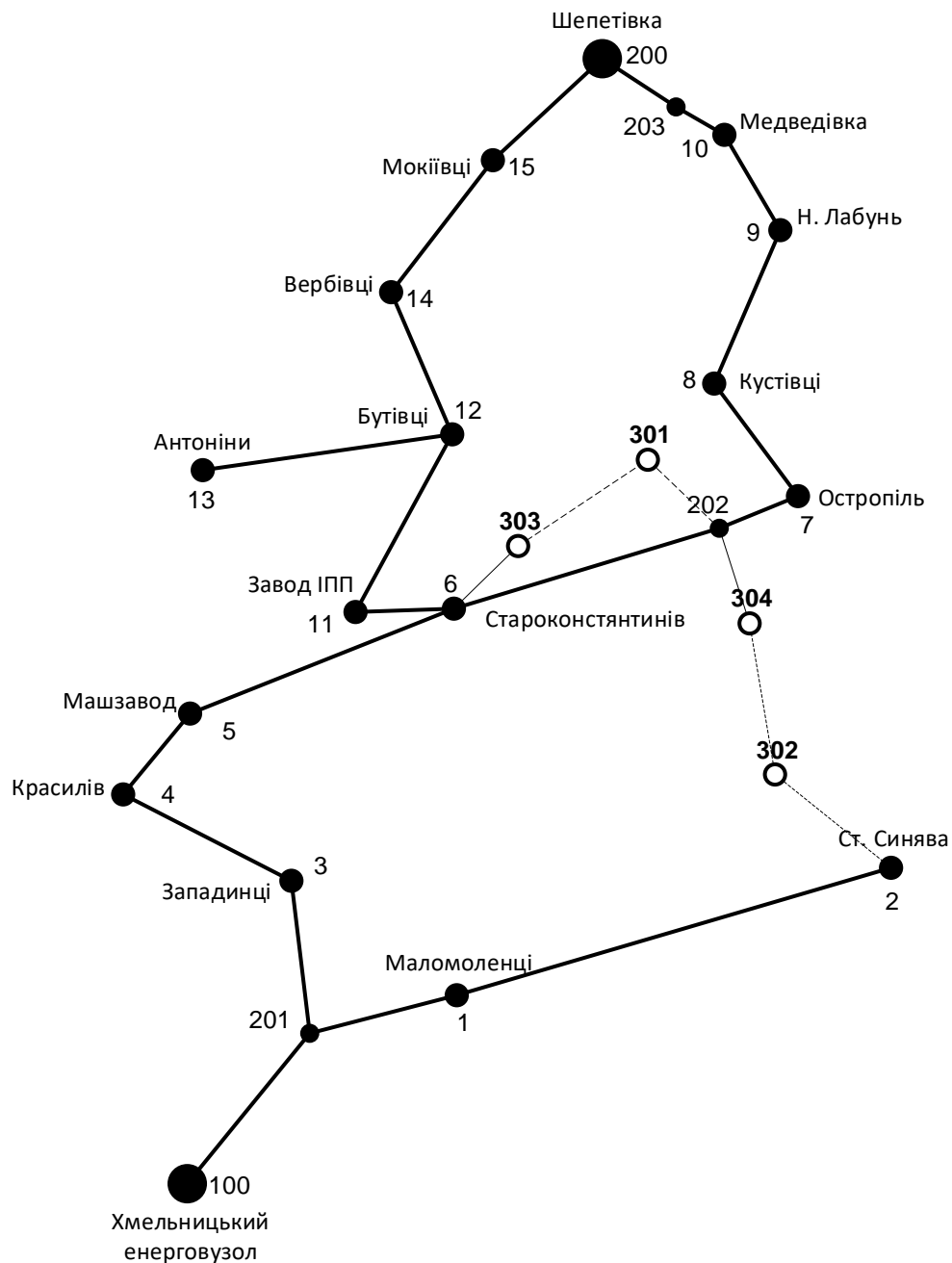


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

На першому році:

- - - будівництво лінії електропередач: 202-301 та 301-303;

На другому році:

——— будівництво ліній електропередач: Староконстантинів (вузол 6)-303 та 202-304;

На третьому році:

----- будівництво ліній електропередач: 302-304, 302 – Стара Синява (вузол 2).

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Використовуючи значення максимальних навантажень нових споживачів розраховуємо імовірне навантаження на головних ділянках ЛЕП за допомогою ПК «ВТРАТИ».

Згідно отриманих даних та використовуючи таблицю 2.5.16 ПУЕ обираємо рекомендований переріз проводу майбутніх ліній – алюміній 120 мм² для ЛЕП 110 кВ, 1 провід у фазі.

Після вибору оптимальної схеми ЕМ розраховуємо режими максимальних навантажень та визначають струми у окремих ЛЕП I_{\max} та з урахуванням середніх темпів зростання навантаження та співпадіння максимумів за виразом 3.5:

$$I_{\Sigma(5)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \tag{3.5}$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки $T_{\text{нб}} < 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_1 = 1$.

$$I_{\text{розр}6-303} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{л}} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{4,72}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 24,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}303-301} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{5,3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 27,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}301-202} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{2,44}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 12,8 (\text{A});$$

$$I_{\text{розр}202-304} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{11,13}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 58,44 (\text{A});$$

$$I_{\text{розр}304-302} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{5,08}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 26,7 (\text{A});$$

$$I_{\text{розр}302-2} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{9,53}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 49,9 (\text{A}).$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження $T_{\text{нб}}$ (6100 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 3.6:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}}; \quad (3.6)$$

$J_{\text{ек}}$ для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 5000 годин становить – 0,8 – 0,6 А/мм².

$$F_{\text{розр}6-303} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{24,78}{0,7} = 35,4 (\text{мм}^2)$$

$$F_{\text{розр}303-301} = \frac{27,78}{0,7} = 39,7 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}301-202} = \frac{12,8}{0,7} = 18,3 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}202-304} = \frac{58,44}{0,7} = 83,5 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}304-302} = \frac{26,66}{0,7} = 38,1 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}302-2} = \frac{49,9}{0,7} = 71,42 (\text{мм}^2).$$

Згідно ПУЕ мережу 110 кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19, отже приймаємо АС-120/19 для усіх ділянок мережі.

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

1й – розрив лінії 6-303 та 202-304;

2й – розрив лінії 6-303, 202-304 та відсутня генерація на СЕС (301);

3й – розрив лінії 301-202 та 202-304;

4й – розрив лінії 301-202 та 202-304 та відсутня генерація на СЕС (301);

5й – розрив лінії 303-301;

6й – розрив лінії 301-202.

Отримані результати представлені у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Марка проводу
6-303	0	0	32,5	52,11	52,66	32,5	52,66	390	АС-120/19
303-301	52,59	52,57	22,89	68,23	0	22,9	68,23		АС-120/19
301-202	32,53	52,18	0	0	22,89	0	52,18		АС-120/19
202-304	0	0	109,41	109,41	61,67	48,17	109,41		АС-120/19
304-302	32,31	32,31	57,49	57,49	29,9	27,2	57,49		АС-120/19
302-2	109,3	109,31	0	0	46,7	49,2	109,3		АС-120/19

Під час оцінки відповідності провідників для мережі 110 кВ, як визначено Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), рекомендується використовувати провід АС 240/39. Тим не менше, можливе також використання проводу АС-120/19. Після порівняння струмів у випадку аварійних ситуацій з допустимими значеннями для проводу АС-120/19 було вирішено використовувати його. Це рішення прийнято на підставі того, що провід АС-120/19 повністю відповідає вимогам нормативних документів.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

У роботі не проведено детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях в нормальних режимах, враховуючи графік роботи, коефіцієнт початкового навантаження та температуру навколишнього середовища. З цієї причини в практиці проектування може виникати ситуація, коли потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях обирається з урахуванням допустимого перевантаження після аварійних режимів на 40% протягом максимальної загальної добової навантаженості, але лише протягом не більше 6 годин протягом не більше 5 днів.

Вибір трансформаторів здійснюється згідно таких критеріїв:

1. Якщо на підстанції присутні споживачі 1-ої категорії, то повинно бути встановлено не менше двох трансформаторів.

2. На підстанціях, які забезпечують електропостачання споживачів 2-ої і 3-ої категорій, допускається встановлення одного трансформатора, за умови наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше однієї доби, хоча такі можливості в даний час є досить обмеженими.

Вибір трансформаторів здійснюється на підставі наступного виразу:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{P_{\text{max}}}{1,4 \cdot (n_{\text{т}} - 1)} \quad (4.1)$$

де $n_{\text{т}}$ - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{4,37}{1,4 \cdot (2-1) \cdot 1} = 3,12 \text{ (МВА)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 2,5 МВА.

У вузлах 302, 303 та 304 також встановлюємо два трансформатори.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає $\leq 0,7-0,8$, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Результати проведених розрахунків свідчать, що трансформатори, які були обрані з врахуванням встановленої потужності, здатні не лише забезпечити надійне електропостачання споживачів, але й сприяють розвитку споживання електроенергії. Вибір трансформаторів для інших підстанцій був здійснений за аналогічними принципами, і отримані результати можна знайти в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
301	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
302	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
303	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
304	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_3 = \frac{S_{\text{наб}}}{n_m \cdot S_n} \leq 0,7 - 0,8 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{4,37}{2 \cdot 2,5} = 0,87 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{з2.па} = \frac{14,65}{2 \cdot 10} = 0,73 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{з3.па} = \frac{10,1}{2 \cdot 6,3} = 0,79 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{з4.па} = \frac{6,21}{2 \cdot 6,3} = 0,5 \leq 0,7 - 0,8.$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає $\leq 0,7-0,8$, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань, а також роль і положення підстанції в електричній мережі, включаючи лінії і трансформатори.

Електрична схема підстанції повинна відповідати наступним функціям, враховуючи її місце в електричній мережі:

- Забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах згідно з вимогами надійності електропостачання та наявністю резервних джерел живлення.
- Забезпечувати надійний транзит потоків електроенергії через підстанцію у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах залежно від значення для конкретного ділянки мережі.
- Враховувати поетапний розвиток підстанції, динаміку навантаження мережі та інші фактори. Розвиток підстанції має відбуватися етапами, з врахуванням простоти і економічності, мінімізуючи роботи з реконструкції і забезпечуючи мінімальне обмеження електропостачання споживачів.
- Враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

При проектуванні нових підстанцій з напругою від 6 кВ до 750 кВ, переважно використовуються електричні схеми розподільних установок, які можна знайти в таблицях 4.2.10-4.2.13.

При будівництві нових електричних підстанцій з напругою від 6 кВ до 750 кВ, рекомендується застосовувати переважно електричні схеми розподільних установок, які можна знайти в таблицях 4.2.10-4.2.13 [1]. Для забезпечення підвищеної надійності та безпеки обслуговування підстанцій, ці схеми повинні бути оснащені комутаційними елементами та додатковими компонентами, які відповідають вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Принципові

схеми електричних розподільних установок напругою від 6 кВ до 750 кВ для електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Оскільки на підстанціях 301, 302, 303 та 304 встановлено по два трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції, становить дві, для цих вузлів була обрана схема "Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів" (рис. 5.1).

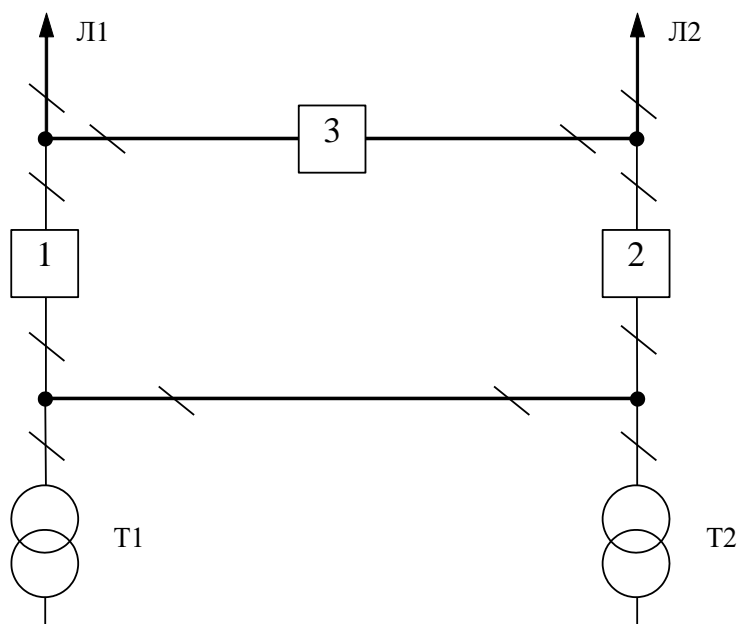


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

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

5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Старокосянтинів (вузол 6) пропонується залишити наявну схеми, а саме «Одна секціонована система збірних шин з обхідною» (рис. 5.2). Дана схема має можливість жити 3-6 приєднань, а отже забезпечує перспективний розвиток.

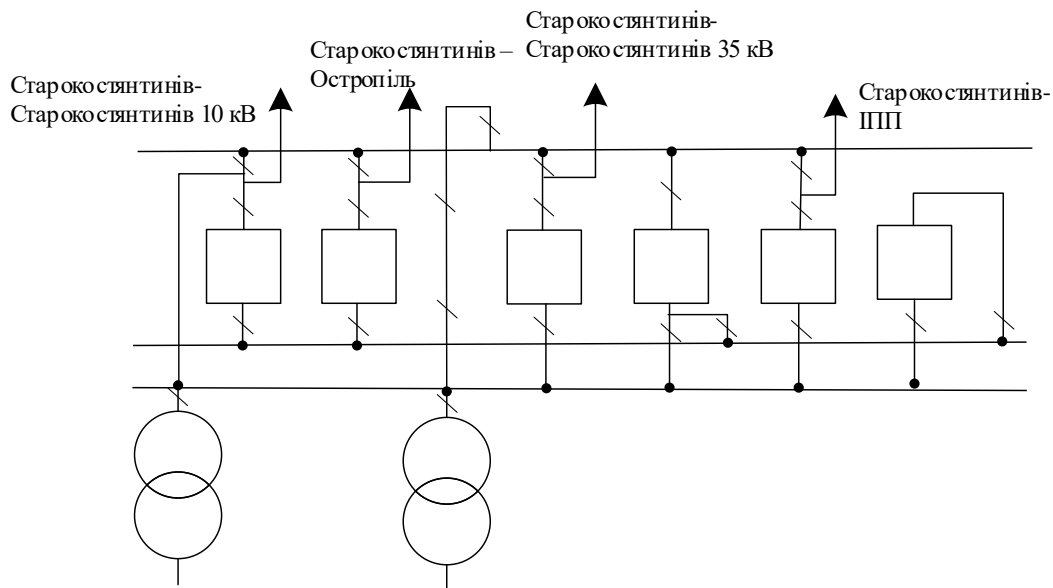


Рисунок 5.2 – Одна секціонована система збірних шин з обхідною

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Стара Синява (вузол 2) пропонується реконструювати наявну схеми, а саме «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис. 5.3). Дана схема має можливість жити 3-6 приєднань, а отже забезпечує перспективний розвиток. Для 202 – відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

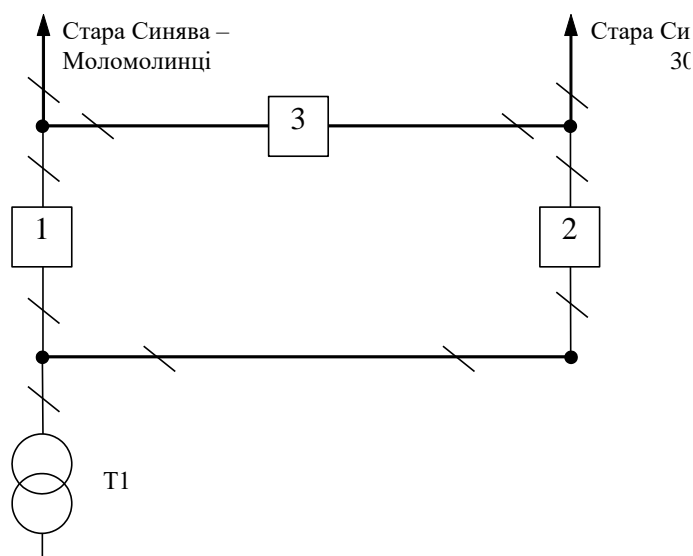


Рисунок 5.3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Виконання розрахунків надійності схем розподільчих пристроїв (РП) включає в себе оцінку ймовірностей відключень елементів (таких як лінії, трансформатори, генератори), які комутуються в РП, а також поділ РП на електрично незалежні частини. Крім того, розрахунки враховують тривалість аварійного відключення елементів, а також час, необхідний для ремонту та розділення РП після відмов вимикачів РП та самого комутуючого обладнання в нормальних і ремонтних режимах. Надалі буде наведений розрахунок для схеми підстанції з найбільшим навантаженням – ПС 301.

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

Розрахунок ведеться по формі табл. 5.1, де в лівому стовпці вписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{П} = 3 \cdot 10^{-4}$ (відн. од.).

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,0003 = 0,999.$$

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

$$\omega_{1,2} = 0,03 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 10^{-9} \text{ 1/рік.}$$

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 $T_{П1} = 45$ год;

$$\text{Тоді:} \quad T_{B2П1} = 20 - ((20)^2 / 2 \cdot 45) = 15,5 \text{ год.}$$

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

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

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 704)

Вимикач що відмовив	Параметр потоку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,0313		G1, W1, D (W2, G2) – T ₀	G2, G1, W2, W1 – T ₀
			G1, W1, D (W2, G2) – T _B	G1, G2, D (W1, W2) - T _B
Q2	0,0313	G2, G1, W2, W1 – T ₀		G2, G1, W2, W1 – T ₀
		G1, W1, D (W2, G2) - T _B		G2, W2, D (W1, G1) - T _B
Q3	0,0313	G2, G1, W2, W1 – T ₀	G2, W2, D (W1, G1) – T ₀	
		G1, G2, D (W1, W2) - T _B	G2, W2, D (W1, G1) – T _B	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
G2, G1, W2, W1	4	1	0,0313	0,1252
G2, G1, D (W1, W2)	2	15,5	0,0313	0,0626

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

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

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0= 475$ грн./кВт·год.);

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot Z_0 \quad (5.5)$$

$$W_{рiк} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (5.6)$$

$$\Delta W_{нд} = \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (5.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

$W_{рiк}$, МВт·год	$\Delta W_{нд}$, МВт·год	$M_{зб}$, тис. грн.
60 888	0,138	65,775

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

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 301, 302, 303, 304 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 27,35 + 0.05 \cdot 27,35 = 27,351 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{М}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$; $K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

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

$$Q_{\Gamma} = 27,351 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 8,698 \text{ (МВАр)}.$$

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

Загальна реактивна потужність, яка споживається в районі, визначається шляхом сумування відповідних навантажень у окремих точках з урахуванням коефіцієнта одночасності. Для реактивних навантажень, цей коефіцієнт орієнтовно становить 0.95.

Розрахунок генерування реактивної потужності відрізка ЛЕП:

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

$$Q_{\text{ЛЕП6-303}} = 107,6^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 5,6) = 0,185 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,185 + 0,265 + 0,239 + 0,264 + 0,344 + 0,395 = 1,692 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 14,4 = 13,7 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 13,7 = 1,37 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 13,7 + 1,37 - 1,692 - 8,698 = 4,68 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 13,7 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 8,698 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4950-450 УЗ на 4950 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 302.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі (ЕМ) здійснюється за допомогою програмного комплексу Втрати «RVM – Hign». Цей комплекс програмного забезпечення надає можливість виконати розрахунок усталеного режиму на основі вказаної інформації про відгалуження (довжина, тип проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) вхідної електричної мережі, яка працює при напрузі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Результати розрахунків за програмою надають інформацію про втрати потужності та електроенергії в електричній мережі, а також про стан усталеного режиму. Зокрема, програма видає дані про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках. Результати розрахунків усталеного режиму для вхідної електричної мережі з напругою 110/35/10 кВ наведені в додатку В у вигляді трьох таблиць: загальні результати розрахунків втрат електричної енергії, результати розрахунків по вітках та результати розрахунків по вузлах.

Файл з вхідними даними, враховуючи розвиток, представлений у додатку Г.

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

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 - це режим функціонування енергосистеми, в якому передбачено планове обмеження навантаження на певні споживачі з метою забезпечення належної надійності та якості електропостачання залишковим частинам споживачів. Рівень напруги в балансувальних вузлах приймається на рівні 121 кВ.

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

Дані для визначення мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після проведення розширення подано в додатках В та Г, відповідно.

7.2. Регулювання напруги у мережі

Нормальна робота споживачів залежить від забезпечення стабільних значень частоти та напруги, які є показниками якості електроенергії. Одним із основних завдань є підтримка потрібних параметрів напруги в розподільчих мережах напругою 10 кВ. Для цього використовуються трансформатори з регульованим перетворенням напруги (РПН), які здійснюють регулювання напруги в центрах живлення. У цьому розділі виконується вибір оптимальних налаштувань трансформаторів. Метою регулювання напруги є забезпечення нормативних відхилень напруги на вторинних шинах підстанцій.

Значення напруг в вузлах на високій та низькій сторонах без впливу РПН наведені у таблиці 7.1.

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
301	109,1	103,68	115,53
302	108,6	103,14	115,07
303	108,94	103,51	115,38
304	108,81	103,37	115,26

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
301	10,95	10,4	11,59
302	9,86	9,3	10,52
303	9,87	9,32	10,53
304	10,05	9,51	10,69

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

де $\Delta U'_{\text{T}}$ – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (7.2)$$

де $U_{\text{ВН}}$ – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; $P_{\text{Н}}$, $Q_{\text{Н}}$ – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

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

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

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

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

$$K_{\text{Тд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10.5} = 10.9 \quad (7.4)$$

З урахуванням обмежень регулювання, кожен наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступній відпайці, буде обчислюватись шляхом множення розрахованого коефіцієнта трансформації ($K_{\text{Тд}}$), який визначається за виразом (7.4), на відносну кількість робочих витків, що відповідає даній відпайці. Коефіцієнт трансформації для ЕОМ, натомість, є оберненим значенням дійсного коефіцієнта трансформації. За допомогою формули (7.2) ми розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, які будуть приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{\text{Т302}} = \frac{(12,89) \cdot (7,95 / 2) + (6,96) \cdot (139 / 2)}{115,07} = 4,65 \text{ кВ.}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т302б}} = \frac{115,07 - 4,65}{10,5} = 10,52.$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т701д}} = 10,611$, що відповідає 8-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН302д}} = \frac{115,07 - 4,65}{10,611} = 10,4 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів

№ ВДП	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. 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
301	0,80	11,07	10,35	5	11,082	0,0902
302	4,64	10,51	10,40	8	10,611	0,0942
303	4,76	10,53	10,42	8	10,611	0,0942
304	3,27	10,66	10,55	8	10,611	0,0942

Після впровадження заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях, було проведено розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі після застосування бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 301, 302, 303, 304 (додаток Д). Отримані результати свідчать про те, що наявні засоби регулювання на цих підстанціях забезпечують можливість експлуатації з необхідними показниками якості електроенергії на стороні 10 кВ.

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі

У попередніх розділах було проведено розрахунки для вибору оптимального варіанту розвитку 110 кВ електричної мережі, включаючи вибір головних схем вузлових та споживальних підстанцій, обладнання підстанцій та електричних мереж, аналіз режиму максимальних навантажень та розробку заходів для підтримки якості напруги в системі. Ці дії надали достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

В енергетичній галузі для оцінки економічної ефективності проекту застосовується показник рентабельності капіталовкладень. Оскільки проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років, формула для цього показника матиме наступний вигляд:

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, 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:

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

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; В – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.;

c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності;

ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

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

де P_i – активна потужність, що передається по i -тій 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 -тої ЛЕП, Ом/км;

τ – час максимальних втрат (4720 год);

ΔL_i – довжина i -тої лінії, км.

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

$K_{\text{ЛЕП}}$ – 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 лінії електропередач: 202-301, 301-303;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 301 та 303;
- спорудження відгалужувальної опори від ПЛ Старокостянтинів – Остропіль (вузол 202).

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 6-303 та 202-304;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 304;
- спорудження нового приєднання до ПС Старокостянтинів (вузол 6).

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 302-2 та 304-302;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 302.
- спорудження нового приєднання до ПС Стара Синява (вузол 2).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у табл. 8.1–8.2.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 301)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 2,5 В×А	2 од.	195,384	4987,412	165,624	137,492	2,396	5488,308
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,530	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6303,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2309,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,30	605,722	377,473	8,934	13036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,530
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	689,954	18,628	20,904	2	808,718
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		463,392	3149,125	99,554	99,464	12	3823,534

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

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	230 кВ·А	2 од.	27,244	303,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	84
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,305	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	517,930	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	1709,318
Загальна кошторисна вартість			38578,366						

Таблиця 8.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 303)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експерт- иза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,530	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6303,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2309,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,306	605,722	377,473	8,934	13036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,530
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9	3639,231
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		733,704	5563,964	164,752	172,628	19	6654,047
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	230 кВ·А	2 од.	27,244	303,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
	Всього		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266

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
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
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
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
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,305
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	517,930
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
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			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			50763,593					

Таблиця 8.3 – спорудження відгалуджувальної опори від ПЛ Старокостянтинів – Остропіль (вузол 202):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проєкту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	2	27,22	286,688	69,176	42,1	2	427,184
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	2	292,414	397,84	30,812	22,224	2	745,29
Всього ВРУ 110 кВ			319,634	684,528	99,988	64,324	4	1172,474
Загальна кошторисна вартість			1172,474					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 90514,433тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.3–8.5.

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 304)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,530	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6303,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2309,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,306	605,722	377,473	8,934	13036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,530
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9	3639,231
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752

Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19	6654,047
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:							
4.2.1	230 кВ·А	2 од.	27,244	303,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625
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
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
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
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
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,305

Продовження таблиці 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 304)

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	517,930
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 КОМПЛ	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
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			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			50763,593					

Таблиця 8.5 – спорудження нового приєднання до ПС Старокостянтинів (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
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			332,861	2944,182	130,374	91,012	2,241	3500,669
	Загальна кошторисна вартість							3500,669

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 54 264,262 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 8.6.

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 302)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17330,13	573,722	473,808	4,028	19004,222
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,530	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6303,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2309,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948

2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
Всього ВРУ 110 кВ			435,935	13608,306	605,722	377,473	8,934	13036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,530
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	6 од.	231,696	2069,862	55,884	62,712	6	2426,154
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
Всього ЗРУ 10 кВ			617,856	4529,033	136,81	141,272	16	5440,97

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 303)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	230 кВ·А	2 од.	27,244	303,940	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
4.4	Вартість приєднання БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359	38,616
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625	174,04
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0

5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,305	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	517,930	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	1709,318
Загальна кошторисна вартість			54116,075						

8.7 - Вартість спорудження нового приєднання до ПС Стара Синяват(вузол 2)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			332,861	2944,182	130,374	91,012	2,241	3500,669
Загальна кошторисна вартість			3500,669					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 57 616,744 тис. грн.,

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (7,2+8) = 23919,9 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (5,6+8) = 21402,04 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (10,4+12) = 35250,43 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 90514,433 + 23919,93814 = 114434,37 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 54264,262 + 21402,04992 = 75666,31 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 57\,616,744 + 35250,43 = 92\,867,174 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{л1} = (23919,93814 \cdot 0,3)/100 = 71,75 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{л2} = (21402,04992 \cdot 0,3)/100 = 64,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{л3} = (35250,43516 \cdot 0,3)/100 = 105,75 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п1} = (90514,433 \cdot 3)/100 = 2715,43 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п2} = (54264,262 \cdot 3)/100 = 1627,92 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п3} = (57\ 616,744 \cdot 3)/100 = 1728,5 \text{ (тис.грн.)}.$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Г), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.7:

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$V_1 = 71,75 + 2715,43 + (2178 \cdot 2,65) = 8558,89 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 64,2 + 1627,9 + (1757 \cdot 2,65) = 6348,18 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_3 = 105,75 + 1623,48 + (4400 \cdot 2,65) = 13389,23 \text{ (тис.грн.)}.$$

Таблиця 8.7 – 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:202-301, 301-303 П/ст: 202, 301, 303	342	132	2178
2	ЛЕП:6-303, 202-304 П/ст: 6, 304	343	226	1757
3	ЛЕП: 304-302, 302-2 П/ст: 302, 2	889	-73	4400

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

$$W_{1(301(CEC)+303)} = (4,37 \cdot 1200 + 9,05 \cdot 6100) = 60449 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(304)} = (5,41) \cdot 6100 = 33001 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(302)} = 12,89 \cdot 6100 = 78629 \text{ МВт·год.}$$

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

$$П_1 = (2,65 \cdot 0,12 \cdot 55205) + (5,2 \cdot 0,12 \cdot 5244) - (8558,89) = 12268,56 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 33001 - 6348,18 = 4146,138 \text{ тис.грн.};$$

$$П_3 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 78629 - 13389,23 = 11614,79 \text{ тис.грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{12268,56 / (1 + 0,2) + 4146,138 / (1 + 0,2)^2 + 11614,79 / (1 + 0,2)^3 + 92867,17 / (1 + 0,2)^3}{114434,4 / (1 + 0,2) + 75666,31 / (1 + 0,2)^2 + 11614,79 / (1 + 0,2)^3 + 92867,17 / (1 + 0,2)^3} = 0,098.$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,098 = 10,17 \text{ (років)}.$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	27,35
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6100
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт·год	166835
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	282967,854
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	10,17
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,912
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	4,6	1,4
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт·год	8335
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт·год	18237

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів.

Рентабельність проекту розвитку в цілому відносно задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (10 років) підтверджують ефективність.

9 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

Впровадження регулювання напруги в електричних мережах призводить до підвищення якості електроенергії та зменшення втрат. Витрати, пов'язані із встановленням та обслуговуванням регулювальних пристроїв, виправдовуються через економію, яка виникає внаслідок поліпшення режимів напруги в електричних мережах та системах.

Значення напруги в вузлі визначається рівновагою потужностей, особливо реактивних. Напряга є локальним параметром. Кожний приймач електроенергії спроектований для роботи при номінальній напрузі і частоті, що забезпечує оптимальні техніко-економічні характеристики. Основні характеристики напруги визначені відповідно до ДСТУ 13109-97: відхилення напруги, розмах зміни, доза коливань, тривалість провалу та імпульсна напряга. Важливою характеристикою є саме відхилення напруги. Відхилення напруги спричинені повільними процесами зміни втрат напруги через зміну навантаження та конфігурації системи. Вимкнення та вмикання елементів системи проводяться з планом для ремонтів і найкращого режиму роботи. Також відбуваються відключення внаслідок аварій.

Кожен електричний споживач потребує нормального функціонування, для якого необхідно забезпечити показники якості електричної енергії. Якість електричної енергії визначається сукупністю параметрів електричної мережі, при яких електроприймачі виконують усі функції належним чином. Основним показником якості електроенергії є відхилення напруги. Якщо відбувається відхилення напруги, то частота обертання електричних двигунів змінюється. а це, в свою чергу, призведе до відхилення від нормального режиму роботи цих двигунів. Внаслідок цього зростатиме струм споживання, що призведе до перегрівання двигунів, швидкого зношування ізоляції та поламки самого приймача електроенергії. Якщо довгий час електричний двигун працюватиме лише на 90% від своєї номінальної напруги, то його термін придатності скоротиться у два рази. Зрозуміло, що в більших масштабах це призведе до

порушення різного роду технологічних процесів, а згодом і аварій в системі. Крім того, за рахунок регулювання напруги в електричних мережах можна не лише підвищити якість електричної енергії, а також і зменшити її втрати. Витрати на встановлення та обслуговування регулювальних пристроїв окупаються за рахунок покращення рівнів напруг в мережах та системах.

Відхилення напруги мають різний вплив на режими роботи окремих споживачів. Для мереж до 35 кВ допустимі відхилення напруги від номінального значення. Для високовольтних мереж (35 кВ і вище) є граничні значення напруги з урахуванням умов роботи ізоляції: 35 кВ - 220 кВ + 15 %, 330 кВ +10 %, вище +5 %. Незмінне зміщення напруги з одного боку та обмеження діапазону змін напруги з іншого боку ставлять питання регулювання напруги в електричних системах.

В енергетичній сфері використовується ієрархічна система управління реактивною потужністю та напругою. Ця система реалізується через узгоджені дії оперативного персоналу різних об'єктів та рівнів (електростанції, підстанції, підприємства електричних мереж, електрична система). З історичного погляду основні засоби та методи регулювання переважно розташовані на нижньому рівні керування і формують локальну систему регулювання. Проте навіть на цьому рівні можна виділити локальне централізоване та локальне місцеве керування (рисунк 9.1).

Метод регулювання напруги визначається залежністю споживаної потужності в часу (графіком навантажень). На рис. 9.2 приведені можливі графіки навантажень

Розглянемо основні методи та засоби регулювання напруги в промислових електричних мережах, а саме: автоматичний регулятор напруги на базі автотрансформатора, паралельний активний фільтр, статичні компенсатори реактивної потужності, динамічний компенсатор спотворень напруги.

9.1 Автоматичний регулятор напруги

Автоматичний регулятор напруги, побудований на основі автотрансформатора з обмотками, що перемикаються (рис. 9.3), використовується в лінійно-інтерактивних джерелах безперебійного живлення (ДБЖ) для поступової корекції вхідної напруги в сторону її збільшення (зниження вхідної напруги) або зменшення (збільшення вхідної напруги). Автоматичний регулятор напруги розширює діапазон вхідних напруг, при яких ДБЖ забезпечує нормальне живлення навантаження без переходу в автономний режим роботи. Діапазони допустимої зміни вхідної напруги можуть становити 30% від номінального значення 220 В.

Для регулювання напруги в розподільних електричних мережах напругою 6-10 кВ, $I_{\text{ном}} \leq 500$ А використовують блоки автоматичного регулювання напруги, які дозволяють підвищити пропускну здатність існуючих ліній з метою під'єднання нових споживачів; забезпечити якісну електричну енергію, усунувши несиметрію напруги), а також підтримувати рівень напруги в допустимих межах в реверсивному режимі автоматично.

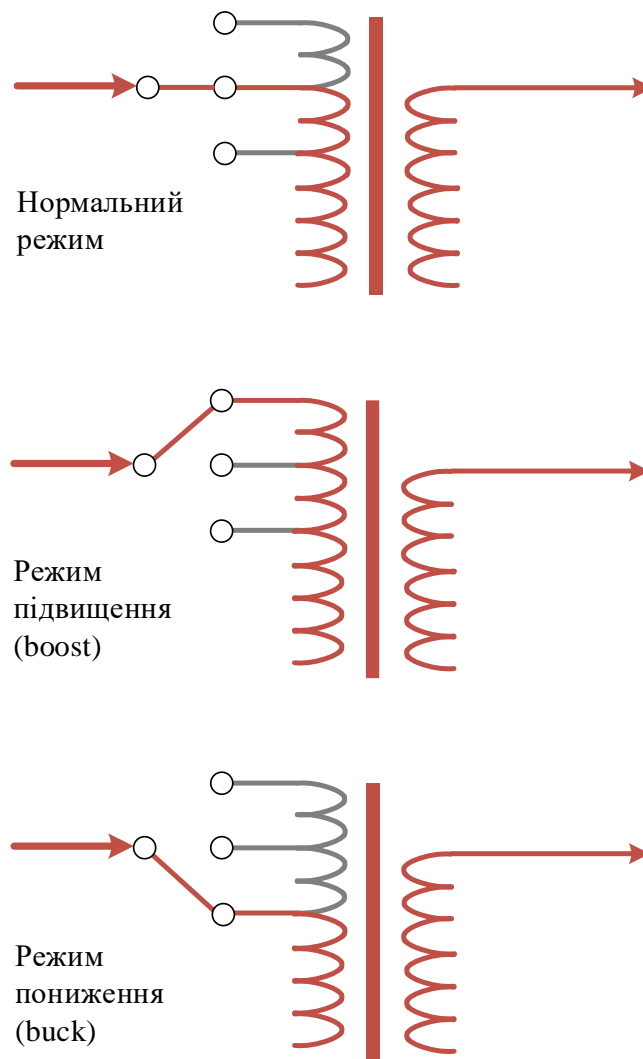


Рисунок 9.3 - Автоматичний регулятор напруги, побудований на основі автотрансформатора

При цьому методі регулювання напруга регулюється шляхом геометричного додавання напруги двох обмоток – загальної і послідовної, а підвищення рівня вихідної напруги відносно вхідної здійснюється за рахунок зміни полярності послідовної обмотки. На рисунку 9.4 показано принципову схему блоку автоматичного регулювання напруги, який складається з високовольтного вводу з боку джерела, контролера системи управління, електродвигуна, високовольтного вводу з боку навантаження та високовольтного вводу загальної точки.

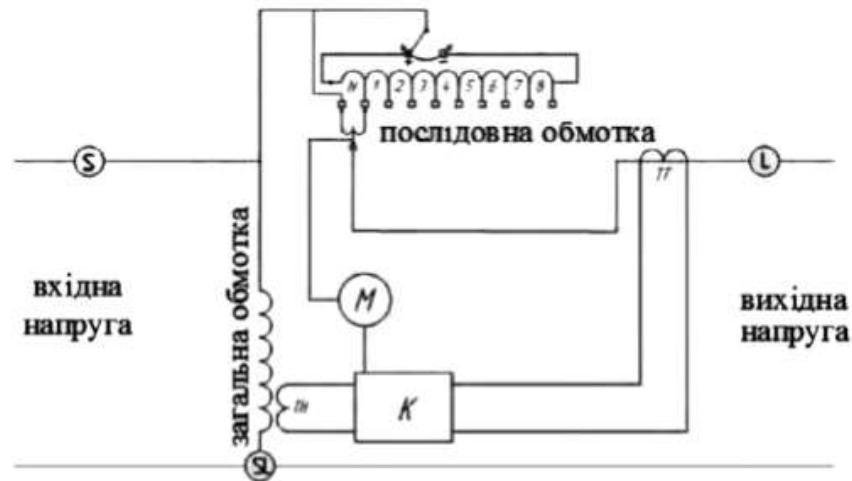


Рисунок 9.4 – Електрична схема блоку автоматичного регулювання напруги

Слабкою стороною такого блоку автоматичного регулювання напруги є наявність в електроприводі кількох електричних виходів, з'єднаних з використанням електричних ліній з відповідним регулятором.

9.2 Пристрої статичної і динамічної компенсації відхилення напруги

Із розвитком силової електроніки основними пристроями компенсації провалів та спотворень напруги все частіше стають пристрої статичної і динамічної компенсації відхилення напруги. Пристрої статичної компенсації реактивної потужності (рис. 9.5) має 2-рівневий перетворювач напруги. Такий перетворювач виконують на основі IGBT транзисторів та паралельно ввімкнених діодах. 2-рівневий перетворювач напруги зазвичай працює в режимі широтно-імпульсної модуляції. Генератор напруги з широтно-імпульсною напругою створює три синусоїдальні моделювальні напруги, які утворюють трифазну систему, що дає можливість виконувати управління.

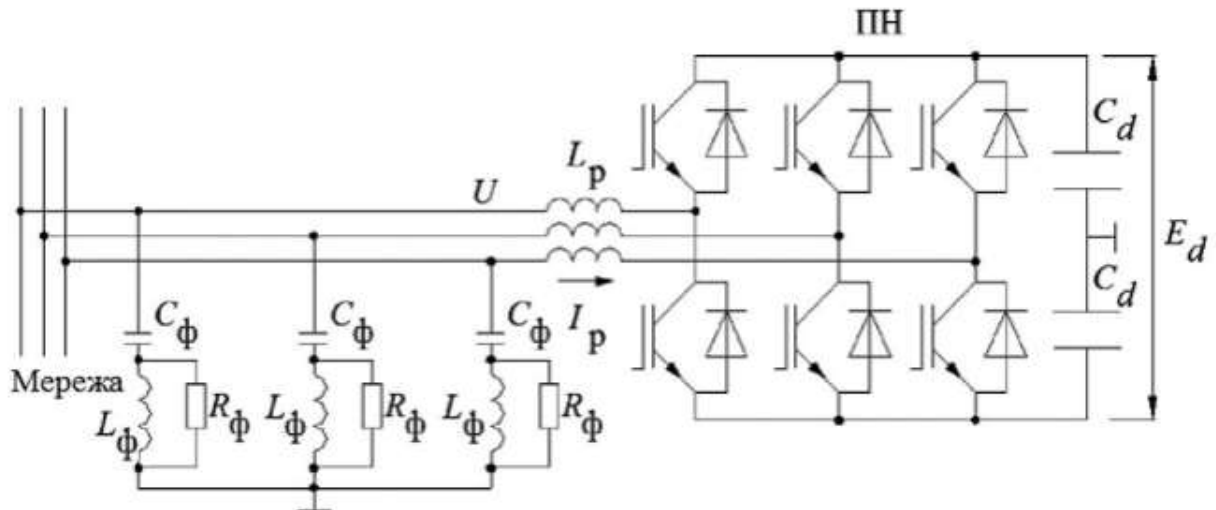


Рисунок 9.5 – Схема пристрою статичної компенсації реактивної потужності

До основних функцій таких пристроїв відносять пригнічення коливань напруги у вузлах навантаження шляхом компенсації реактивної потужності, яка різко змінюється; регулювання напруги у вузлах навантаження за рахунок зміни перетоків реактивної потужності; покращення стійкості вузлів навантаження та усунення несиметрії напруг, яка виникає внаслідок нерівномірності розподілу реактивної потужності за фазами.

Основні переваги пристрою статичної компенсації реактивної потужності – це висока експлуатаційна надійність та невелика ймовірність виникнення резонансних явищ, які виникають через наявність конденсаторних установок.

Отже, підводячи підсумки проведеного аналізу, можна стверджувати, що при регулюванні напруги в електричних мережах основним методом є метод зустрічного регулювання напруги. Згідно з цим методом напруга збільшується в центрі живлення при максимальних навантаженнях і зменшується при мінімальних навантаженнях. Також досить часто застосовується метод використання коефіцієнтів трансформації трансформаторів, але цей метод автоматично не гарантує мінімальних втрат активної потужності в мережі.

Зменшення втрат активної потужності в мережі досягається в найбільшій мірі за допомогою поперечної компенсації реактивної потужності для регулювання напруги. Однак використання багатоконтурного регулювання напруги може призводити до зменшення стійкості вузла при навантаженні та збільшення коливань напруги. Використання управління поперечною компенсацією дозволяє зменшити коливання напруги, що виникають внаслідок різких змін навантаження. Проте втрати активної потужності при цьому зменшуються незначно.

Аналіз методів регулювання напруги в розподільних мережах напругою до 10 кВ показав, що основною задачею є забезпечення якості електроенергії, які відповідатиме встановленим нормам та задовольнятиме економічну спільну роботу електричних мереж та споживачів.

ВИСНОВОК

В магістерській кваліфікаційній потрібно було підключити нових споживачів (вузли 302, 303 та 304) та СЕС (вузол 301). 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 після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Старокостянтинів (вузол 6) пропонується залишити наявну схеми, а саме «Одна секціонована система збірних шин з обхідною», для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Стара Синява (вузол 2) пропонується реконструювати наявну схеми, а саме «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Для 202 – відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

Для нових ПС (301,302,303,304) 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 проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,912 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 282967,854 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу

ефективність оскільки $E(0,098)$ близький до $E_a'(0,2)$, та швидкий термін окупності 10 років.

Основним методом регулювання напруги в електричних мережах є метод зустрічного регулювання, де напруга збільшується в центрі живлення при максимальних навантаженнях і зменшується при мінімальних навантаженнях. Також часто використовується метод коригування напруги за допомогою коефіцієнтів трансформації трансформаторів, хоча цей метод не гарантує автоматично мінімальних втрат активної потужності в мережі.

Найбільш ефективним засобом зменшення втрат активної потужності в мережі є використання поперечної компенсації реактивної потужності для регулювання напруги. Однак багатоконтурне регулювання напруги може призводити до зменшення стійкості вузла при навантаженні та збільшення коливань напруги. Застосування управління поперечною компенсацією дозволяє зменшити коливання напруги, викликані різкими змінами навантаження, хоча втрати активної потужності при цьому зменшуються незначно. Аналіз методів регулювання напруги в розподільних мережах напругою до 10 кВ вказує на те, що основною метою є забезпечення якості електроенергії, яка відповідає встановленим стандартам та задовольняє економічну взаємодію між електричними мережами та споживачами.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elektrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. <https://vseosvita.ua/library/embed/01005ovr-7043.docx.html>
3. <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/scenarii-realizacii-energeticheskoi-strategii-ukrainy-v-2035-godu/>.
4. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
5. 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 МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
6. Кирик В. В. Електричні мережі та ситеми: підручник /В.В. Кирик. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с. ISBN 978-966-990- 031-9
7. ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (EN 50160:2010, IDT)/НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Ананічева С.С. Якість електроенергії. Регулювання напруги та частоти в енергосистемах: навчальний посібник / С. С. Ананічева, А. А. Алексєєв, А. Л. Мизін.; 3-тє вид., Випр. Єкатеринбург: УрФУ 2012. 93 с.
9. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.
10. ПРАВИЛА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СПОЖИВАЧІВ: НПАОП 40.1-1.21-98: ЗАТВ. 09.01.1998 № 4 /ДЕРЖ. КОМІТЕТ УКРАЇНИ ПО НАГЛЯДУ ЗА ОХОРОНОЮ

ПРАЦІ. КИЇВ, 2008. 150 С.

11. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила

12. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.

13. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.

14. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. – Київ, 2016. 42 с.

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

16. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

17. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні системи і мережі») [Електронний ресурс] / уклад.: В. О. Комар, В. В. Тептя, Ю. В. Малогулко. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 96 с.)

18. Методичні вказівки до виконання бакалаврських кваліфікаційних робіт зі спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітніх програм «Електроенергетика та електротехніка», «Електричні станції» та «Електричні системи та мережі» [Електронний ресурс] / уклад.: В. В. Тептя, В. О. Комар. – Вінниця: ВНТУ, 2022, (PDF, 95 с.)

19. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Системи автоматизованого проєктування електроустановок» для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Уклад. В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2022. – 36 с.

20. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

10.1 Задачі розділу

Оскільки роботи з оптимізації режимів електричної мережі 110 кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності відбуваються в приміщенні за персональним комп'ютером, тому потрібно дотримуватись правил охорони праці, враховувати санітарно-гігієнічні норми, що характеризують виробничий шум, освітлення вібрацію.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт, пов'язаних з оптимізацією режимів електричної мережі 110 кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності, сформульовано основні задачі охорони праці за темою МКР:

1. Технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження, яке виконує дослідник на тему МКР.

2. Аналіз умов праці при виконанні дослідження, а саме санітарно-гігієнічні умови та проведення розрахунку занулення для забезпечення безпеки при роботі з електрообладнанням.

3. Основні заходи протипожежного захисту робочого місця дослідника та приміщення в якому проводяться дослідження.

Науково-технічний прогрес вніс серйозні зміни в умови виробничої діяльності робітників розумової праці. Їх праця стала більш інтенсивною, напруженою та вимагає значних витрат розумової, емоційної і фізичної енергії.

Це потребує комплексного рішення проблем ергономіки, гігієни і організації праці, регламентації режимів праці та відпочинку. Охорона здоров'я працівників, забезпечення безпеки умов праці, ліквідація професійних захворювань і виробничого травматизму становить одну з головних проблем людського суспільства.

Дослідження на тему «Оптимізація режимів електричної мережі 110 кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності» відбувалася в приміщенні, яке обладнане робочими місцями з ПК. На розробника, згідно ГОСТ 12.0.003-74, могли мати вплив такі небезпечні виробничі фактори:

1. Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена чи понижена температура повітря робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень електромагнітного випромінювання;
- підвищена чи понижена іонізація повітря;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи нестача природного освітлення.

2. Психофізіологічні: статичне перевантаження; розумове перевантаження; емоційні перевантаження.

Схема приміщення, де дослідник виконує роботу по оптимізації режимів електричної мережі 110 кВ, зображена на рис. 10.1.

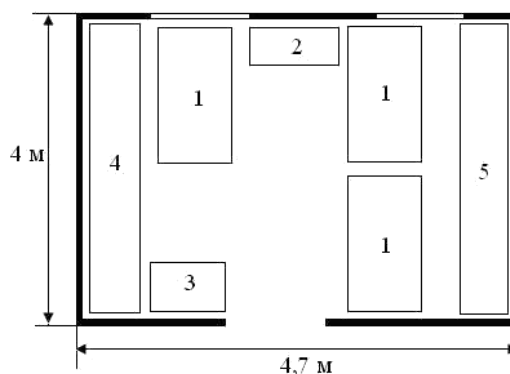


Рисунок 10.1 – Схема приміщення

Умовні позначення: 1 – робочі місця обладнані ПК; 2 – стіл для принтера; 3 – стіл для копіювального апарату; 4, 5 – меблі для документації.

Відповідно до наведених факторів здійснюємо планування щодо безпечного виконання дослідження.

10.2 Технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження

Робоче місце, добре пристосоване до трудової діяльності дослідника, правильно і доцільно організоване, щодо простору, форми, розміру забезпечує йому зручне положення при роботі і високу продуктивність праці при найменшому фізичному і психічному напруженні. При правильній організації робочого місця продуктивність праці дослідника зростає з 8 до 20%.

Приміщення, де виконувалася робота, його розміри (площа, об'єм) повинні в першу чергу відповідати кількості робітників і наявному комплекту технічних засобів.

Площа приміщення становить 18,8 м², об'єм – 60,2 м³. Відповідно на одного працівника припадає 6,3 м² площі і 20,1 м³ об'єму повітря. Отримані дані повністю відповідають вимогам НПАОП 0.00-1.28-10.

Відповідно до ГОСТ 12.2.032-78 конструкція робочого місця і взаємне розташування всіх його елементів повинне відповідати антропометричним, фізичним і психологічним вимогам. Велике значення має також характер роботи.

Основним робочим положенням є положення сидячи. Робоче місце для виконання робіт у положенні сидячи організується відповідно до ГОСТ 12.2.032-78.

Раціональне планування робочого місця передбачає чіткий порядок і сталість розміщення предметів, засобів праці і документації. Те, що потрібно для виконання робіт частіше, розташоване в зоні легкої досяжності робочого простору.

Вимоги безпеки перед початком роботи:

- увімкнути систему кондиціонування в приміщенні;
- перевірити надійність встановлення апаратури на робочому столі.

Повернути монітор так, щоб було зручно дивитися на екран – під прямим кутом (а не збоку) і трохи зверху вниз, при цьому екран має бути трохи нахиленим, нижній його край ближче до оператора;

- перевірити загальний стан апаратури, перевірити справність електропроводки, з'єднувальних шнурів, штепсельних вилок, розеток, заземлення захисного екрана;

- відрегулювати освітленість робочого місця;

Основні вимоги безпеки під час виконання роботи:

- не залишати працюючі ПК і їхні пристрої без нагляду;

- підключати і відключати роз'єм кабелів пристроїв ПК тільки при відключеній напрузі;

- подавати напругу на пристрої і окремі блоки ПК тільки після ретельної перевірки надійності кріплення провідників заземлення, справності кабелів і роз'ємів мережі електроживлення;

- при виявленні запаху горілого в пристроях ПК необхідно вимкнути апаратуру, повторно не включати і звернутися до спеціаліста з технічного обслуговування ПК.

-

10.3 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Під час роботи на працівника впливають різні шкідливі фактори. Кожен із цих факторів впливає на організм людини, викликає в нього функціональні зміни, професійні захворювання або отруєння.

Для уникнення небезпечного впливу під час виконання дослідження на тему «Оптимізація режимів електричної мережі 110кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності» розробляємо рекомендації з гігієни праці та виробничої санітарії.

Робота дослідника за енерговитратами відноситься до категорії I, а (енерговитрати до 139Дж/с) [79]. Робоче місце – постійне.

10.3.1 Мікроклімат

Обчислювальна техніка є джерелом істотних тепловиділень, що може привести до підвищення температури і зниження відносної вологості в приміщенні. У приміщеннях, де встановлені комп'ютери, повинні дотримуватися певні параметри мікроклімату. У санітарних нормах ДСН

3.3.6.042-99 встановлені величини параметрів мікроклімату, що створюють комфортні умови. Ці норми встановлюються в залежності від пори року, характеру трудового процесу і характеру виробничого приміщення.

Допустимі параметри мікроклімату для цієї категорії та вихідних даних наведені в табл. 10.1.

Таблиця 10.1 – Параметри мікроклімату

Період року	Параметр мікроклімату	Величина
Холодний	Температура повітря в приміщенні	21 ... 23 ° C
	Відносна вологість	40 ... 60%
	Швидкість руху повітря	до 0,1 м / с
Теплий	Температура повітря в приміщенні	22... 24 ° C
	Відносна вологість	40... 60%
	Швидкість руху повітря	0,1 ... 0,2 м / с

10.3.2 Склад повітря робочої зони

На підприємствах повітря робочої зони може забруднюватися шкідливими речовинами, які утворюються в результаті технологічного процесу, або містяться в сировині, продуктах чи напівпродуктах, у відходах виробництва. Ці речовини потрапляють у повітря у вигляді пилу, газів або пари і діють негативно на організм людини.

В досліджуваному приміщенні можливими шкідливими речовинами у повітрі є пил та озон. Джерелами цих речовин є офісна техніка. Пил потрапляє у приміщення ззовні, через вікна, двері та заноситься співробітниками. ГДК вказаних шкідливих речовин наведені в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – ГДК шкідливих речовин у повітрі

Назва речовини	Максимально разова, ГДК, мг/м ³	Середньо добова	Клас небезпечності
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Озон	0,16	0,03	4

Забезпечення складу повітря робочої зони здійснюється за допомогою системи кондиціонування та вологого прибирання.

10.3.3 Виробниче освітлення

Згідно ДБН В.2.5-28-2006 в приміщенні, де здійснюється робота за допомогою ПК необхідно застосувати систему комбінованого освітлення.

При виконанні робіт категорії високої зорової точності (найменший розмір об'єкту розрізнення 0,3 ... 0,5 мм) величина коефіцієнта природного освітлення (КПО) повинна бути не нижче 1,5%, а при зоровій роботі середньої точності (найменший розмір об'єкту розрізнення 0,5 ... 1,0 мм) КПО повинен бути не нижче 1,0%. В якості джерел штучного освітлення звичайно використовуються люмінесцентні лампи типу ЛБ, або ДРЛ, які попарно об'єднуються в світильники, які повинні розташовуватися рівномірно над робочими поверхнями.

Вимоги до освітленості в приміщеннях, де встановлені комп'ютери, наступні: при виконанні зорових робіт високої точності загальна освітленість повинна складати 300лк, а комбінована – 750 лк; аналогічні вимоги при виконанні робіт середньої точності – 200 і 300лк відповідно.

10.3.4 Виробничий шум

Під впливом шуму знижується концентрація уваги, порушуються фізіологічні функції, з'являється втома у зв'язку з підвищеними енергетичними витратами і нервово-психічним напруженням, погіршується мовна комутація. Все це знижує працездатність людини і її продуктивність,

якість і безпеку праці. Тривала дія інтенсивного шуму (вище 80 дБ (А) на слух людини приводить до його часткової або повної втрати, шум в приміщенні не повинен перевищувати 50 дБ (А).

Джерелом шуму під час виконання роботи є працююча офісна техніка, а також – рух автотранспорту біля будинку.

Для зниження рівня шуму стіни і стеля приміщень, де встановлені комп'ютери, можуть бути облицьовані звукопоглинальними матеріалами.

10.3.5 Технічні рішення по електробезпеці за робочим місцем дослідника та в приміщенні

Дослідження на тему « Оптимізація режимів електричної мережі 110кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності » відбувалася в приміщенні, де використовується чотири провідна трифазна електромережа з заземленим нульовим проводом. Величина напруги цієї мережі становить 380 x 220В (фазна напруга (фаза – «0») – 220 В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380 В).

Категорія умов з небезпеки електротравматизму – без підвищеної небезпеки, оскільки чинники підвищеної небезпеки (підвищена температура повітря (більша за 35° С), вологість (більша 75%), струмопровідна підлога, струмопровідний пил, можливість одночасного дотику обслуговуючого персоналу до металевого корпусу споживача електроенергії та металоконструкцій, що мають зв'язок із землею) та особливої небезпеки (вологість повітря в приміщеннях близька до насичення, конденсація вологи на поверхні устаткування та будівельних конструкціях (100%); хімічно активне середовище, що призводить до руйнування ізоляції, чи біологічне середовище, що у вигляді плісняви утворюється на обладнанні та струмопровідних елементах) відсутні.

Досліджуване приміщення – сухе з відносною вологістю не більше 70% і температурою повітря в межах + 15 ... + 28 ° С, з неструмопровідною підлогою (дерев'яною), з повітряним середовищем без струмопровідного пилу.

Для запобігання електротравмам у приміщенні здійснюються:

- 1) ізоляція нормально струмоведучих елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів;
- 2) захисне заземлення із використанням природних заземлювачів;
- 3) систематичне проведення інструктажу з електробезпеки;
- 4) суворе дотримання правил електробезпеки на робочому місці.

Для забезпечення безпеки при роботі з електрообладнанням необхідно забезпечити його занулення. Метою розрахунку занулення є визначення умов, при яких воно сприяє швидкому відключення пошкодженого електрообладнання від мережі.

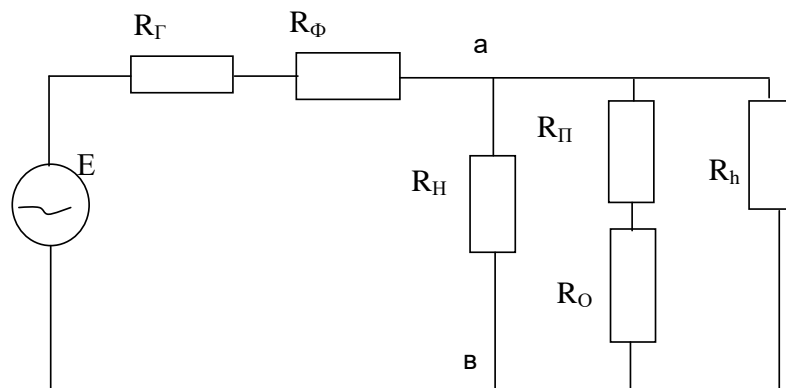


Рисунок 10.2 – Еквівалентна схема кола

$R_{Г}$ – опір генератора; $R_{Ф}$ – опір фазного провода; $R_{О}$ – опір заземлюючої нейтралі; $R_{н}$ – опір тіла; $R_{Н}$ – опір нульового провода; $R_{П}$ – опір повторного занулення.

Проведемо розрахунок занулення при напрузі в мережі 220 В, трьохфазна мережа з заземленою нейтралю.

Опір фазного і нульового проводів розраховується, виходячи з довжини проводів за формулою:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{s},$$

де $\rho = 0.018 \left(\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} \right)$ - питомий опір мідного провідника; l – довжина провідника; $l = 30 \text{ м}$; s – поперечний переріз провідника.

Переріз нульового провідника:

$$S_H = S_\Phi / 2 = 1.5 \text{ мм}^2$$

Переріз фазного провідника : $S_\Phi = 3 \text{ мм}^2$

Тоді:

$$R_\Phi = \rho \cdot \frac{l}{S_\Phi} = 0.018 \cdot \frac{30}{3} = 0.18 \text{ (Ом)}$$

$$R_H = \rho \cdot \frac{l}{S_H} = 0.018 \cdot \frac{30}{1.5} = 0.36 \text{ (Ом)}$$

Опір кола між точками (а) и (в) розраховуємо, прийнявши :

$$R_o = 4 \text{ Ом}, R_n = 10 \text{ Ом},$$

$$R_{AB} = \frac{\left(\frac{R_H \cdot R_{II}}{R_H + R_{II}} + R_o \right) \cdot R_H}{\frac{R_H \cdot R_{II}}{R_H + R_{II}} + R_o + R_H} = \frac{\left(\frac{600 \cdot 10}{600 + 10} + 4 \right) \cdot 0.3}{\frac{600 \cdot 10}{600 + 10} + 4 + 0.3} = 0.28 \text{ (Ом)}$$

$$R_H = 600 \text{ (Ом)} \text{ – опір тіла.}$$

Розраховуємо струм К.З

Струм К.З розраховується за наступною формулою:

$$I_{K3} = \frac{U_\Phi}{\sqrt{3} \cdot (R_\Phi + R_\Gamma + R_{AB})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (0.29 + 0.36 + 0.18)} = 153 \text{ (А)}$$

Захист дослідника в приміщенні від напруги дотику проводиться шляхом відключення живлення за допомогою автоматичного вимикача. Для їх спрацьовування необхідно, щоб виконувалася умова:

$$\frac{I_{кз}}{I_H} \geq K,$$

де k – кратність струму короткого замикання до номінального струму вимикача ($k = 3$ для приміщень з нормальним середовищем). Номінальний струм вимикача (I_H) беремо з умови:

$$I_H \geq I_{доп.раб} \cdot 1.3$$

де $I_{доп.раб} = \frac{P_{номр}}{U_\phi} = \frac{2.2(Kвт)}{220(B)} = 10 (A)$ – для однофазного споживача.

$P_{номр} = 2.2 * 10^3 Вт$ – потужність, яка споживається приладами.

Відповідно, $I_H \geq 13 A$.

Вибираємо автоматичний вимикач “Etimat ETI B 16 ”: $U_H = 220В$, $I_H = 16 A$,

$$\text{Тоді, } K = \frac{153}{16} = 9,6 > 3$$

Отже, для занулення необхідно використати автоматичний вимикач Etimat ETI B 16 с струмом навантаження 16А, що забезпечить безпеку виконання робіт в приміщенні.

10.4 Пожежна безпека

Пожежна безпека – це стан об’єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

Досліджуване приміщення знаходиться на першому поверсі цегляної будівля. Фундаментна основа: бетонні блоки, перекриття: бетонні плити, покрівля жерстяна. Стіни зовнішні: керамічні блоки (250 мм.), оштукатурені з внутрішньої сторони будівлі. Стіни внутрішні та перегородки: керамічні блоки (115 мм). Двері: вхідні дерев’яні, внутрішні дерев’яні. Вікна: металопластикові теплозберігаючі з подвійним склопакетом з встановленням

підвіконь. Підлога: цементно-пісчане стягнення, покриття лінолеум та паркет та керамічні плити.

В приміщенні використовуються тільки негорючі речовини та матеріали у холодному стані, тому за ступенем вибухопожежної та пожежної небезпеки приміщення відноситься до категорії «Д» згідно НАПБ Б.03.002-2007. За вогнестійкістю приміщення відноситься до третьої категорії згідно з ДБН В.1.1.7-2002.

10.4.1 Технічні рішення системи запобігання пожежі

Можливі причини виникнення пожежі у приміщенні, де відбувається дослідження такі:

- несправна електропроводка (іскріння, перегрів провідників, пересихання електроізоляційних матеріалів);
- використання електропобутових пристроїв (електрочайники, обігрівачі); попадання вологи на працююче електрообладнання;
- залишення без нагляду увімкннутих комп'ютерів, обчислювальної техніки та інших електроприладів.

10.4.2 Технічні рішення системи протипожежного захисту

У приміщенні на випадок виникнення пожежі для обмеження її розповсюдження знаходиться переносний вуглекислотний вогнегасник типу ОУ-5, що відповідає нормам НАПБ Б.03.001-2004. Підходи до засобів первинного пожежогасіння та відключення електричного устаткування вільні.

У коридорі приміщення розташована схема евакуації людей при пожежі. Шляхи евакуації з відділу відповідають правилам пожежної безпеки. У будинку є два виходи, ширина коридору – 2-3 метри, ширина дверей – 0,8 м., двері відкриваються по ходу руху людей у випадку евакуації.

В цілому приміщення по категорії вибухо- і пожежонебезпечності та ступеню вогнестійкості відповідає нормам, але особливу увагу потрібно звернути на утримання в справному стані засобів протипожежного захисту та своєчасне інформування пожежної охорони про несправність пожежної техніки, впровадження систем протипожежного захисту.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

_____ (підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ
110/35 КВ З ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ
НАПРУГИ»

08-21.МКР.001.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

(підпис)

Малогулко Ю.В.

Магістр групи 1ЕСМ-22м

(підпис)

Барціцький В.В.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що відповідно до Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, №2484 від 10.12.2021 року «**Про схвалення Плану розвитку системи розподілу ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ» на 2022 – 2026 роки**», а також воєнного стану та пошкодження більшості енергосистем країни, гостро постає питання про розвиток електричних мереж, більше того, як на перспективу, так і в темпі часу;

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – дослідження методів регулювання напруги;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроен.-ка, електротехніка та ел.-механіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)
4. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістер.-х кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового.

Тривалість використання найбільшого навантаження 6100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 475 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 2.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 40 км за рік.

Повітряні лінії напругою 110 кВ, конструкція опор – стандартна та компактна, елементи грозозахисту: трос.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	27.09.23	08.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі.	09.10.23	15.10.23	розділ 2
4	Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування	16.10.23	22.10.23	розділ 3
5	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	23.10.23	29.10.23	розділ 4
6	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей	30.10.23	05.11.23	розділ 5,6
7	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального	06.11.23	12.11.23	розділ 7,8,9

	варіанту. Дослідження методів регулювання напруги.			
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	13.11.23	19.11.23	пояснювальна записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	20.11.23	26.11.23	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ. ДОСЛІДЖЕННЯ БЕЗПЕКИ РОБОТИ ПІДСТАНЦІ 110 КВ В УМОВАХ ДІЇ ЗАГРОЗЛИВИХ ЧИННИКІВ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ

Надзвичайні ситуації (НС) характеризуються якісними і кількісними критеріями. До якісних критеріїв відносяться раптовість і швидкість розвитку подій. До кількісних критеріїв потрібно відносити, наприклад, потужність факторів ураження, що може привести до людських жертв, руйнувань будинків, споруд, виведенню великих територій із використання, екологічних наслідків.

На підстанціях використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

В радіоелектронній апаратурі радіація викликає зворотні і незворотні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що приведе до пошкодження апаратури.

На підстанціях приймачами електромагнітного випромінювання є предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, трансформаторне обладнання, кабельні лінії, системи релейного захисту.

Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом, може бути пошкоджена внаслідок електромагнітного випромінювання.

Іонізуюче випромінювання взаємодіючи із середовищем спричиняє виникнення електричних зарядів різних знаків, що дуже небезпечно для електричних мереж.

Створення нормальних умов роботи електричних підстанцій у НС дуже важливе в плані забезпечення безпеки важливих підприємств і обороноздатності країни, зменшення збитків від пошкоджень окремих елементів мереж та недовідпуску електричної енергії.

Дослідження безпеки роботи підстанції 330 умовах дії іонізуючих випромінювань

Іонізуюче випромінювання, проходячи через біологічні тканини, викликає їх іонізацію, призводить до утворення позитивних і негативних іонів, до складних функціональних і морфологічних змін. Молекули води, що входять до складу організму розпадаються утворюючи вільні атоми та радикали, які мають велику окислювальну здатність. Вільні радикали пошкоджують тканини і порушують нормальні біохімічні процеси у живій тканині. Залежно від поглинутої дози ці зміни можуть бути зворотними і незворотними.

В таблиці В.1 для кожного елемента наведені граничні значення потужності дози опромінення, при якій в елементах можуть виникнути зворотні процеси.

Таблиця В.1– Граничні значення експозиційних доз

№	Підсистема підстанції	Блок системи	Елементи	$P_{зв.i}$	$P_{зв.min}$
1	Система зберігання даних	Процесорний блок	Мікроконтролер Atmel 8515	10^5	10^4
			Транзистор КТ3102	10^5	
		Блок живлення	Мікросхема КРЕН 8505	10^5	
2	Дистанційний пульт керування	Блок відображення	Мікросхеми АЛС324	10^4	
		МПК	Транзистор КП301	10^5	
			Резистор МЛТ-0,125	10^7	
3	Система Зв'язку	Блок пам'яті	Конденсатор РНЕ840Е	10^7	
		Блок прийому і Передачі	Конденсатор КМ	10^7	
			Конденсатор К50-35	10^7	
			Оптична пара АОД 103	10^5	
		Оптична система	Діодний місток КЦ 105	10^6	
			Резистор ОМЛТ	10^6	

Проаналізувавши дані таблиці, визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $P_{зв.min} = 10^4$ Р є діоди загального призначення.

Розраховуємо граничне значення потужності експозиційної дози:

$$P_{зр} = K_{над} \cdot P_{зв.min} \cdot K_{носл} [P / год]; \quad (B.1)$$

$$P_{зр} = 0,95 \cdot 10^4 \cdot 2 = 19000 [P / год];$$

де $K_{над}$ - коефіцієнт надійності (приймається $K_{над} = 0,95$);

$P_{зв.min}$ - потужність експозиційної дози, яка відповідає початку зворотних змін в елементах;

$K_{носл}$ - коефіцієнт послаблення радіації (приймається $K_{носл} = 2$).

Розраховуємо допустимий час роботи підстанції:

$$t_{доп} = \left(\frac{D_{зр} \cdot K_{носл}}{2P_1} + \sqrt{t_n} \right)^2 [год]; \quad (B.2)$$

$$t_{доп} = \left(\frac{10^6 \cdot 2}{2 \cdot 19000} + \sqrt{1} \right)^2 = 2876,17 [год];$$

Таким чином, розроблювальний пристрій в умовах іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів.

Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) - вражаючий фактор ядерної зброї, а також будь-яких інших джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні великої потужності і т.д.).

Значні порушення викликає електромагнітний імпульс у роботі цифрових та контрольних пристроїв. Великі електричні потенціали відносно землі, які виникають на екранах, жилах кабелів, антенно-фідерних пристроях та провідних лініях зв'язку, виникають внаслідок дії ЕМІ і можуть являти небезпеку для обслуговуючого персоналу.

При оцінюванні впливу ЕМІ на струмоведучі частини необхідно враховувати вертикальну та горизонтальну складову напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значення напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках.

Використовуємо для розрахунку такі дані $U_{ж}=220$ В, $r=0,3$ м.

Визначаємо коефіцієнти безпеки:

$$K_{\partial} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{\partial(z)}} \geq 40 [\text{дБ}], \quad (\text{В.3})$$

де U_{∂} - допустимі коливання напруги живлення, В;

$U_{\partial(z)}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу в вертикальних(горизонтальних струмопровідних частинах, В.

Розраховуємо спочатку допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\partial} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N [B], \quad (\text{В.4})$$

де $U_{ж}$ - робоча напруга живлення, В; N - допустимі коливання напруги, %.

Визначаємо максимальну очікувану напругу в горизонтальних лініях:

$$U_{\partial} = \frac{U_{\partial}}{10^{K/20}} [B] \quad (\text{6.5})$$

де K - коефіцієнт безпеки ($K=40$ дБ).

Розраховуємо вертикальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\partial} = \frac{U_{\partial}}{I_{\partial}} [B / M] \quad (\text{В.6})$$

Визначаємо горизонтальну складову н напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_2 = 10^{-3} \cdot E_0 [B/m] \quad (B.7)$$

Підставивши відомі значення у формули (B.4, ..., B.7) отримаємо:

$$U_0 = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 [B]; U_2 = \frac{231}{10^{40/20}} = 2,31 [B];$$

$$E_0 = \frac{2,31}{0,3} = 7,7 [B/m] \quad E_2 = 10^{-3} \cdot 7,7 = 0,077 [B/m]$$

Таким чином обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_0 до 7,7 В/м.

Розробка превентивних заходів по забезпеченню безпеки роботи підстанції 330 кВ у надзвичайній ситуації

Для підвищення безпеки роботи підстанції у мережах електропостачання виконуються заходи із переведення повітряних ліній електропередач на підземні, а ліній, прокладених на стінах і перекриттях будинків та споруд, — на лінії, прокладені під підлогою перших поверхів (у спеціальних каналах). При монтажі нових й реконструкції електричних мереж встановлюють автоматичні вимикачі, які за коротких замикань і за виникнення перенапруг відключають пошкоджені ділянки. Перенапруги в лініях електропередач можуть бути внаслідок руйнацій чи ушкоджень окремих елементів системи енергопостачання об'єкта, і навіть при впливі електромагнітних полів. Для підвищення стійкості роботи об'єкта до вилливу ЕМІ також необхідно провести наступні заходи: кабель живлення двигунів екранувати, помістивши в сталеві труби, а на входах двигунів встановити швидкодіючі відключаючі пристрої (розрядники); розвідну мережу блоку управління прокласти в сталевих трубах, а пульт управління і блоки управління закрити заземленими екранами, екрани заземлити; на входах і виходах пульта управління і блоків управління встановити швидкодіючі відключаючі пристрої і розрядники, плавкі запобіжники.

Також в даному пункті нами проведено дослідження роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників у надзвичайній ситуації, в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу. З розрахунків ми бачимо що підстанція при дії іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів, обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_0 до 7,7 В/м.

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.123 МВт / 1131.115 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.702 МВт / 7.350 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.702 МВт / 7.350 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.664 МВт / 5.819 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.582 МВт / 2.513 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.246 МВт / 8.333 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.948 МВт / 15.682 млн.кВт*г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергонузол	-55.778	-48.518	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.768	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.726	-0.36
101		0.000	0.000	114.327	-0.46
102		0.000	0.000	114.214	-0.49
3	Гнівась	0.000	0.000	114.172	-0.50
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.386	-0.71
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.157	-0.76
103		0.000	0.000	112.980	-0.85
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.873	-0.87
7	Носківці	0.000	0.000	112.759	-0.93
104		0.000	0.000	112.681	-0.96
105		0.000	0.000	112.653	-0.97
8	Шаргород	0.000	0.000	112.434	-1.04
9	Конева	0.000	0.000	114.321	-0.67
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.997	-0.52
106		0.000	0.000	115.634	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.640	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.525	-3.459	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.645	-0.36
12	Чернятин	0.000	0.000	114.658	-0.36
108		0.000	0.000	114.676	-0.35
109		0.000	0.000	114.678	-0.35
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.674	-0.35
110		0.000	0.000	115.819	-0.09
300	Бар	-42.619	-22.590	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.468	-6.44
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.672	-6.13
303	Клекотина	0.000	0.000	34.934	-5.78
201		0.000	0.000	34.902	-6.39
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.901	-6.39
202		0.000	0.000	34.904	-6.39
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.903	-6.39
306	Тиврів	0.000	0.000	35.054	-6.22
307	Пилява	0.000	0.000	35.681	-5.75
308	ЗБК	0.000	0.000	34.781	-6.54
309	Жуківці	0.000	0.000	35.286	-6.06
310	Почапинці	0.000	0.000	34.964	-6.16
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.032	-6.25
203		0.000	0.000	34.883	-6.35
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.775	-6.38
313	Браїлів	0.000	0.000	34.789	-6.43
314	Демидівка	0.000	0.000	34.764	-6.49
204		0.000	0.000	34.830	-6.49
315	Гнівась ц. з.	0.000	0.000	34.790	-6.51

205		0.000	0.000	34.847	-6.48
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	34.839	-6.49
3001		0.000	0.000	124.874	-1.08
2001		0.000	0.000	29.861	-1.06
1001		9.630	5.200	11.939	-1.04
30011		0.000	0.000	124.880	-1.03
20011		0.000	0.000	41.808	-1.03
10011		0.000	0.000	11.945	-1.03
3002		0.000	0.000	108.622	-5.36
2002		0.000	0.000	36.301	-5.31
1002		3.830	1.960	10.223	-6.87
3003		0.000	0.000	108.004	-4.12
2003		0.000	0.000	34.981	-6.42
1003		0.000	0.000	6.199	-4.12
30033		0.000	0.000	111.432	-2.61
20033		0.000	0.000	37.306	-2.61
10033		8.530	4.840	10.499	-3.95
3004		0.000	0.000	106.413	-6.08
2004		0.000	0.000	35.491	-5.95
1004		0.000	0.000	10.178	-6.08
30044		0.000	0.000	111.197	-2.50
20044		0.000	0.000	37.227	-2.50
10044		4.380	2.480	10.626	-2.47
3005		0.000	0.000	109.426	-3.71
2005		0.000	0.000	26.166	-3.71
1005		18.600	10.010	10.255	-5.63
1006		4.700	2.410	10.457	-3.82
1007		2.300	1.110	10.535	-3.19
3008		0.000	0.000	107.873	-4.75
2008		0.000	0.000	36.100	-4.74
1008		11.160	6.320	10.100	-6.63
1009		1.310	0.670	10.224	-0.98
30088		0.000	0.000	112.434	-1.04
20088		0.000	0.000	37.641	-1.04
10088		0.000	0.000	10.754	-1.04
30055		0.000	0.000	113.157	-0.76
20055		0.000	0.000	27.058	-0.76
10055		0.000	0.000	10.823	-0.76
30010		0.000	0.000	114.997	-0.52
20010		0.000	0.000	38.499	-0.52
10010		0.000	0.000	10.999	-0.52
3001010		0.000	0.000	111.474	-3.45
2001010		0.000	0.000	37.320	-3.45
1001010		4.700	2.280	10.471	-5.22
3001111		0.000	0.000	113.606	-1.91
2001111		0.000	0.000	38.033	-1.91
1001111		4.160	2.360	10.857	-1.89
10012		3.500	1.890	10.712	-2.46
10013		2.630	1.340	10.672	-2.86
100301		0.980	0.560	10.621	-7.85
100302		0.660	0.340	10.767	-7.07
100303		0.000	0.000	10.978	-5.78
100304		0.980	0.560	10.760	-7.77
100305		0.770	0.370	10.827	-7.48
100306		1.530	0.870	10.793	-7.79
100307		0.880	0.470	11.041	-6.93
100308		3.280	1.590	10.664	-8.75
100309		1.750	0.990	10.836	-7.83
100310		1.310	0.670	10.730	-8.01
100311		1.200	0.680	10.755	-7.92
100312		1.640	0.970	10.679	-8.08
100313		1.530	0.780	10.728	-8.03
100314		0.880	0.470	10.748	-7.73
100315		1.090	0.590	10.710	-8.06
100316		2.410	1.230	10.748	-8.09
100301301		0.980	0.560	10.621	-7.85
100303303		1.420	0.770	10.779	-7.25
100304304		0.000	0.000	10.968	-6.39
100306306		0.000	0.000	11.016	-6.22
100308308		0.000	0.000	10.930	-6.54

100309309		0.000	0.000	11.089	-6.06
100313313		0.000	0.000	10.933	-6.43
100315315		0.000	0.000	10.933	-6.51
701		13.460	6.890	115.310	-0.16
702		6.670	3.600	115.135	-0.19
703		-8.200	0.000	115.041	-0.19
704		3.390	1.640	114.814	-0.29

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	33.678	32.368	33.636	32.276	0.041	0.091	0.232	0.232
1	101	24.901	18.126	24.719	17.723	0.181	0.402	0.153	1.445
101	3	14.181	10.401	14.170	10.376	0.011	0.025	0.089	0.156
3	102	-3.219	-3.193	-3.220	-3.195	0.001	0.002	-0.023	-0.043
102	2	-14.082	-11.111	-14.119	-11.194	0.037	0.082	-0.091	-0.513
2	100	-21.958	-15.835	-22.100	-16.150	0.142	0.314	-0.136	-1.277
2	3002	7.818	4.965	7.784	4.038	0.034	0.923	0.047	6.576
3002	2002	3.947	1.945	3.939	1.945	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.939	1.965	3.886	1.902	0.052	0.063	0.070	0.644
307	306	2.999	1.426	2.958	1.376	0.041	0.049	0.054	0.654
306	202	1.411	0.413	1.406	0.407	0.005	0.006	0.024	0.160
202	201	0.629	0.008	0.629	0.008	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.363	-0.622	-0.364	-0.623	0.001	0.001	-0.012	-0.076
2003	301	1.058	1.203	1.043	1.184	0.015	0.018	0.026	0.511
301	302	-0.934	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.223
302	303	-1.606	-0.325	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.282
303	2008	-3.050	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.095	-0.054	-1.221
3008	2008	3.131	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.340	9.300	14.306	8.016	0.034	1.279	0.088	4.912
8	105	-3.528	-1.527	-3.533	-1.534	0.005	0.007	-0.020	-0.221
105	104	-3.533	-1.218	-3.533	-1.219	0.001	0.001	-0.019	-0.028
104	7	-3.533	-1.065	-3.535	-1.068	0.002	0.003	-0.019	-0.079
7	103	-5.852	-2.074	-5.861	-2.087	0.008	0.012	-0.032	-0.223
103	4	-10.594	-4.392	-10.621	-4.433	0.028	0.040	-0.059	-0.410
4	107	-20.650	-7.911	-20.829	-8.127	0.179	0.215	-0.112	-1.265
107	12	-13.962	-6.133	-13.963	-6.135	0.001	0.002	-0.077	-0.014
12	108	-17.486	-8.286	-17.488	-8.289	0.002	0.003	-0.097	-0.018
108	109	-17.488	-8.284	-17.488	-8.284	0.000	0.000	-0.097	-0.002
109	110	-20.137	-9.617	-20.294	-9.805	0.155	0.187	-0.112	-1.143
110	300	-20.294	-9.515	-20.310	-9.562	0.017	0.047	-0.112	-0.182
107	704	-6.867	-1.602	-6.875	-1.613	0.008	0.011	-0.035	-0.170
704	703	-10.263	-2.997	-10.278	-3.019	0.015	0.022	-0.054	-0.228
703	702	-2.083	-2.784	-2.085	-2.787	0.002	0.002	-0.017	-0.095
702	701	-8.751	-6.192	-8.761	-6.206	0.010	0.014	-0.054	-0.175
701	300	-22.212	-12.888	-22.309	-13.028	0.096	0.139	-0.128	-0.690
4	101	-10.487	-7.949	-10.538	-8.062	0.051	0.113	-0.067	-0.946
4	102	-10.816	-8.373	-10.863	-8.476	0.046	0.103	-0.070	-0.833
4	3004	8.132	5.626	8.092	4.544	0.040	1.078	0.050	7.562
3004	2004	8.092	4.544	8.052	4.544	0.040	0.000	0.050	0.376
2004	311	4.936	2.729	4.886	2.668	0.050	0.060	0.092	0.475
311	203	3.675	1.927	3.662	1.912	0.012	0.015	0.068	0.155
203	313	2.005	0.852	2.001	0.846	0.004	0.005	0.036	0.099
313	314	0.454	-0.046	0.454	-0.046	0.000	0.000	0.008	0.028
314	204	-0.433	-0.546	-0.434	-0.547	0.001	0.001	-0.012	-0.065
204	205	-1.539	-1.210	-1.539	-1.211	0.001	0.001	-0.032	-0.017
205	2003	-3.965	-2.577	-3.977	-2.591	0.012	0.015	-0.078	-0.138
8	9	-10.872	-7.245	-11.006	-7.439	0.133	0.193	-0.067	-1.897
9	10	-12.347	-7.472	-12.400	-7.549	0.053	0.077	-0.073	-0.679
10	106	-17.163	-9.523	-17.218	-9.647	0.055	0.123	-0.098	-0.640
106	200	-22.471	-3.338	-22.525	-3.459	0.054	0.120	-0.113	-0.368
30011	1001	5.046	-1.483	5.044	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
3001	1001	4.587	6.680	4.580	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
3001	2001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
106	11	5.252	-4.775	5.252	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.035	-7.541	1.012	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	3001	4.412	6.959	4.404	6.678	0.008	0.280	0.041	3.401

1	30011	4.224	6.951	4.216	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
3003	2003	8.753	6.791	8.724	6.225	0.028	0.563	0.059	3.892
3	3003	8.781	7.748	8.753	6.791	0.028	0.953	0.059	6.443
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.917
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.051	0.023	0.928
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.067	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.931
309	100309309	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	30044	4.388	2.665	4.383	2.478	0.006	0.186	0.026	2.286
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.383	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.026	0.104
4	5	18.763	12.553	18.735	12.513	0.028	0.040	0.115	0.230
5	3005	18.652	12.184	18.620	10.837	0.032	1.341	0.113	3.951
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.837	18.588	10.004	0.032	0.830	0.113	2.497
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1007	2.306	1.228	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.772
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.507	2.064	3.498	1.889	0.010	0.174	0.020	2.761
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.366
6	1006	4.715	2.732	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.769
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.720
3001010	2001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.253
103	6	4.733	2.744	4.730	2.739	0.003	0.005	0.028	0.108
109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
316	100316	2.417	1.320	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.757
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
204	315	1.105	0.679	1.104	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	10013	2.639	1.493	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.240
2004	310	1.339	0.735	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.537
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.952
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.823
315	100315315	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3008	1008	11.175	6.823	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.609
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.730
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308308	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.294	1.757	3.278	1.589	0.016	0.167	0.062	1.017
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.653
313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.769
3003	1003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.760
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.019	0.014	0.527
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.820
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.626
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.036

3	30033	8.548	5.554	8.536	5.111	0.012	0.441	0.051	2.851
30033	10033	8.536	5.111	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.807
30033	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.572 МВт / 1135.049 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.707 МВт / 6.195 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.949 МВт / 4.100 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.657 МВт / 10.296 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.395 МВт / 17.806 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-55.800	-49.066	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.767	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.714	-0.36
101		0.000	0.000	114.309	-0.46
102		0.000	0.000	114.196	-0.49
3	Гніваний	0.000	0.000	114.154	-0.50
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.350	-0.71
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.121	-0.75
103		0.000	0.000	112.947	-0.84
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.840	-0.87
7	Носківці	0.000	0.000	112.730	-0.92
104		0.000	0.000	112.653	-0.95
105		0.000	0.000	112.626	-0.97
8	Шаргород	0.000	0.000	112.412	-1.04
9	Конева	0.000	0.000	114.311	-0.67
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.991	-0.51
106		0.000	0.000	115.631	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.638	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.543	-3.544	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.578	-0.34
12	Чернятин	0.000	0.000	114.593	-0.34
108		0.000	0.000	114.612	-0.33
109		0.000	0.000	114.613	-0.33
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.610	-0.33
110		0.000	0.000	115.806	-0.09
300	Бар	-43.029	-28.176	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.459	-6.44
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.663	-6.13
303	Клекотина	0.000	0.000	34.925	-5.78
201		0.000	0.000	34.894	-6.39
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.894	-6.39
202		0.000	0.000	34.896	-6.39
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.896	-6.39
306	Тиврів	0.000	0.000	35.046	-6.22
307	Пилява	0.000	0.000	35.674	-5.75
308	ЗБК	0.000	0.000	34.773	-6.54
309	Жуківці	0.000	0.000	35.276	-6.05
310	Почапинці	0.000	0.000	34.954	-6.15
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.023	-6.24
203		0.000	0.000	34.874	-6.34

312	Володимирівка	0.000	0.000	34.765	-6.37
313	Браїлів	0.000	0.000	34.779	-6.43
314	Демидівка	0.000	0.000	34.756	-6.49
204		0.000	0.000	34.821	-6.49
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	34.781	-6.51
205		0.000	0.000	34.838	-6.48
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	34.831	-6.49
3001		0.000	0.000	124.872	-1.08
2001		0.000	0.000	29.860	-1.06
1001		9.630	5.200	11.938	-1.04
30011		0.000	0.000	124.878	-1.03
20011		0.000	0.000	41.807	-1.03
10011		0.000	0.000	11.944	-1.03
3002		0.000	0.000	108.604	-5.36
2002		0.000	0.000	36.295	-5.31
1002		3.830	1.960	10.221	-6.87
3003		0.000	0.000	107.982	-4.12
2003		0.000	0.000	34.972	-6.41
1003		0.000	0.000	6.197	-4.12
30033		0.000	0.000	111.413	-2.60
20033		0.000	0.000	37.299	-2.60
10033		8.530	4.840	10.497	-3.94
3004		0.000	0.000	106.383	-6.07
2004		0.000	0.000	35.481	-5.95
1004		0.000	0.000	10.175	-6.07
30044		0.000	0.000	111.160	-2.49
20044		0.000	0.000	37.215	-2.49
10044		4.380	2.480	10.622	-2.46
3005		0.000	0.000	109.388	-3.71
2005		0.000	0.000	26.157	-3.71
1005		18.600	10.010	10.251	-5.62
1006		4.700	2.410	10.454	-3.81
1007		2.300	1.110	10.532	-3.19
3008		0.000	0.000	107.850	-4.74
2008		0.000	0.000	36.092	-4.73
1008		11.160	6.320	10.098	-6.63
1009		1.310	0.670	10.223	-0.98
30088		0.000	0.000	112.412	-1.04
20088		0.000	0.000	37.634	-1.04
10088		0.000	0.000	10.752	-1.04
30055		0.000	0.000	113.121	-0.75
20055		0.000	0.000	27.050	-0.75
10055		0.000	0.000	10.820	-0.75
30010		0.000	0.000	114.991	-0.51
20010		0.000	0.000	38.497	-0.51
10010		0.000	0.000	10.999	-0.51
3001010		0.000	0.000	111.468	-3.45
2001010		0.000	0.000	37.318	-3.45
1001010		4.700	2.280	10.470	-5.22
3001111		0.000	0.000	113.603	-1.91
2001111		0.000	0.000	38.033	-1.91
1001111		4.160	2.360	10.856	-1.89
10012		3.500	1.890	10.706	-2.44
10013		2.630	1.340	10.665	-2.84
100301		0.980	0.560	10.618	-7.85
100302		0.660	0.340	10.765	-7.07
100303		0.000	0.000	10.976	-5.78
100304		0.980	0.560	10.758	-7.77
100305		0.770	0.370	10.825	-7.48
100306		1.530	0.870	10.791	-7.79
100307		0.880	0.470	11.039	-6.93
100308		3.280	1.590	10.661	-8.75
100309		1.750	0.990	10.832	-7.83
100310		1.310	0.670	10.727	-8.01
100311		1.200	0.680	10.752	-7.92
100312		1.640	0.970	10.676	-8.08
100313		1.530	0.780	10.725	-8.03
100314		0.880	0.470	10.745	-7.73
100315		1.090	0.590	10.707	-8.06
100316		2.410	1.230	10.745	-8.09

100301301		0.980	0.560	10.618	-7.85
100303303		1.420	0.770	10.777	-7.25
100304304		0.000	0.000	10.966	-6.39
100306306		0.000	0.000	11.014	-6.22
100308308		0.000	0.000	10.928	-6.54
100309309		0.000	0.000	11.086	-6.05
100313313		0.000	0.000	10.930	-6.43
100315315		0.000	0.000	10.931	-6.51
701		0.000	0.000	115.196	-0.13
702		0.000	0.000	115.001	-0.15
703		0.000	0.000	114.902	-0.15
704		0.000	0.000	114.699	-0.25
100701		13.460	6.890	9.912	-8.88
100702		6.670	3.600	10.119	-6.84
100703		-8.200	0.000	10.987	7.72
100704		3.390	1.640	10.421	-8.20

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	33.690	32.682	33.648	32.589	0.042	0.092	0.233	0.234
1	101	24.912	18.439	24.728	18.031	0.183	0.407	0.154	1.461
101	3	14.183	10.460	14.171	10.435	0.011	0.025	0.089	0.156
3	102	-3.217	-3.139	-3.218	-3.140	0.001	0.002	-0.023	-0.043
102	2	-14.088	-11.335	-14.126	-11.419	0.038	0.083	-0.091	-0.520
2	100	-21.966	-16.065	-22.110	-16.384	0.143	0.318	-0.137	-1.288
2	3002	7.819	4.969	7.785	4.041	0.034	0.924	0.047	6.582
3002	2002	3.948	1.949	3.940	1.949	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.940	1.969	3.887	1.905	0.052	0.063	0.070	0.644
307	306	3.000	1.429	2.958	1.379	0.041	0.049	0.054	0.655
306	202	1.411	0.417	1.407	0.411	0.005	0.006	0.024	0.160
202	201	0.630	0.012	0.630	0.012	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.362	-0.619	-0.363	-0.620	0.001	0.001	-0.012	-0.076
2003	301	1.058	1.203	1.042	1.184	0.015	0.018	0.026	0.511
301	302	-0.934	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.223
302	303	-1.606	-0.325	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.282
303	2008	-3.050	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.095	-0.054	-1.221
3008	2008	3.131	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.341	9.301	14.306	8.016	0.034	1.280	0.088	4.913
8	105	-3.512	-1.447	-3.517	-1.454	0.005	0.007	-0.019	-0.217
105	104	-3.517	-1.138	-3.518	-1.139	0.001	0.001	-0.019	-0.027
104	7	-3.518	-0.985	-3.520	-0.988	0.002	0.003	-0.019	-0.077
7	103	-5.836	-1.995	-5.845	-2.007	0.008	0.012	-0.032	-0.220
103	4	-10.578	-4.313	-10.605	-4.353	0.028	0.040	-0.058	-0.407
4	107	-20.620	-7.305	-20.796	-7.517	0.175	0.211	-0.111	-1.234
107	12	-14.063	-7.240	-14.065	-7.242	0.001	0.002	-0.080	-0.015
12	108	-17.587	-9.393	-17.589	-9.396	0.002	0.003	-0.100	-0.019
108	109	-17.589	-9.391	-17.589	-9.391	0.000	0.000	-0.100	-0.002
109	110	-20.239	-10.725	-20.403	-10.923	0.164	0.197	-0.115	-1.194
110	300	-20.403	-10.632	-20.421	-10.682	0.018	0.049	-0.115	-0.194
107	704	-6.732	0.115	-6.740	0.104	0.007	0.010	-0.034	-0.122
704	703	-10.189	-1.984	-10.204	-2.005	0.015	0.021	-0.052	-0.204
703	702	-2.094	-2.962	-2.096	-2.965	0.002	0.003	-0.018	-0.099
702	701	-8.848	-7.570	-8.860	-7.587	0.012	0.017	-0.058	-0.196
701	300	-22.490	-17.323	-22.608	-17.494	0.118	0.170	-0.142	-0.804
4	101	-10.493	-8.195	-10.545	-8.311	0.052	0.115	-0.068	-0.964
4	102	-10.823	-8.648	-10.871	-8.754	0.048	0.105	-0.070	-0.850
4	3004	8.132	5.620	8.091	4.538	0.040	1.077	0.050	7.555
3004	2004	8.091	4.538	8.051	4.538	0.040	0.000	0.050	0.377
2004	311	4.935	2.722	4.885	2.662	0.050	0.060	0.092	0.475
311	203	3.674	1.921	3.662	1.906	0.012	0.015	0.068	0.155
203	313	2.005	0.845	2.000	0.840	0.004	0.005	0.036	0.099
313	314	0.454	-0.052	0.454	-0.052	0.000	0.000	0.008	0.028
314	204	-0.434	-0.552	-0.435	-0.553	0.001	0.001	-0.012	-0.065
204	205	-1.539	-1.216	-1.540	-1.217	0.001	0.001	-0.032	-0.017
205	2003	-3.966	-2.583	-3.978	-2.598	0.012	0.015	-0.078	-0.138
8	9	-10.888	-7.327	-11.023	-7.522	0.135	0.195	-0.067	-1.909

9	10	-12.364	-7.556	-12.417	-7.633	0.053	0.077	-0.073	-0.683
10	106	-17.180	-9.607	-17.236	-9.731	0.056	0.124	-0.099	-0.644
106	200	-22.488	-3.422	-22.543	-3.544	0.054	0.121	-0.113	-0.370
106	11	5.252	-4.775	5.252	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.035	-7.541	1.012	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	30011	4.224	6.951	4.216	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
30011	1001	5.046	-1.483	5.044	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
3001	1001	4.587	6.680	4.580	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
3001	2001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
1	3001	4.412	6.959	4.404	6.678	0.008	0.280	0.041	3.401
3003	2003	8.753	6.794	8.724	6.228	0.028	0.564	0.059	3.894
3	3003	8.781	7.752	8.753	6.794	0.028	0.954	0.059	6.446
315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.824
315	100315315	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	1006	4.715	2.733	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.770
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
316	100316	2.417	1.320	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.757
103	6	4.733	2.744	4.730	2.739	0.003	0.005	0.028	0.108
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.653
313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.769
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.918
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	18.763	12.554	18.735	12.514	0.028	0.040	0.115	0.230
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	3005	18.652	12.185	18.620	10.838	0.032	1.342	0.114	3.952
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.838	18.588	10.004	0.032	0.831	0.114	2.498
4	30044	4.388	2.665	4.383	2.478	0.006	0.186	0.026	2.287
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.383	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.026	0.104
7	1007	2.306	1.228	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.772
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.639	1.494	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.240
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.720
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.253
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.067	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.931
309	100309309	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
2004	310	1.339	0.735	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.537
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.952
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.507	2.064	3.498	1.889	0.010	0.175	0.020	2.762
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.052	0.023	0.928
701	100701	13.615	9.841	13.452	6.886	0.163	2.943	0.084	12.812
702	100702	6.741	4.728	6.666	3.598	0.075	1.126	0.041	9.961
703	100703	-8.120	1.123	-8.195	-0.000	0.074	1.118	-0.041	1.076
10	30010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.366
3008	1008	11.175	6.823	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.609
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.730
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
704	100704	3.443	2.302	3.388	1.639	0.055	0.661	0.021	11.550

204	315	1.105	0.679	1.104	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
3003	1003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308308	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.294	1.757	3.278	1.589	0.016	0.168	0.062	1.017
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304304	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.760
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.020	0.014	0.528
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.820
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.626
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.036
3	30033	8.548	5.555	8.536	5.111	0.012	0.441	0.051	2.851
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.536	5.111	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.807

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.883 МВт / 1137.775 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.997 МВт / 8.626 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.997 МВт / 8.626 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.630 МВт / 5.520 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.078 МВт / 4.655 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.708 МВт / 10.175 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.705 МВт / 18.800 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергочвузол	-55.811	-49.628	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.754	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	108.610	-0.39
101		0.000	0.000	108.175	-0.50
102		0.000	0.000	108.051	-0.54
3	Гніваний	0.000	0.000	108.007	-0.55
4	Жмеринка	0.000	0.000	107.137	-0.77
5	Подільська тяга	0.000	0.000	106.892	-0.82
103		0.000	0.000	106.696	-0.92
6	Станіславчик	0.000	0.000	106.582	-0.95
7	Носківці	0.000	0.000	106.456	-1.01
104		0.000	0.000	106.370	-1.04
105		0.000	0.000	106.339	-1.06
8	Шаргород	0.000	0.000	106.102	-1.13
9	Конева	0.000	0.000	108.141	-0.72
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	108.874	-0.56
106		0.000	0.000	109.568	-0.30
11	Яришів	0.000	0.000	109.573	-0.31
200	Дністровська ГЕС	-22.623	-5.019	110.000	0.00
107		0.000	0.000	108.460	-0.37
12	Чернятин	0.000	0.000	108.477	-0.37
108		0.000	0.000	108.497	-0.36
109		0.000	0.000	108.499	-0.36
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	108.495	-0.36

110		0.000	0.000	109.788	-0.10
300	Бар	-43.248	-29.689	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	32.078	-7.26
302	Ярошенка	0.000	0.000	32.300	-6.90
303	Клекотина	0.000	0.000	32.584	-6.51
201		0.000	0.000	32.549	-7.22
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	32.548	-7.22
202		0.000	0.000	32.551	-7.21
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	32.551	-7.21
306	Тиврів	0.000	0.000	32.715	-7.02
307	Пилява	0.000	0.000	33.392	-6.48
308	ЗБК	0.000	0.000	32.416	-7.39
309	Жуківці	0.000	0.000	32.958	-6.83
310	Почапинці	0.000	0.000	32.610	-6.94
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	32.685	-7.05
203		0.000	0.000	32.524	-7.16
312	Володимирівка	0.000	0.000	32.407	-7.20
313	Браїлів	0.000	0.000	32.423	-7.26
314	Демидівка	0.000	0.000	32.398	-7.32
204		0.000	0.000	32.469	-7.33
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	32.426	-7.35
205		0.000	0.000	32.487	-7.32
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	32.479	-7.33
3001		0.000	0.000	118.239	-1.20
2001		0.000	0.000	28.274	-1.17
1001		9.630	5.200	11.304	-1.16
30011		0.000	0.000	118.247	-1.15
20011		0.000	0.000	39.587	-1.15
10011		0.000	0.000	11.310	-1.15
3002		0.000	0.000	101.948	-6.04
2002		0.000	0.000	34.061	-5.98
1002		3.830	1.960	9.573	-7.76
3003		0.000	0.000	101.278	-4.62
2003		0.000	0.000	32.631	-7.24
1003		0.000	0.000	5.813	-4.62
30033		0.000	0.000	105.072	-2.90
20033		0.000	0.000	35.176	-2.90
10033		8.530	4.840	9.881	-4.41
3004		0.000	0.000	99.532	-6.85
2004		0.000	0.000	33.177	-6.71
1004		0.000	0.000	9.520	-6.85
30044		0.000	0.000	104.807	-2.78
20044		0.000	0.000	35.088	-2.78
10044		4.380	2.480	10.014	-2.74
3005		0.000	0.000	102.864	-4.15
2005		0.000	0.000	24.597	-4.15
1005		18.600	10.010	9.612	-6.32
1006		4.700	2.410	9.832	-4.27
1007		2.300	1.110	9.915	-3.56
3008		0.000	0.000	101.140	-5.32
2008		0.000	0.000	33.844	-5.31
1008		11.160	6.320	9.440	-7.47
1009		1.310	0.670	9.667	-1.07
30088		0.000	0.000	106.102	-1.13
20088		0.000	0.000	35.521	-1.13
10088		0.000	0.000	10.148	-1.13
30055		0.000	0.000	106.892	-0.82
20055		0.000	0.000	25.560	-0.82
10055		0.000	0.000	10.224	-0.82
30010		0.000	0.000	108.874	-0.56
20010		0.000	0.000	36.449	-0.56
10010		0.000	0.000	10.414	-0.56
3001010		0.000	0.000	105.084	-3.85
2001010		0.000	0.000	35.181	-3.85
1001010		4.700	2.280	9.847	-5.85
3001111		0.000	0.000	107.415	-2.13
2001111		0.000	0.000	35.961	-2.13
1001111		4.160	2.360	10.264	-2.09
10012		3.500	1.890	10.105	-2.73
10013		2.630	1.340	10.061	-3.17

100301	0.980	0.560	9.853	-8.90
100302	0.660	0.340	10.012	-7.99
100303	0.000	0.000	10.240	-6.51
100304	0.980	0.560	10.004	-8.80
100305	0.770	0.370	10.077	-8.47
100306	1.530	0.870	10.041	-8.83
100307	0.880	0.470	10.309	-7.83
100308	3.280	1.590	9.899	-9.94
100309	1.750	0.990	10.084	-8.87
100310	1.310	0.670	9.970	-9.09
100311	1.200	0.680	9.997	-8.98
100312	1.640	0.970	9.915	-9.17
100313	1.530	0.780	9.968	-9.10
100314	0.880	0.470	9.990	-8.76
100315	1.090	0.590	9.949	-9.14
100316	2.410	1.230	9.990	-9.18
100301301	0.980	0.560	9.853	-8.90
100303303	1.420	0.770	10.025	-8.20
100304304	0.000	0.000	10.229	-7.22
100306306	0.000	0.000	10.281	-7.02
100308308	0.000	0.000	10.187	-7.39
100309309	0.000	0.000	10.358	-6.83
100313313	0.000	0.000	10.190	-7.26
100315315	0.000	0.000	10.190	-7.35
701	0.000	0.000	109.128	-0.13
702	0.000	0.000	108.915	-0.16
703	0.000	0.000	108.804	-0.16
704	0.000	0.000	108.587	-0.27
100701	13.460	6.890	9.231	-10.07
100702	6.670	3.600	9.466	-7.72
100703	-8.200	0.000	10.390	8.64
100704	3.390	1.640	9.719	-9.28

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	33.665	32.590	33.619	32.487	0.046	0.102	0.246	0.246
1	101	24.940	19.254	24.728	18.785	0.211	0.468	0.165	1.584
101	3	14.192	10.820	14.179	10.792	0.013	0.029	0.095	0.169
3	102	-3.208	-3.124	-3.209	-3.126	0.001	0.002	-0.024	-0.045
102	2	-14.066	-11.696	-14.109	-11.791	0.043	0.095	-0.098	-0.561
2	100	-21.982	-16.673	-22.147	-17.039	0.164	0.364	-0.146	-1.393
2	3002	7.854	5.172	7.814	4.105	0.040	1.062	0.050	7.225
3002	2002	3.977	1.994	3.967	1.994	0.010	0.000	0.025	0.194
2002	307	3.967	2.011	3.906	1.938	0.061	0.073	0.075	0.697
307	306	3.018	1.456	2.970	1.398	0.048	0.057	0.058	0.710
306	202	1.424	0.430	1.418	0.423	0.006	0.007	0.026	0.175
202	201	0.642	0.023	0.642	0.022	0.000	0.000	0.011	0.002
201	2003	-0.351	-0.609	-0.352	-0.610	0.001	0.001	-0.012	-0.079
2003	301	1.054	1.216	1.037	1.195	0.017	0.021	0.028	0.550
301	302	-0.941	0.006	-0.947	-0.000	0.006	0.006	-0.017	-0.245
302	303	-1.613	-0.335	-1.625	-0.349	0.012	0.014	-0.029	-0.308
303	2008	-3.059	-1.169	-3.151	-1.280	0.092	0.111	-0.058	-1.325
3008	2008	3.153	1.235	3.151	1.235	0.002	0.000	0.019	0.044
8	3008	14.370	9.607	14.331	8.131	0.039	1.469	0.094	5.378
8	105	-3.535	-1.610	-3.540	-1.618	0.006	0.008	-0.021	-0.240
105	104	-3.540	-1.337	-3.541	-1.338	0.001	0.001	-0.021	-0.031
104	7	-3.541	-1.200	-3.543	-1.203	0.002	0.003	-0.020	-0.087
7	103	-5.860	-2.250	-5.870	-2.264	0.010	0.014	-0.034	-0.243
103	4	-10.604	-4.659	-10.636	-4.705	0.032	0.046	-0.063	-0.445
4	107	-20.714	-7.688	-20.915	-7.930	0.200	0.241	-0.119	-1.331
107	12	-14.159	-7.741	-14.161	-7.743	0.001	0.003	-0.086	-0.017
12	108	-17.683	-9.907	-17.685	-9.911	0.002	0.004	-0.108	-0.021
108	109	-17.685	-9.906	-17.685	-9.906	0.000	0.000	-0.108	-0.002
109	110	-20.335	-11.276	-20.524	-11.503	0.188	0.227	-0.124	-1.291
110	300	-20.524	-11.242	-20.544	-11.299	0.020	0.057	-0.123	-0.212
107	704	-6.756	0.162	-6.764	0.150	0.008	0.012	-0.036	-0.128

704	703	-10.221	-2.060	-10.237	-2.084	0.016	0.024	-0.055	-0.218
703	702	-2.136	-3.191	-2.138	-3.194	0.002	0.003	-0.020	-0.111
702	701	-8.900	-7.973	-8.913	-7.993	0.014	0.020	-0.063	-0.213
701	300	-22.567	-18.191	-22.704	-18.390	0.137	0.198	-0.153	-0.872
4	101	-10.476	-8.494	-10.536	-8.627	0.060	0.133	-0.073	-1.043
4	102	-10.802	-8.949	-10.857	-9.071	0.055	0.121	-0.075	-0.919
4	3004	8.158	5.846	8.111	4.598	0.046	1.243	0.054	8.307
3004	2004	8.111	4.598	8.065	4.598	0.046	0.000	0.054	0.399
2004	311	4.944	2.756	4.886	2.686	0.057	0.069	0.098	0.512
311	203	3.675	1.938	3.661	1.921	0.014	0.017	0.073	0.167
203	313	2.002	0.850	1.997	0.844	0.005	0.006	0.039	0.107
313	314	0.451	-0.050	0.451	-0.050	0.000	0.000	0.008	0.030
314	204	-0.437	-0.554	-0.438	-0.555	0.001	0.001	-0.013	-0.070
204	205	-1.542	-1.221	-1.543	-1.222	0.001	0.001	-0.035	-0.019
205	2003	-3.969	-2.596	-3.983	-2.613	0.014	0.017	-0.084	-0.149
8	9	-10.889	-7.527	-11.043	-7.750	0.154	0.223	-0.072	-2.051
9	10	-12.381	-7.852	-12.442	-7.941	0.061	0.088	-0.078	-0.736
10	106	-17.203	-10.067	-17.267	-10.209	0.064	0.141	-0.106	-0.698
106	200	-22.561	-4.880	-22.623	-5.019	0.062	0.138	-0.121	-0.433
106	11	5.293	-3.951	5.293	-3.953	0.001	0.001	0.035	-0.004
11	30011	1.080	-6.711	1.060	-7.259	0.020	0.545	0.036	-8.652
1	30011	4.211	6.503	4.203	6.226	0.008	0.276	0.041	3.354
30011	1001	5.100	-1.039	5.097	-1.039	0.003	0.000	0.025	0.066
3001	1001	4.533	6.235	4.527	6.235	0.006	0.000	0.038	0.057
3001	2001	-0.163	-0.005	-0.163	-0.005	0.000	0.000	-0.001	-0.005
30011	2001	0.163	0.005	0.163	0.005	0.000	0.000	0.001	0.005
1	3001	4.379	6.514	4.371	6.230	0.008	0.283	0.041	3.362
3003	2003	8.750	6.925	8.717	6.273	0.033	0.650	0.064	4.257
3	3003	8.783	8.030	8.750	6.925	0.033	1.100	0.064	7.053
315	100315	1.096	0.638	1.089	0.590	0.007	0.049	0.023	0.903
315	100315315	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6	1006	4.717	2.775	4.697	2.408	0.020	0.365	0.030	4.055
205	316	2.426	1.378	2.426	1.378	0.000	0.001	0.050	0.008
316	100316	2.419	1.335	2.408	1.229	0.010	0.105	0.049	0.832
103	6	4.734	2.786	4.730	2.781	0.004	0.005	0.030	0.115
314	100314	0.884	0.501	0.879	0.470	0.005	0.031	0.018	0.715
313	100313	1.537	0.847	1.529	0.780	0.007	0.067	0.031	0.845
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.658	1.084	1.653	1.079	0.005	0.005	0.035	0.118
312	100312	1.648	1.053	1.639	0.969	0.009	0.083	0.035	1.006
3004	1004	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	18.767	12.824	18.735	12.778	0.031	0.046	0.122	0.246
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	3005	18.661	12.485	18.625	10.952	0.036	1.526	0.121	4.287
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.625	10.952	18.588	10.004	0.036	0.945	0.121	2.708
4	30044	4.390	2.688	4.384	2.478	0.006	0.209	0.028	2.443
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30044	10044	4.384	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.028	0.110
7	1007	2.307	1.243	2.299	1.109	0.009	0.133	0.014	2.974
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
109	13	2.650	1.569	2.650	1.569	0.000	0.000	0.016	0.004
13	10013	2.640	1.513	2.628	1.339	0.011	0.173	0.016	3.464
10	3001010	4.724	2.857	4.711	2.491	0.014	0.364	0.029	4.022
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	4.711	2.491	4.697	2.279	0.014	0.212	0.029	2.434
2004	309	1.778	1.144	1.769	1.133	0.009	0.011	0.037	0.226
309	100309	1.759	1.080	1.749	0.989	0.010	0.090	0.036	1.019
309	100309309	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3001111	4.168	2.539	4.163	2.359	0.005	0.180	0.026	2.230
3001111	2001111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3001111	1001111	4.163	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.026	0.103
2004	310	1.343	0.748	1.323	0.730	0.020	0.018	0.027	0.579
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	100310	1.319	0.738	1.309	0.670	0.010	0.068	0.027	1.044
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

12	10012	3.509	2.086	3.498	1.889	0.011	0.196	0.022	2.947
311	100311	1.208	0.739	1.199	0.680	0.009	0.060	0.025	1.016
701	100701	13.640	10.292	13.452	6.886	0.187	3.393	0.090	14.103
702	100702	6.752	4.890	6.666	3.598	0.086	1.287	0.044	10.848
703	100703	-8.111	1.255	-8.195	0.000	0.083	1.250	-0.043	1.404
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.680	1.309	0.670	0.000	0.010	0.008	0.389
3008	1008	11.178	6.896	11.153	6.316	0.025	0.578	0.075	2.842
303	100303303	1.426	0.828	1.419	0.770	0.007	0.059	0.029	0.799
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.357	0.660	0.340	0.002	0.017	0.013	0.516
301	100301	0.985	0.601	0.979	0.560	0.006	0.041	0.021	0.845
301	100301301	0.985	0.601	0.979	0.560	0.006	0.041	0.021	0.845
704	100704	3.452	2.402	3.388	1.639	0.064	0.760	0.022	12.673
204	315	1.105	0.679	1.103	0.678	0.001	0.001	0.023	0.045
3003	1003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2003	308	3.328	1.886	3.311	1.865	0.017	0.021	0.068	0.224
308	100308308	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.297	1.784	3.278	1.589	0.019	0.194	0.067	1.122
201	304	0.992	0.643	0.992	0.643	0.000	0.000	0.021	0.001
304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	100304	0.985	0.600	0.979	0.560	0.006	0.040	0.020	0.831
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.016	0.001
305	100305	0.773	0.392	0.770	0.370	0.003	0.023	0.015	0.578
306	100306	1.537	0.939	1.529	0.869	0.008	0.069	0.032	0.897
306	100306306	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
307	100307	0.884	0.499	0.879	0.470	0.004	0.029	0.018	0.682
3002	1002	3.837	2.111	3.828	1.959	0.010	0.152	0.025	2.218
3	30033	8.551	5.647	8.538	5.147	0.013	0.498	0.055	3.064
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.538	5.147	8.525	4.837	0.013	0.308	0.055	1.941

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.375 МВт / 1133.328 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.563 МВт / 6.752 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.563 МВт / 6.752 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.774 МВт / 6.784 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.862 МВт / 3.725 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.637 МВт / 10.509 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.200 МВт / 17.261 млн.кВт*г (1.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-55.810	-48.804	121.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	120.775	-0.04
2	Сутиски	0.000	0.000	119.789	-0.33
101		0.000	0.000	119.407	-0.42
102		0.000	0.000	119.301	-0.46
3	Гнівась	0.000	0.000	119.260	-0.46
4	Жмеринка	0.000	0.000	118.504	-0.66
5	Подільська тяга	0.000	0.000	118.287	-0.70

103		0.000	0.000	118.128	-0.78
6	Станіславчик	0.000	0.000	118.026	-0.81
7	Носківці	0.000	0.000	117.928	-0.86
104		0.000	0.000	117.859	-0.89
105		0.000	0.000	117.835	-0.90
8	Шаргород	0.000	0.000	117.637	-0.97
9	Конева	0.000	0.000	119.436	-0.62
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	120.078	-0.48
106		0.000	0.000	120.679	-0.26
11	Яришів	0.000	0.000	120.687	-0.27
200	Дністровська ГЕС	-22.487	-2.326	121.000	0.00
107		0.000	0.000	119.662	-0.32
12	Чернятин	0.000	0.000	119.676	-0.32
108		0.000	0.000	119.694	-0.31
109		0.000	0.000	119.696	-0.31
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	119.692	-0.31
110		0.000	0.000	120.819	-0.08
300	Бар	-42.879	-27.099	121.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	36.396	-5.86
302	Ярошенка	0.000	0.000	36.588	-5.58
303	Клекотина	0.000	0.000	36.835	-5.27
201		0.000	0.000	36.805	-5.82
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	36.804	-5.82
202		0.000	0.000	36.806	-5.81
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	36.806	-5.81
306	Тиврів	0.000	0.000	36.947	-5.66
307	Пилява	0.000	0.000	37.540	-5.24
308	ЗБК	0.000	0.000	36.691	-5.95
309	Жуківці	0.000	0.000	37.166	-5.51
310	Почапинці	0.000	0.000	36.863	-5.60
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	36.927	-5.68
203		0.000	0.000	36.787	-5.77
312	Володимирівка	0.000	0.000	36.684	-5.80
313	Браїлів	0.000	0.000	36.697	-5.85
314	Демидівка	0.000	0.000	36.675	-5.90
204		0.000	0.000	36.737	-5.90
315	Гніваний ц. з.	0.000	0.000	36.699	-5.92
205		0.000	0.000	36.753	-5.90
316	Гніваний кар'єр	0.000	0.000	36.746	-5.90
3001		0.000	0.000	130.391	-0.99
2001		0.000	0.000	31.180	-0.97
1001		9.630	5.200	12.466	-0.96
30011		0.000	0.000	130.396	-0.95
20011		0.000	0.000	43.654	-0.95
10011		0.000	0.000	12.472	-0.95
3002		0.000	0.000	114.065	-4.88
2002		0.000	0.000	38.126	-4.84
1002		3.830	1.960	10.752	-6.25
3003		0.000	0.000	113.475	-3.76
2003		0.000	0.000	36.880	-5.84
1003		0.000	0.000	6.513	-3.76
30033		0.000	0.000	116.661	-2.39
20033		0.000	0.000	39.056	-2.39
10033		8.530	4.840	11.007	-3.61
3004		0.000	0.000	111.979	-5.52
2004		0.000	0.000	37.361	-5.41
1004		0.000	0.000	10.711	-5.52
30044		0.000	0.000	116.418	-2.29
20044		0.000	0.000	38.975	-2.29
10044		4.380	2.480	11.125	-2.26
3005		0.000	0.000	114.766	-3.39
2005		0.000	0.000	27.443	-3.39
1005		18.600	10.010	10.776	-5.13
1006		4.700	2.410	10.967	-3.49
1007		2.300	1.110	11.042	-2.93
3008		0.000	0.000	113.355	-4.33
2008		0.000	0.000	37.936	-4.33
1008		11.160	6.320	10.636	-6.03
1009		1.310	0.670	10.684	-0.91
30088		0.000	0.000	117.637	-0.97

20088	0.000	0.000	39.383	-0.97
10088	0.000	0.000	11.252	-0.97
30055	0.000	0.000	118.287	-0.70
20055	0.000	0.000	28.285	-0.70
10055	0.000	0.000	11.314	-0.70
30010	0.000	0.000	120.078	-0.48
20010	0.000	0.000	40.200	-0.48
10010	0.000	0.000	11.485	-0.48
3001010	0.000	0.000	116.748	-3.17
2001010	0.000	0.000	39.085	-3.17
1001010	4.700	2.280	10.985	-4.78
3001111	0.000	0.000	118.744	-1.76
2001111	0.000	0.000	39.754	-1.76
1001111	4.160	2.360	11.349	-1.74
10012	3.500	1.890	11.204	-2.24
10013	2.630	1.340	11.166	-2.61
100301	0.980	0.560	11.239	-7.12
100302	0.660	0.340	11.377	-6.43
100303	0.000	0.000	11.576	-5.27
100304	0.980	0.560	11.369	-7.05
100305	0.770	0.370	11.433	-6.79
100306	1.530	0.870	11.401	-7.07
100307	0.880	0.470	11.634	-6.30
100308	3.280	1.590	11.280	-7.93
100309	1.750	0.990	11.441	-7.10
100310	1.310	0.670	11.342	-7.27
100311	1.200	0.680	11.365	-7.19
100312	1.640	0.970	11.293	-7.33
100313	1.530	0.780	11.339	-7.28
100314	0.880	0.470	11.358	-7.02
100315	1.090	0.590	11.322	-7.31
100316	2.410	1.230	11.358	-7.34
100301301	0.980	0.560	11.239	-7.12
100303303	1.420	0.770	11.388	-6.59
100304304	0.000	0.000	11.566	-5.82
100306306	0.000	0.000	11.611	-5.66
100308308	0.000	0.000	11.531	-5.95
100309309	0.000	0.000	11.680	-5.51
100313313	0.000	0.000	11.533	-5.85
100315315	0.000	0.000	11.533	-5.92
701	0.000	0.000	120.245	-0.12
702	0.000	0.000	120.062	-0.15
703	0.000	0.000	119.972	-0.15
704	0.000	0.000	119.779	-0.24
100701	13.460	6.890	10.464	-8.06
100702	6.670	3.600	10.654	-6.23
100703	-8.200	0.000	11.480	7.06
100704	3.390	1.640	10.994	-7.45

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	33.721	32.887	33.683	32.801	0.039	0.085	0.224	0.225
1	101	24.897	17.845	24.732	17.478	0.165	0.365	0.146	1.372
101	3	14.178	10.207	14.168	10.185	0.010	0.023	0.084	0.147
3	102	-3.223	-3.163	-3.223	-3.164	0.001	0.002	-0.022	-0.041
102	2	-14.106	-11.075	-14.140	-11.150	0.034	0.075	-0.087	-0.490
2	100	-21.959	-15.630	-22.089	-15.917	0.129	0.286	-0.130	-1.213
2	3002	7.797	4.833	7.766	3.998	0.031	0.831	0.044	6.136
3002	2002	3.930	1.919	3.923	1.919	0.008	0.000	0.022	0.174
2002	307	3.923	1.941	3.875	1.884	0.047	0.056	0.066	0.607
307	306	2.988	1.412	2.951	1.368	0.037	0.044	0.051	0.616
306	202	1.404	0.408	1.399	0.403	0.004	0.005	0.023	0.150
202	201	0.623	0.005	0.623	0.005	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.370	-0.626	-0.371	-0.627	0.001	0.001	-0.011	-0.074
2003	301	1.059	1.191	1.046	1.175	0.013	0.016	0.025	0.483
301	302	-0.931	0.008	-0.936	0.004	0.005	0.004	-0.015	-0.209

302	303	-1.602	-0.321	-1.611	-0.332	0.009	0.011	-0.026	-0.265
303	2008	-3.046	-1.135	-3.117	-1.221	0.071	0.085	-0.051	-1.149
3008	2008	3.118	1.165	3.117	1.165	0.001	0.000	0.017	0.040
8	3008	14.322	9.094	14.291	7.938	0.031	1.151	0.083	4.589
8	105	-3.496	-1.322	-3.500	-1.328	0.004	0.006	-0.018	-0.200
105	104	-3.500	-0.983	-3.500	-0.984	0.001	0.001	-0.018	-0.025
104	7	-3.500	-0.815	-3.502	-0.817	0.002	0.002	-0.018	-0.070
7	103	-5.819	-1.793	-5.827	-1.804	0.007	0.011	-0.030	-0.202
103	4	-10.559	-4.039	-10.584	-4.075	0.025	0.036	-0.055	-0.380
4	107	-20.554	-7.027	-20.712	-7.218	0.158	0.190	-0.106	-1.164
107	12	-13.997	-6.878	-13.998	-6.880	0.001	0.002	-0.075	-0.014
12	108	-17.521	-9.023	-17.523	-9.027	0.002	0.003	-0.095	-0.018
108	109	-17.523	-9.020	-17.523	-9.021	0.000	0.000	-0.095	-0.002
109	110	-20.172	-10.327	-20.320	-10.504	0.147	0.177	-0.109	-1.125
110	300	-20.320	-10.188	-20.336	-10.233	0.016	0.044	-0.108	-0.181
107	704	-6.716	0.087	-6.722	0.078	0.007	0.010	-0.032	-0.117
704	703	-10.167	-1.924	-10.180	-1.943	0.013	0.019	-0.050	-0.194
703	702	-2.065	-2.791	-2.067	-2.793	0.001	0.002	-0.017	-0.091
702	701	-8.813	-7.277	-8.823	-7.292	0.010	0.015	-0.055	-0.183
701	300	-22.438	-16.714	-22.543	-16.867	0.105	0.152	-0.134	-0.755
4	101	-10.507	-7.974	-10.554	-8.078	0.047	0.104	-0.064	-0.907
4	102	-10.840	-8.426	-10.883	-8.521	0.043	0.095	-0.067	-0.800
4	3004	8.115	5.470	8.079	4.500	0.036	0.966	0.048	7.038
3004	2004	8.079	4.500	8.043	4.500	0.036	0.000	0.048	0.360
2004	311	4.929	2.702	4.884	2.648	0.045	0.054	0.087	0.448
311	203	3.674	1.911	3.663	1.898	0.011	0.013	0.065	0.146
203	313	2.006	0.843	2.003	0.839	0.004	0.005	0.034	0.094
313	314	0.455	-0.054	0.455	-0.054	0.000	0.000	0.007	0.026
314	204	-0.432	-0.551	-0.433	-0.552	0.001	0.001	-0.011	-0.062
204	205	-1.538	-1.214	-1.538	-1.215	0.001	0.001	-0.031	-0.016
205	2003	-3.964	-2.576	-3.975	-2.589	0.011	0.013	-0.074	-0.130
8	9	-10.892	-7.194	-11.014	-7.371	0.122	0.176	-0.064	-1.808
9	10	-12.357	-7.344	-12.406	-7.414	0.048	0.070	-0.069	-0.645
10	106	-17.170	-9.268	-17.220	-9.380	0.050	0.111	-0.094	-0.604
106	200	-22.437	-2.217	-22.487	-2.326	0.049	0.109	-0.108	-0.323
106	11	5.217	-5.492	5.216	-5.493	0.001	0.001	0.036	-0.008
11	30011	0.996	-8.266	0.971	-8.943	0.025	0.674	0.040	-9.692
1	30011	4.236	7.344	4.228	7.071	0.008	0.273	0.040	3.435
30011	1001	5.000	-1.872	4.997	-1.872	0.003	0.000	0.024	0.059
3001	1001	4.633	7.069	4.627	7.069	0.006	0.000	0.037	0.053
3001	2001	-0.199	0.001	-0.199	0.001	0.000	0.000	-0.001	-0.003
30011	2001	0.199	-0.001	0.199	-0.001	0.000	0.000	0.001	0.003
1	3001	4.442	7.350	4.434	7.069	0.008	0.280	0.041	3.441
3003	2003	8.755	6.708	8.729	6.200	0.026	0.506	0.056	3.641
3	3003	8.780	7.567	8.755	6.708	0.026	0.856	0.056	6.025
315	100315	1.095	0.627	1.089	0.590	0.005	0.038	0.020	0.769
315	100315315	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	1006	4.713	2.703	4.697	2.408	0.016	0.293	0.027	3.564
205	316	2.426	1.367	2.425	1.366	0.000	0.000	0.044	0.007
316	100316	2.417	1.311	2.408	1.229	0.008	0.081	0.043	0.705
103	6	4.732	2.715	4.729	2.710	0.003	0.004	0.027	0.102
314	100314	0.883	0.494	0.879	0.470	0.003	0.024	0.016	0.610
313	100313	1.535	0.832	1.529	0.780	0.006	0.052	0.027	0.717
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.656	1.071	1.652	1.068	0.004	0.004	0.031	0.104
312	100312	1.646	1.034	1.639	0.969	0.007	0.064	0.031	0.856
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	18.762	12.374	18.737	12.337	0.025	0.036	0.109	0.218
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	3005	18.646	11.978	18.617	10.759	0.029	1.214	0.108	3.714
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.617	10.759	18.588	10.004	0.029	0.752	0.108	2.348
4	30044	4.387	2.649	4.382	2.478	0.005	0.169	0.025	2.172
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.382	2.478	4.377	2.478	0.005	0.000	0.025	0.100
7	1007	2.306	1.217	2.299	1.109	0.007	0.107	0.013	2.625
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

30088	10088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
109	13	2.650	1.549	2.650	1.549	0.000	0.000	0.015	0.004	
13	10013	2.638	1.480	2.628	1.339	0.009	0.140	0.015	3.076	
10	3001010	4.719	2.743	4.708	2.449	0.011	0.293	0.026	3.504	
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
3001010	1001010	4.708	2.449	4.697	2.279	0.011	0.170	0.026	2.124	
2004	309	1.777	1.136	1.769	1.127	0.007	0.009	0.033	0.199	
309	100309	1.757	1.059	1.749	0.989	0.008	0.070	0.032	0.870	
309	100309309	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
11	3001111	4.166	2.506	4.162	2.359	0.004	0.147	0.023	1.998	
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.004	0.000	0.023	0.093	
2004	310	1.337	0.727	1.321	0.713	0.015	0.014	0.023	0.507	
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
310	100310	1.317	0.722	1.309	0.670	0.008	0.053	0.023	0.888	
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
12	10012	3.507	2.049	3.498	1.889	0.009	0.159	0.020	2.625	
311	100311	1.206	0.726	1.199	0.680	0.007	0.046	0.022	0.867	
701	100701	13.598	9.537	13.452	6.886	0.146	2.640	0.080	11.920	
702	100702	6.734	4.618	6.666	3.598	0.068	1.016	0.039	9.336	
703	100703	-8.126	1.028	-8.195	-0.000	0.068	1.024	-0.039	0.858	
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
30010	20010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
9	1009	1.310	0.678	1.309	0.670	0.000	0.008	0.007	0.350	
3008	1008	11.173	6.773	11.153	6.316	0.020	0.455	0.066	2.445	
303	100303303	1.424	0.815	1.419	0.770	0.005	0.045	0.026	0.682	
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
302	100302	0.662	0.353	0.660	0.340	0.002	0.013	0.012	0.441	
301	100301	0.984	0.591	0.979	0.560	0.005	0.032	0.018	0.719	
301	100301301	0.984	0.591	0.979	0.560	0.005	0.032	0.018	0.719	
704	100704	3.438	2.235	3.388	1.639	0.050	0.594	0.020	10.769	
204	315	1.105	0.679	1.104	0.678	0.001	0.001	0.020	0.039	
3003	1003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2003	308	3.324	1.859	3.310	1.843	0.013	0.016	0.060	0.196	
308	100308308	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	
308	100308	3.293	1.739	3.278	1.589	0.015	0.150	0.058	0.945	
201	304	0.993	0.646	0.993	0.646	0.000	0.000	0.019	0.001	
304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
304	100304	0.984	0.591	0.979	0.560	0.004	0.031	0.018	0.710	
202	305	0.777	0.415	0.777	0.415	0.000	0.000	0.014	0.001	
305	100305	0.772	0.387	0.770	0.370	0.003	0.017	0.014	0.493	
306	100306	1.535	0.923	1.529	0.869	0.006	0.054	0.028	0.766	
306	100306306	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	
307	100307	0.883	0.493	0.879	0.470	0.003	0.023	0.016	0.587	
3002	1002	3.835	2.080	3.828	1.959	0.008	0.121	0.022	1.908	
3	30033	8.546	5.490	8.535	5.087	0.011	0.402	0.049	2.696	
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
30033	10033	8.535	5.087	8.525	4.837	0.011	0.249	0.049	1.709	

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

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.572 МВт / 1135.049 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.707 МВт / 6.195 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.949 МВт / 4.100 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.657 МВт / 10.296 млн.кВт*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.395 МВт / 17.806 млн.кВт*Г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосилово-постачувальний вузол	-55.800	-49.066	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.767	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.714	-0.36
101		0.000	0.000	114.309	-0.46
102		0.000	0.000	114.196	-0.49
3	Гнівась	0.000	0.000	114.154	-0.50
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.350	-0.71
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.121	-0.75
103		0.000	0.000	112.947	-0.84
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.840	-0.87
7	Носківці	0.000	0.000	112.730	-0.92
104		0.000	0.000	112.653	-0.95
105		0.000	0.000	112.626	-0.97
8	Шаргород	0.000	0.000	112.412	-1.04
9	Конева	0.000	0.000	114.311	-0.67
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.991	-0.51
106		0.000	0.000	115.631	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.638	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.543	-3.544	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.578	-0.34
12	Чернятин	0.000	0.000	114.593	-0.34
108		0.000	0.000	114.612	-0.33
109		0.000	0.000	114.613	-0.33
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.610	-0.33
110		0.000	0.000	115.806	-0.09
300	Бар	-43.029	-28.176	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.459	-6.44
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.663	-6.13
303	Клекотина	0.000	0.000	34.925	-5.78
201		0.000	0.000	34.894	-6.39
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.894	-6.39
202		0.000	0.000	34.896	-6.39
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.896	-6.39
306	Тиврів	0.000	0.000	35.046	-6.22
307	Пилява	0.000	0.000	35.674	-5.75
308	ЗБК	0.000	0.000	34.773	-6.54
309	Жуківці	0.000	0.000	35.276	-6.05
310	Почапинці	0.000	0.000	34.954	-6.15
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.023	-6.24
203		0.000	0.000	34.874	-6.34
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.765	-6.37
313	Браїлів	0.000	0.000	34.779	-6.43
314	Демидівка	0.000	0.000	34.756	-6.49
204		0.000	0.000	34.821	-6.49
315	Гнівась ц. з.	0.000	0.000	34.781	-6.51
205		0.000	0.000	34.838	-6.48
316	Гнівась кар'єр	0.000	0.000	34.831	-6.49
3001		0.000	0.000	124.872	-1.08
2001		0.000	0.000	29.860	-1.06
1001		9.630	5.200	11.938	-1.04
30011		0.000	0.000	124.878	-1.03
20011		0.000	0.000	41.807	-1.03
10011		0.000	0.000	11.944	-1.03
3002		0.000	0.000	108.604	-5.36
2002		0.000	0.000	36.295	-5.31
1002		3.830	1.960	10.221	-6.87
3003		0.000	0.000	107.982	-4.12
2003		0.000	0.000	34.972	-6.41
1003		0.000	0.000	6.197	-4.12
30033		0.000	0.000	111.413	-2.60

20033	0.000	0.000	37.299	-2.60
10033	8.530	4.840	10.497	-3.94
3004	0.000	0.000	106.383	-6.07
2004	0.000	0.000	35.481	-5.95
1004	0.000	0.000	10.175	-6.07
30044	0.000	0.000	111.160	-2.49
20044	0.000	0.000	37.215	-2.49
10044	4.380	2.480	10.622	-2.46
3005	0.000	0.000	109.388	-3.71
2005	0.000	0.000	26.157	-3.71
1005	18.600	10.010	10.251	-5.62
1006	4.700	2.410	10.454	-3.81
1007	2.300	1.110	10.532	-3.19
3008	0.000	0.000	107.850	-4.74
2008	0.000	0.000	36.092	-4.73
1008	11.160	6.320	10.098	-6.63
1009	1.310	0.670	10.223	-0.98
30088	0.000	0.000	112.412	-1.04
20088	0.000	0.000	37.634	-1.04
10088	0.000	0.000	10.752	-1.04
30055	0.000	0.000	113.121	-0.75
20055	0.000	0.000	27.050	-0.75
10055	0.000	0.000	10.820	-0.75
30010	0.000	0.000	114.991	-0.51
20010	0.000	0.000	38.497	-0.51
10010	0.000	0.000	10.999	-0.51
3001010	0.000	0.000	111.468	-3.45
2001010	0.000	0.000	37.318	-3.45
1001010	4.700	2.280	10.470	-5.22
3001111	0.000	0.000	113.603	-1.91
2001111	0.000	0.000	38.033	-1.91
1001111	4.160	2.360	10.856	-1.89
10012	3.500	1.890	10.706	-2.44
10013	2.630	1.340	10.665	-2.84
100301	0.980	0.560	10.618	-7.85
100302	0.660	0.340	10.765	-7.07
100303	0.000	0.000	10.976	-5.78
100304	0.980	0.560	10.758	-7.77
100305	0.770	0.370	10.825	-7.48
100306	1.530	0.870	10.791	-7.79
100307	0.880	0.470	11.039	-6.93
100308	3.280	1.590	10.661	-8.75
100309	1.750	0.990	10.832	-7.83
100310	1.310	0.670	10.727	-8.01
100311	1.200	0.680	10.752	-7.92
100312	1.640	0.970	10.676	-8.08
100313	1.530	0.780	10.725	-8.03
100314	0.880	0.470	10.745	-7.73
100315	1.090	0.590	10.707	-8.06
100316	2.410	1.230	10.745	-8.09
100301301	0.980	0.560	10.618	-7.85
100303303	1.420	0.770	10.777	-7.25
100304304	0.000	0.000	10.966	-6.39
100306306	0.000	0.000	11.014	-6.22
100308308	0.000	0.000	10.928	-6.54
100309309	0.000	0.000	11.086	-6.05
100313313	0.000	0.000	10.930	-6.43
100315315	0.000	0.000	10.931	-6.51
701	0.000	0.000	115.196	-0.13
702	0.000	0.000	115.001	-0.15
703	0.000	0.000	114.902	-0.15
704	0.000	0.000	114.699	-0.25
100701	13.460	6.890	9.912	-8.88
100702	6.670	3.600	10.119	-6.84
100703	-8.200	0.000	10.987	7.72
100704	3.390	1.640	10.421	-8.20

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	33.690	32.682	33.648	32.589	0.042	0.092	0.233	0.234
1	101	24.912	18.439	24.728	18.031	0.183	0.407	0.154	1.461
101	3	14.183	10.460	14.171	10.435	0.011	0.025	0.089	0.156
3	102	-3.217	-3.139	-3.218	-3.140	0.001	0.002	-0.023	-0.043
102	2	-14.088	-11.335	-14.126	-11.419	0.038	0.083	-0.091	-0.520
2	100	-21.966	-16.065	-22.110	-16.384	0.143	0.318	-0.137	-1.288
2	3002	7.819	4.969	7.785	4.041	0.034	0.924	0.047	6.582
3002	2002	3.948	1.949	3.940	1.949	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.940	1.969	3.887	1.905	0.052	0.063	0.070	0.644
307	306	3.000	1.429	2.958	1.379	0.041	0.049	0.054	0.655
306	202	1.411	0.417	1.407	0.411	0.005	0.006	0.024	0.160
202	201	0.630	0.012	0.630	0.012	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.362	-0.619	-0.363	-0.620	0.001	0.001	-0.012	-0.076
2003	301	1.058	1.203	1.042	1.184	0.015	0.018	0.026	0.511
301	302	-0.934	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.223
302	303	-1.606	-0.325	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.282
303	2008	-3.050	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.095	-0.054	-1.221
3008	2008	3.131	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.341	9.301	14.306	8.016	0.034	1.280	0.088	4.913
8	105	-3.512	-1.447	-3.517	-1.454	0.005	0.007	-0.019	-0.217
105	104	-3.517	-1.138	-3.518	-1.139	0.001	0.001	-0.019	-0.027
104	7	-3.518	-0.985	-3.520	-0.988	0.002	0.003	-0.019	-0.077
7	103	-5.836	-1.995	-5.845	-2.007	0.008	0.012	-0.032	-0.220
103	4	-10.578	-4.313	-10.605	-4.353	0.028	0.040	-0.058	-0.407
4	107	-20.620	-7.305	-20.796	-7.517	0.175	0.211	-0.111	-1.234
107	12	-14.063	-7.240	-14.065	-7.242	0.001	0.002	-0.080	-0.015
12	108	-17.587	-9.393	-17.589	-9.396	0.002	0.003	-0.100	-0.019
108	109	-17.589	-9.391	-17.589	-9.391	0.000	0.000	-0.100	-0.002
109	110	-20.239	-10.725	-20.403	-10.923	0.164	0.197	-0.115	-1.194
110	300	-20.403	-10.632	-20.421	-10.682	0.018	0.049	-0.115	-0.194
107	704	-6.732	0.115	-6.740	0.104	0.007	0.010	-0.034	-0.122
704	703	-10.189	-1.984	-10.204	-2.005	0.015	0.021	-0.052	-0.204
703	702	-2.094	-2.962	-2.096	-2.965	0.002	0.003	-0.018	-0.099
702	701	-8.848	-7.570	-8.860	-7.587	0.012	0.017	-0.058	-0.196
701	300	-22.490	-17.323	-22.608	-17.494	0.118	0.170	-0.142	-0.804
4	101	-10.493	-8.195	-10.545	-8.311	0.052	0.115	-0.068	-0.964
4	102	-10.823	-8.648	-10.871	-8.754	0.048	0.105	-0.070	-0.850
4	3004	8.132	5.620	8.091	4.538	0.040	1.077	0.050	7.555
3004	2004	8.091	4.538	8.051	4.538	0.040	0.000	0.050	0.377
2004	311	4.935	2.722	4.885	2.662	0.050	0.060	0.092	0.475
311	203	3.674	1.921	3.662	1.906	0.012	0.015	0.068	0.155
203	313	2.005	0.845	2.000	0.840	0.004	0.005	0.036	0.099
313	314	0.454	-0.052	0.454	-0.052	0.000	0.000	0.008	0.028
314	204	-0.434	-0.552	-0.435	-0.553	0.001	0.001	-0.012	-0.065
204	205	-1.539	-1.216	-1.540	-1.217	0.001	0.001	-0.032	-0.017
205	2003	-3.966	-2.583	-3.978	-2.598	0.012	0.015	-0.078	-0.138
8	9	-10.888	-7.327	-11.023	-7.522	0.135	0.195	-0.067	-1.909
9	10	-12.364	-7.556	-12.417	-7.633	0.053	0.077	-0.073	-0.683
10	106	-17.180	-9.607	-17.236	-9.731	0.056	0.124	-0.099	-0.644
106	200	-22.488	-3.422	-22.543	-3.544	0.054	0.121	-0.113	-0.370
106	11	5.252	-4.775	5.252	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.035	-7.541	1.012	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	30011	4.224	6.951	4.216	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
30011	1001	5.046	-1.483	5.044	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
3001	1001	4.587	6.680	4.580	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
3001	2001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
1	3001	4.412	6.959	4.404	6.678	0.008	0.280	0.041	3.401
3003	2003	8.753	6.794	8.724	6.228	0.028	0.564	0.059	3.894
3	3003	8.781	7.752	8.753	6.794	0.028	0.954	0.059	6.446
315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.824
315	100315315	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	1006	4.715	2.733	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.770
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
316	100316	2.417	1.320	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.757
103	6	4.733	2.744	4.730	2.739	0.003	0.005	0.028	0.108
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.653

313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.769
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.918
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	18.763	12.554	18.735	12.514	0.028	0.040	0.115	0.230
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	3005	18.652	12.185	18.620	10.838	0.032	1.342	0.114	3.952
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.838	18.588	10.004	0.032	0.831	0.114	2.498
4	30044	4.388	2.665	4.383	2.478	0.006	0.186	0.026	2.287
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.383	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.026	0.104
7	1007	2.306	1.228	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.772
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.639	1.494	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.240
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.720
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.253
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.067	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.931
309	100309309	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
2004	310	1.339	0.735	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.537
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.952
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.507	2.064	3.498	1.889	0.010	0.175	0.020	2.762
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.052	0.023	0.928
701	100701	13.615	9.841	13.452	6.886	0.163	2.943	0.084	12.812
702	100702	6.741	4.728	6.666	3.598	0.075	1.126	0.041	9.961
703	100703	-8.120	1.123	-8.195	-0.000	0.074	1.118	-0.041	1.076
10	30010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.366
3008	1008	11.175	6.823	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.609
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.730
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
704	100704	3.443	2.302	3.388	1.639	0.055	0.661	0.021	11.550
204	315	1.105	0.679	1.104	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
3003	1003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308308	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.294	1.757	3.278	1.589	0.016	0.168	0.062	1.017
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304304	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.760
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.020	0.014	0.528
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.820
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.626
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.036
3	30033	8.548	5.555	8.536	5.111	0.012	0.441	0.051	2.851
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.536	5.111	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.807

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 119.237 МВТ / 1044.517 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 116.170 МВТ / 1017.649 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.708 МВТ / 7.376 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.708 МВТ / 7.376 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.679 МВТ / 5.948 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.744 МВТ / 3.212 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.423 МВТ / 9.160 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.131 МВТ / 16.536 МЛН.КВТ*Г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРНОВУЗОЛ	-57.895	-49.278	116.000	0.00
1	ТЮШКИ ТЯГА	0.000	0.000	115.763	-0.05
2	СУТИСКИ	0.000	0.000	114.690	-0.38
101		0.000	0.000	114.274	-0.49
102		0.000	0.000	114.159	-0.52
3	ГНІВАНЬ	0.000	0.000	114.117	-0.53
4	ЖМЕРИНКА	0.000	0.000	113.278	-0.77
5	ПОДІЛЬСЬКА ТЯГА	0.000	0.000	113.049	-0.82
103		0.000	0.000	112.881	-0.90
6	СТАНІСЛАВЧИК	0.000	0.000	112.774	-0.93
7	НОСКІВЦІ	0.000	0.000	112.671	-0.98
104		0.000	0.000	112.599	-1.01
105		0.000	0.000	112.573	-1.02
8	ШАРГОРОД	0.000	0.000	112.369	-1.08
9	КОНЕВА	0.000	0.000	114.294	-0.68
10	МОГ. ПОДІЛЬСЬКИЙ	0.000	0.000	114.982	-0.53
106		0.000	0.000	115.628	-0.28
11	ЯРИШТІВ	0.000	0.000	115.634	-0.29
200	ДНІСТРОВСЬКА ГЕС	-22.869	-3.535	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.402	-0.47
12	ЧЕРНЯТИН	0.000	0.000	114.419	-0.46
108		0.000	0.000	114.441	-0.45
109		0.000	0.000	114.443	-0.45
13	СЛОВОДА МЕЖИРІВСЬКА	0.000	0.000	114.439	-0.45
110		0.000	0.000	115.789	-0.11
300	БАР	-38.473	-20.515	116.000	0.00
301	КРАСНЕ	0.000	0.000	34.443	-6.48
302	ЯРОШЕНКА	0.000	0.000	34.647	-6.17
303	КЛЕКОТИНА	0.000	0.000	34.910	-5.83
201		0.000	0.000	34.879	-6.44
304	ЗАВОД ЕАЕ	0.000	0.000	34.879	-6.44
202		0.000	0.000	34.881	-6.43
305	СУТИСКИ ГЕС	0.000	0.000	34.881	-6.43
306	ТИВРІВ	0.000	0.000	35.032	-6.26
307	ПИЛЯВА	0.000	0.000	35.662	-5.78
308	ЗЕК	0.000	0.000	34.757	-6.58
309	ЖУКІВЦІ	0.000	0.000	35.253	-6.11
310	ПОЧАПИНЦІ	0.000	0.000	34.931	-6.21
311	БРАЇЛІВ Ц. З.	0.000	0.000	35.001	-6.30
203		0.000	0.000	34.853	-6.40
312	ВОЛОДИМИРІВКА	0.000	0.000	34.744	-6.43
313	БРАЇЛІВ	0.000	0.000	34.759	-6.48
314	ДЕМИДІВКА	0.000	0.000	34.737	-6.53
204		0.000	0.000	34.805	-6.53
315	ГНІВАНЬ Ц. З.	0.000	0.000	34.764	-6.56
205		0.000	0.000	34.822	-6.53

316	ГНІВАНЬ КАР'ЄР	0.000	0.000	34.814	-6.53
3001		0.000	0.000	124.869	-1.08
2001		0.000	0.000	29.859	-1.06
1001		9.630	5.200	11.938	-1.04
30011		0.000	0.000	124.874	-1.04
20011		0.000	0.000	41.806	-1.04
10011		0.000	0.000	11.944	-1.04
3002		0.000	0.000	108.575	-5.39
2002		0.000	0.000	36.285	-5.34
1002		3.830	1.960	10.218	-6.91
3003		0.000	0.000	107.938	-4.16
2003		0.000	0.000	34.956	-6.46
1003		0.000	0.000	6.195	-4.16
30033		0.000	0.000	111.376	-2.64
20033		0.000	0.000	37.287	-2.64
10033		8.530	4.840	10.494	-3.98
3004		0.000	0.000	106.314	-6.13
2004		0.000	0.000	35.458	-6.00
1004		0.000	0.000	10.169	-6.13
30044		0.000	0.000	111.086	-2.56
20044		0.000	0.000	37.190	-2.56
10044		4.380	2.480	10.615	-2.53
3005		0.000	0.000	109.313	-3.78
2005		0.000	0.000	26.139	-3.78
1005		18.600	10.010	10.244	-5.69
1006		4.700	2.410	10.448	-3.88
1007		2.300	1.110	10.526	-3.24
3008		0.000	0.000	107.804	-4.79
2008		0.000	0.000	36.077	-4.78
1008		11.160	6.320	10.094	-6.67
1009		1.310	0.670	10.221	-1.00
30088		0.000	0.000	112.369	-1.08
20088		0.000	0.000	37.619	-1.08
10088		0.000	0.000	10.748	-1.08
30055		0.000	0.000	113.049	-0.82
20055		0.000	0.000	27.032	-0.82
10055		0.000	0.000	10.813	-0.82
30010		0.000	0.000	114.982	-0.53
20010		0.000	0.000	38.494	-0.53
10010		0.000	0.000	10.998	-0.53
3001010		0.000	0.000	111.459	-3.46
2001010		0.000	0.000	37.315	-3.46
1001010		4.700	2.280	10.469	-5.23
3001111		0.000	0.000	113.599	-1.92
2001111		0.000	0.000	38.031	-1.92
1001111		4.160	2.360	10.856	-1.89
10012		3.500	1.890	10.689	-2.57
10013		2.630	1.340	10.648	-2.97
100301		0.980	0.560	10.613	-7.89
100302		0.660	0.340	10.760	-7.11
100303		0.000	0.000	10.971	-5.83
100304		0.980	0.560	10.753	-7.81
100305		0.770	0.370	10.820	-7.52
100306		1.530	0.870	10.787	-7.83
100307		0.880	0.470	11.035	-6.97
100308		3.280	1.590	10.656	-8.80
100309		1.750	0.990	10.825	-7.89
100310		1.310	0.670	10.720	-8.07
100311		1.200	0.680	10.745	-7.98
100312		1.640	0.970	10.669	-8.14
100313		1.530	0.780	10.718	-8.08
100314		0.880	0.470	10.739	-7.78
100315		1.090	0.590	10.702	-8.11
100316		2.410	1.230	10.740	-8.14
100301301		0.980	0.560	10.613	-7.89
100303303		1.420	0.770	10.772	-7.29
100304304		0.000	0.000	10.961	-6.44
100306306		0.000	0.000	11.010	-6.26
100308308		0.000	0.000	10.923	-6.58
100309309		0.000	0.000	11.079	-6.11

100313313		0.000	0.000	10.924	-6.48
100315315		0.000	0.000	10.925	-6.56
701		0.000	0.000	115.532	-0.08
100701		13.450	6.890	9.949	-8.77

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
100	1	34.893	32.803	34.849	32.706	0.043	0.096	0.238	0.237
1	101	26.111	18.556	25.914	18.120	0.196	0.434	0.159	1.493
101	3	14.406	10.480	14.394	10.455	0.012	0.026	0.090	0.158
3	102	-3.005	-3.126	-3.006	-3.128	0.001	0.002	-0.022	-0.042
102	2	-14.954	-11.398	-14.995	-11.488	0.041	0.090	-0.095	-0.534
2	100	-22.850	-16.138	-23.002	-16.476	0.151	0.336	-0.141	-1.312
2	3002	7.834	4.973	7.799	4.042	0.035	0.927	0.047	6.593
3002	2002	3.963	1.949	3.955	1.949	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.955	1.969	3.902	1.906	0.053	0.064	0.070	0.646
307	306	3.014	1.429	2.972	1.379	0.041	0.050	0.054	0.657
306	202	1.425	0.417	1.421	0.411	0.005	0.006	0.024	0.162
202	201	0.644	0.011	0.644	0.011	0.000	0.000	0.011	0.002
201	2003	-0.348	-0.619	-0.349	-0.620	0.001	0.001	-0.012	-0.075
2003	301	1.057	1.203	1.042	1.185	0.015	0.018	0.026	0.512
301	302	-0.935	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.224
302	303	-1.606	-0.326	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.283
303	2008	-3.051	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.096	-0.054	-1.222
3008	2008	3.132	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.341	9.303	14.307	8.017	0.034	1.281	0.088	4.921
8	105	-3.194	-1.476	-3.199	-1.483	0.004	0.006	-0.018	-0.206
105	104	-3.199	-1.167	-3.199	-1.168	0.000	0.001	-0.017	-0.026
104	7	-3.199	-1.014	-3.201	-1.016	0.002	0.002	-0.017	-0.073
7	103	-5.518	-2.024	-5.525	-2.035	0.008	0.011	-0.030	-0.213
103	4	-10.258	-4.342	-10.284	-4.380	0.026	0.038	-0.057	-0.401
4	107	-18.245	-7.216	-18.387	-7.386	0.141	0.170	-0.100	-1.131
107	12	-18.387	-7.133	-18.388	-7.136	0.002	0.003	-0.099	-0.017
12	108	-21.911	-9.287	-21.914	-9.292	0.003	0.005	-0.120	-0.022
108	109	-21.914	-9.287	-21.914	-9.287	0.000	0.000	-0.120	-0.002
109	110	-24.564	-10.622	-24.789	-10.893	0.224	0.270	-0.135	-1.350
110	300	-24.789	-10.603	-24.813	-10.671	0.024	0.068	-0.134	-0.211
4	101	-11.450	-8.249	-11.509	-8.379	0.059	0.130	-0.072	-1.002
4	102	-11.894	-8.709	-11.948	-8.829	0.054	0.119	-0.075	-0.886
4	3004	8.106	5.613	8.066	4.535	0.040	1.073	0.050	7.561
3004	2004	8.066	4.535	8.026	4.535	0.040	0.000	0.050	0.375
2004	311	4.909	2.719	4.860	2.660	0.049	0.059	0.091	0.473
311	203	3.649	1.918	3.637	1.904	0.012	0.014	0.068	0.154
203	313	1.980	0.843	1.975	0.838	0.004	0.005	0.036	0.098
313	314	0.429	-0.054	0.429	-0.055	0.000	0.000	0.007	0.026
314	204	-0.459	-0.555	-0.460	-0.556	0.001	0.001	-0.012	-0.067
204	205	-1.564	-1.219	-1.565	-1.220	0.001	0.001	-0.033	-0.018
205	2003	-3.991	-2.585	-4.003	-2.600	0.012	0.015	-0.079	-0.139
8	9	-11.206	-7.299	-11.347	-7.503	0.140	0.203	-0.069	-1.936
9	10	-12.687	-7.536	-12.743	-7.617	0.055	0.080	-0.074	-0.692
10	106	-17.506	-9.591	-17.563	-9.719	0.057	0.127	-0.100	-0.649
106	11	5.250	-4.775	5.249	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.033	-7.541	1.010	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	30011	4.225	6.951	4.218	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
3001	2001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
1	3001	4.413	6.959	4.406	6.678	0.008	0.281	0.041	3.401
3001	1001	4.588	6.680	4.581	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
30011	1001	5.045	-1.483	5.042	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
106	200	-22.813	-3.410	-22.869	-3.535	0.056	0.124	-0.115	-0.374
3003	2003	8.764	6.799	8.735	6.232	0.029	0.565	0.059	3.901
3	3003	8.792	7.760	8.764	6.799	0.029	0.957	0.059	6.459
5	3005	18.653	12.189	18.620	10.839	0.032	1.344	0.114	3.962
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.839	18.588	10.004	0.032	0.832	0.114	2.504
204	315	1.105	0.679	1.103	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041

315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.825
315	100315315	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
316	100316	2.417	1.321	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.758
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.654
313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.771
313	100313313	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.052	0.023	0.930
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	30044	4.388	2.665	4.383	2.478	0.006	0.186	0.026	2.292
30044	10044	4.383	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.026	0.104
30044	20044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	1007	2.306	1.228	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.778
30055	10055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.367
6	1006	4.715	2.733	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.779
103	6	4.733	2.744	4.730	2.740	0.003	0.005	0.028	0.108
109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.639	1.494	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.256
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.068	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.933
309	100309309	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2004	310	1.339	0.736	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.538
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.954
12	10012	3.508	2.065	3.498	1.889	0.010	0.175	0.021	2.775
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
4	5	18.763	12.557	18.735	12.517	0.028	0.040	0.115	0.230
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.722
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.254
3001010	2001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3008	1008	11.175	6.824	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.613
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.731
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.772
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.772
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308	3.295	1.757	3.278	1.589	0.017	0.168	0.062	1.018
308	100308308	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
3003	1003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.919
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.761
304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.020	0.014	0.528
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.821
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.627
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.038
3	30033	8.548	5.555	8.536	5.112	0.012	0.442	0.051	2.854
30033	10033	8.536	5.112	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.809
30033	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300	701	13.660	9.844	13.619	9.785	0.041	0.059	0.084	0.468
701	100701	13.603	9.815	13.442	6.886	0.161	2.917	0.084	12.731

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.591 МВт / 1135.221 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.760 МВт / 7.601 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.760 МВт / 7.601 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.707 МВт / 6.192 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.948 МВт / 4.096 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.655 МВт / 10.288 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.415 МВт / 17.889 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-57.895	-49.278	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.763	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.690	-0.38
101		0.000	0.000	114.274	-0.49
102		0.000	0.000	114.159	-0.52
3	Гніваний	0.000	0.000	114.117	-0.53
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.278	-0.77
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.049	-0.82
103		0.000	0.000	112.881	-0.90
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.774	-0.93
7	Носківці	0.000	0.000	112.671	-0.98
104		0.000	0.000	112.599	-1.01
105		0.000	0.000	112.573	-1.02
8	Шаргород	0.000	0.000	112.369	-1.08
9	Конева	0.000	0.000	114.294	-0.68
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.982	-0.53
106		0.000	0.000	115.628	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.634	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.869	-3.535	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.402	-0.47
12	Чернятин	0.000	0.000	114.419	-0.46
108		0.000	0.000	114.441	-0.45
109		0.000	0.000	114.443	-0.45
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.439	-0.45
110		0.000	0.000	115.789	-0.11
300	Бар	-40.627	-28.306	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.443	-6.48
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.647	-6.17
303	Клекотина	0.000	0.000	34.910	-5.83
201		0.000	0.000	34.879	-6.44
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.879	-6.44
202		0.000	0.000	34.881	-6.43
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.881	-6.43
306	Тиврів	0.000	0.000	35.032	-6.26
307	Пилява	0.000	0.000	35.662	-5.78
308	ЗБК	0.000	0.000	34.757	-6.58
309	Жуківці	0.000	0.000	35.253	-6.11
310	Почапинці	0.000	0.000	34.931	-6.21
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.001	-6.30
203		0.000	0.000	34.853	-6.40
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.744	-6.43
313	Браїлів	0.000	0.000	34.759	-6.48
314	Демидівка	0.000	0.000	34.737	-6.53

204		0.000	0.000	34.805	-6.53
315	Гнівась ц. з.	0.000	0.000	34.764	-6.56
205		0.000	0.000	34.822	-6.53
316	Гнівась кар'єр	0.000	0.000	34.814	-6.53
3001		0.000	0.000	124.869	-1.08
2001		0.000	0.000	29.859	-1.06
1001		9.630	5.200	11.938	-1.04
30011		0.000	0.000	124.874	-1.04
20011		0.000	0.000	41.806	-1.04
10011		0.000	0.000	11.944	-1.04
3002		0.000	0.000	108.575	-5.39
2002		0.000	0.000	36.285	-5.34
1002		3.830	1.960	10.218	-6.91
3003		0.000	0.000	107.938	-4.16
2003		0.000	0.000	34.956	-6.46
1003		0.000	0.000	6.195	-4.16
30033		0.000	0.000	111.376	-2.64
20033		0.000	0.000	37.287	-2.64
10033		8.530	4.840	10.494	-3.98
3004		0.000	0.000	106.314	-6.13
2004		0.000	0.000	35.458	-6.00
1004		0.000	0.000	10.169	-6.13
30044		0.000	0.000	111.086	-2.56
20044		0.000	0.000	37.190	-2.56
10044		4.380	2.480	10.615	-2.53
3005		0.000	0.000	109.313	-3.78
2005		0.000	0.000	26.139	-3.78
1005		18.600	10.010	10.244	-5.69
1006		4.700	2.410	10.448	-3.88
1007		2.300	1.110	10.526	-3.24
3008		0.000	0.000	107.804	-4.79
2008		0.000	0.000	36.077	-4.78
1008		11.160	6.320	10.094	-6.67
1009		1.310	0.670	10.221	-1.00
30088		0.000	0.000	112.369	-1.08
20088		0.000	0.000	37.619	-1.08
10088		0.000	0.000	10.748	-1.08
30055		0.000	0.000	113.049	-0.82
20055		0.000	0.000	27.032	-0.82
10055		0.000	0.000	10.813	-0.82
30010		0.000	0.000	114.982	-0.53
20010		0.000	0.000	38.494	-0.53
10010		0.000	0.000	10.998	-0.53
3001010		0.000	0.000	111.459	-3.46
2001010		0.000	0.000	37.315	-3.46
1001010		4.700	2.280	10.469	-5.23
3001111		0.000	0.000	113.599	-1.92
2001111		0.000	0.000	38.031	-1.92
1001111		4.160	2.360	10.856	-1.89
10012		3.500	1.890	10.689	-2.57
10013		2.630	1.340	10.648	-2.97
100301		0.980	0.560	10.613	-7.89
100302		0.660	0.340	10.760	-7.11
100303		0.000	0.000	10.971	-5.83
100304		0.980	0.560	10.753	-7.81
100305		0.770	0.370	10.820	-7.52
100306		1.530	0.870	10.787	-7.83
100307		0.880	0.470	11.035	-6.97
100308		3.280	1.590	10.656	-8.80
100309		1.750	0.990	10.825	-7.89
100310		1.310	0.670	10.720	-8.07
100311		1.200	0.680	10.745	-7.98
100312		1.640	0.970	10.669	-8.14
100313		1.530	0.780	10.718	-8.08
100314		0.880	0.470	10.739	-7.78
100315		1.090	0.590	10.702	-8.11
100316		2.410	1.230	10.740	-8.14
100301301		0.980	0.560	10.613	-7.89
100303303		1.420	0.770	10.772	-7.29
100304304		0.000	0.000	10.961	-6.44

100306306	0.000	0.000	11.010	-6.26
100308308	0.000	0.000	10.923	-6.58
100309309	0.000	0.000	11.079	-6.11
100313313	0.000	0.000	10.924	-6.48
100315315	0.000	0.000	10.925	-6.56
701	0.000	0.000	115.307	-0.04
702	0.000	0.000	115.175	-0.02
703	0.000	0.000	115.176	0.06
704	0.000	0.000	115.072	0.03
100701	13.460	6.890	9.924	-8.78
100702	6.670	3.600	10.137	-6.69
100703	-8.200	0.000	11.013	7.89
100704	3.390	1.640	10.464	-7.86

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	34.893	32.803	34.849	32.706	0.043	0.096	0.238	0.237
1	101	26.111	18.556	25.914	18.120	0.196	0.434	0.159	1.493
101	3	14.406	10.480	14.394	10.455	0.012	0.026	0.090	0.158
3	102	-3.005	-3.126	-3.006	-3.128	0.001	0.002	-0.022	-0.042
102	2	-14.954	-11.398	-14.995	-11.488	0.041	0.090	-0.095	-0.534
2	100	-22.850	-16.138	-23.002	-16.476	0.151	0.336	-0.141	-1.312
2	3002	7.834	4.973	7.799	4.042	0.035	0.927	0.047	6.593
3002	2002	3.963	1.949	3.955	1.949	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.955	1.969	3.902	1.906	0.053	0.064	0.070	0.646
307	306	3.014	1.429	2.972	1.379	0.041	0.050	0.054	0.657
306	202	1.425	0.417	1.421	0.411	0.005	0.006	0.024	0.162
202	201	0.644	0.011	0.644	0.011	0.000	0.000	0.011	0.002
201	2003	-0.348	-0.619	-0.349	-0.620	0.001	0.001	-0.012	-0.075
2003	301	1.057	1.203	1.042	1.185	0.015	0.018	0.026	0.512
301	302	-0.935	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.224
302	303	-1.606	-0.326	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.283
303	2008	-3.051	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.096	-0.054	-1.222
3008	2008	3.132	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.341	9.303	14.307	8.017	0.034	1.281	0.088	4.921
8	105	-3.194	-1.476	-3.199	-1.483	0.004	0.006	-0.018	-0.206
105	104	-3.199	-1.167	-3.199	-1.168	0.000	0.001	-0.017	-0.026
104	7	-3.199	-1.014	-3.201	-1.016	0.002	0.002	-0.017	-0.073
7	103	-5.518	-2.024	-5.525	-2.035	0.008	0.011	-0.030	-0.213
103	4	-10.258	-4.342	-10.284	-4.380	0.026	0.038	-0.057	-0.401
4	107	-18.245	-7.216	-18.387	-7.386	0.141	0.170	-0.100	-1.131
107	12	-18.387	-7.133	-18.388	-7.136	0.002	0.003	-0.099	-0.017
12	108	-21.911	-9.287	-21.914	-9.292	0.003	0.005	-0.120	-0.022
108	109	-21.914	-9.287	-21.914	-9.287	0.000	0.000	-0.120	-0.002
109	110	-24.564	-10.622	-24.789	-10.893	0.224	0.270	-0.135	-1.350
110	300	-24.789	-10.603	-24.813	-10.671	0.024	0.068	-0.134	-0.211
4	101	-11.450	-8.249	-11.509	-8.379	0.059	0.130	-0.072	-1.002
4	102	-11.894	-8.709	-11.948	-8.829	0.054	0.119	-0.075	-0.886
4	3004	8.106	5.613	8.066	4.535	0.040	1.073	0.050	7.561
3004	2004	8.066	4.535	8.026	4.535	0.040	0.000	0.050	0.375
2004	311	4.909	2.719	4.860	2.660	0.049	0.059	0.091	0.473
311	203	3.649	1.918	3.637	1.904	0.012	0.014	0.068	0.154
203	313	1.980	0.843	1.975	0.838	0.004	0.005	0.036	0.098
313	314	0.429	-0.054	0.429	-0.055	0.000	0.000	0.007	0.026
314	204	-0.459	-0.555	-0.460	-0.556	0.001	0.001	-0.012	-0.067
204	205	-1.564	-1.219	-1.565	-1.220	0.001	0.001	-0.033	-0.018
205	2003	-3.991	-2.585	-4.003	-2.600	0.012	0.015	-0.079	-0.139
8	9	-11.206	-7.299	-11.347	-7.503	0.140	0.203	-0.069	-1.936
9	10	-12.687	-7.536	-12.743	-7.617	0.055	0.080	-0.074	-0.692
10	106	-17.506	-9.591	-17.563	-9.719	0.057	0.127	-0.100	-0.649
106	11	5.250	-4.775	5.249	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.033	-7.541	1.010	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	30011	4.225	6.951	4.218	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
3001	2001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
1	3001	4.413	6.959	4.406	6.678	0.008	0.281	0.041	3.401

3001	1001	4.588	6.680	4.581	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
30011	1001	5.045	-1.483	5.042	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
106	200	-22.813	-3.410	-22.869	-3.535	0.056	0.124	-0.115	-0.374
3003	2003	8.764	6.799	8.735	6.232	0.029	0.565	0.059	3.901
3	3003	8.792	7.760	8.764	6.799	0.029	0.957	0.059	6.459
5	3005	18.653	12.189	18.620	10.839	0.032	1.344	0.114	3.962
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.839	18.588	10.004	0.032	0.832	0.114	2.504
204	315	1.105	0.679	1.103	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.825
315	100315315	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
316	100316	2.417	1.321	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.758
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.654
313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.771
313	100313313	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.052	0.023	0.930
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	30044	4.388	2.665	4.383	2.478	0.006	0.186	0.026	2.292
30044	10044	4.383	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.026	0.104
30044	20044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	1007	2.306	1.228	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.778
30055	10055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.367
6	1006	4.715	2.733	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.779
103	6	4.733	2.744	4.730	2.740	0.003	0.005	0.028	0.108
109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.639	1.494	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.256
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.068	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.933
309	100309309	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2004	310	1.339	0.736	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.538
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.954
12	10012	3.508	2.065	3.498	1.889	0.010	0.175	0.021	2.775
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
4	5	18.763	12.557	18.735	12.517	0.028	0.040	0.115	0.230
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.722
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.254
3001010	2001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3008	1008	11.175	6.824	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.613
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.731
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.772
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.772
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308	3.295	1.757	3.278	1.589	0.017	0.168	0.062	1.018
308	100308308	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
3003	1003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.919
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.761
304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.020	0.014	0.528
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.821

307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.627
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.038
3	30033	8.548	5.555	8.536	5.112	0.012	0.442	0.051	2.854
30033	10033	8.536	5.112	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.809
30033	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300	701	15.814	17.635	15.733	17.518	0.081	0.117	0.118	0.693
701	702	2.103	7.789	2.098	7.781	0.006	0.008	0.040	0.132
702	703	-4.654	3.181	-4.658	3.174	0.004	0.006	-0.028	-0.001
703	704	3.451	2.224	3.449	2.220	0.002	0.003	0.021	0.103
704	100704	3.443	2.297	3.388	1.639	0.055	0.655	0.021	11.416
703	100703	-8.121	1.117	-8.195	-0.000	0.074	1.113	-0.041	1.120
702	100702	6.741	4.724	6.666	3.598	0.075	1.122	0.041	9.910
701	100701	13.614	9.833	13.452	6.886	0.162	2.936	0.084	12.768

3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.572 МВт / 1135.049 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.707 МВт / 6.195 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.949 МВт / 4.100 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.657 МВт / 10.296 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.395 МВт / 17.806 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-55.800	-49.066	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.767	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.714	-0.36
101		0.000	0.000	114.309	-0.46
102		0.000	0.000	114.196	-0.49
3	Гнівань	0.000	0.000	114.154	-0.50
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.350	-0.71
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.121	-0.75
103		0.000	0.000	112.947	-0.84
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.840	-0.87
7	Носківці	0.000	0.000	112.730	-0.92
104		0.000	0.000	112.653	-0.95
105		0.000	0.000	112.626	-0.97
8	Шаргород	0.000	0.000	112.412	-1.04
9	Конева	0.000	0.000	114.311	-0.67
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.991	-0.51
106		0.000	0.000	115.631	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.638	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.543	-3.544	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.578	-0.34
12	Чернятин	0.000	0.000	114.593	-0.34
108		0.000	0.000	114.612	-0.33
109		0.000	0.000	114.613	-0.33
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.610	-0.33
110		0.000	0.000	115.806	-0.09
300	Бар	-43.029	-28.176	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.459	-6.44
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.663	-6.13
303	Клекотина	0.000	0.000	34.925	-5.78
201		0.000	0.000	34.894	-6.39

304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.894	-6.39
202		0.000	0.000	34.896	-6.39
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.896	-6.39
306	Тиврів	0.000	0.000	35.046	-6.22
307	Пилява	0.000	0.000	35.674	-5.75
308	ЗБК	0.000	0.000	34.773	-6.54
309	Жуківці	0.000	0.000	35.276	-6.05
310	Почапинці	0.000	0.000	34.954	-6.15
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.023	-6.24
203		0.000	0.000	34.874	-6.34
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.765	-6.37
313	Браїлів	0.000	0.000	34.779	-6.43
314	Демидівка	0.000	0.000	34.756	-6.49
204		0.000	0.000	34.821	-6.49
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	34.781	-6.51
205		0.000	0.000	34.838	-6.48
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	34.831	-6.49
3001		0.000	0.000	124.872	-1.08
2001		0.000	0.000	29.860	-1.06
1001		9.630	5.200	11.938	-1.04
30011		0.000	0.000	124.878	-1.03
20011		0.000	0.000	41.807	-1.03
10011		0.000	0.000	11.944	-1.03
3002		0.000	0.000	108.604	-5.36
2002		0.000	0.000	36.295	-5.31
1002		3.830	1.960	10.221	-6.87
3003		0.000	0.000	107.982	-4.12
2003		0.000	0.000	34.972	-6.41
1003		0.000	0.000	6.197	-4.12
30033		0.000	0.000	111.413	-2.60
20033		0.000	0.000	37.299	-2.60
10033		8.530	4.840	10.497	-3.94
3004		0.000	0.000	106.383	-6.07
2004		0.000	0.000	35.481	-5.95
1004		0.000	0.000	10.175	-6.07
30044		0.000	0.000	111.160	-2.49
20044		0.000	0.000	37.215	-2.49
10044		4.380	2.480	10.622	-2.46
3005		0.000	0.000	109.388	-3.71
2005		0.000	0.000	26.157	-3.71
1005		18.600	10.010	10.251	-5.62
1006		4.700	2.410	10.454	-3.81
1007		2.300	1.110	10.532	-3.19
3008		0.000	0.000	107.850	-4.74
2008		0.000	0.000	36.092	-4.73
1008		11.160	6.320	10.098	-6.63
1009		1.310	0.670	10.223	-0.98
30088		0.000	0.000	112.412	-1.04
20088		0.000	0.000	37.634	-1.04
10088		0.000	0.000	10.752	-1.04
30055		0.000	0.000	113.121	-0.75
20055		0.000	0.000	27.050	-0.75
10055		0.000	0.000	10.820	-0.75
30010		0.000	0.000	114.991	-0.51
20010		0.000	0.000	38.497	-0.51
10010		0.000	0.000	10.999	-0.51
3001010		0.000	0.000	111.468	-3.45
2001010		0.000	0.000	37.318	-3.45
1001010		4.700	2.280	10.470	-5.22
3001111		0.000	0.000	113.603	-1.91
2001111		0.000	0.000	38.033	-1.91
1001111		4.160	2.360	10.856	-1.89
10012		3.500	1.890	10.706	-2.44
10013		2.630	1.340	10.665	-2.84
100301		0.980	0.560	10.618	-7.85
100302		0.660	0.340	10.765	-7.07
100303		0.000	0.000	10.976	-5.78
100304		0.980	0.560	10.758	-7.77
100305		0.770	0.370	10.825	-7.48
100306		1.530	0.870	10.791	-7.79

100307		0.880	0.470	11.039	-6.93
100308		3.280	1.590	10.661	-8.75
100309		1.750	0.990	10.832	-7.83
100310		1.310	0.670	10.727	-8.01
100311		1.200	0.680	10.752	-7.92
100312		1.640	0.970	10.676	-8.08
100313		1.530	0.780	10.725	-8.03
100314		0.880	0.470	10.745	-7.73
100315		1.090	0.590	10.707	-8.06
100316		2.410	1.230	10.745	-8.09
100301301		0.980	0.560	10.618	-7.85
100303303		1.420	0.770	10.777	-7.25
100304304		0.000	0.000	10.966	-6.39
100306306		0.000	0.000	11.014	-6.22
100308308		0.000	0.000	10.928	-6.54
100309309		0.000	0.000	11.086	-6.05
100313313		0.000	0.000	10.930	-6.43
100315315		0.000	0.000	10.931	-6.51
701		0.000	0.000	115.196	-0.13
702		0.000	0.000	115.001	-0.15
703		0.000	0.000	114.902	-0.15
704		0.000	0.000	114.699	-0.25
100701		13.460	6.890	9.912	-8.88
100702		6.670	3.600	10.119	-6.84
100703		-8.200	0.000	10.987	7.72
100704		3.390	1.640	10.421	-8.20

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	33.690	32.682	33.648	32.589	0.042	0.092	0.233	0.234
1	101	24.912	18.439	24.728	18.031	0.183	0.407	0.154	1.461
101	3	14.183	10.460	14.171	10.435	0.011	0.025	0.089	0.156
3	102	-3.217	-3.139	-3.218	-3.140	0.001	0.002	-0.023	-0.043
102	2	-14.088	-11.335	-14.126	-11.419	0.038	0.083	-0.091	-0.520
2	100	-21.966	-16.065	-22.110	-16.384	0.143	0.318	-0.137	-1.288
2	3002	7.819	4.969	7.785	4.041	0.034	0.924	0.047	6.582
3002	2002	3.948	1.949	3.940	1.949	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.940	1.969	3.887	1.905	0.052	0.063	0.070	0.644
307	306	3.000	1.429	2.958	1.379	0.041	0.049	0.054	0.655
306	202	1.411	0.417	1.407	0.411	0.005	0.006	0.024	0.160
202	201	0.630	0.012	0.630	0.012	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.362	-0.619	-0.363	-0.620	0.001	0.001	-0.012	-0.076
2003	301	1.058	1.203	1.042	1.184	0.015	0.018	0.026	0.511
301	302	-0.934	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.223
302	303	-1.606	-0.325	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.282
303	2008	-3.050	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.095	-0.054	-1.221
3008	2008	3.131	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.341	9.301	14.306	8.016	0.034	1.280	0.088	4.913
8	105	-3.512	-1.447	-3.517	-1.454	0.005	0.007	-0.019	-0.217
105	104	-3.517	-1.138	-3.518	-1.139	0.001	0.001	-0.019	-0.027
104	7	-3.518	-0.985	-3.520	-0.988	0.002	0.003	-0.019	-0.077
7	103	-5.836	-1.995	-5.845	-2.007	0.008	0.012	-0.032	-0.220
103	4	-10.578	-4.313	-10.605	-4.353	0.028	0.040	-0.058	-0.407
4	107	-20.620	-7.305	-20.796	-7.517	0.175	0.211	-0.111	-1.234
107	12	-14.063	-7.240	-14.065	-7.242	0.001	0.002	-0.080	-0.015
12	108	-17.587	-9.393	-17.589	-9.396	0.002	0.003	-0.100	-0.019
108	109	-17.589	-9.391	-17.589	-9.391	0.000	0.000	-0.100	-0.002
109	110	-20.239	-10.725	-20.403	-10.923	0.164	0.197	-0.115	-1.194
110	300	-20.403	-10.632	-20.421	-10.682	0.018	0.049	-0.115	-0.194
107	704	-6.732	0.115	-6.740	0.104	0.007	0.010	-0.034	-0.122
704	703	-10.189	-1.984	-10.204	-2.005	0.015	0.021	-0.052	-0.204
703	702	-2.094	-2.962	-2.096	-2.965	0.002	0.003	-0.018	-0.099
702	701	-8.848	-7.570	-8.860	-7.587	0.012	0.017	-0.058	-0.196
701	300	-22.490	-17.323	-22.608	-17.494	0.118	0.170	-0.142	-0.804
4	101	-10.493	-8.195	-10.545	-8.311	0.052	0.115	-0.068	-0.964
4	102	-10.823	-8.648	-10.871	-8.754	0.048	0.105	-0.070	-0.850

4	3004	8.132	5.620	8.091	4.538	0.040	1.077	0.050	7.555
3004	2004	8.091	4.538	8.051	4.538	0.040	0.000	0.050	0.377
2004	311	4.935	2.722	4.885	2.662	0.050	0.060	0.092	0.475
311	203	3.674	1.921	3.662	1.906	0.012	0.015	0.068	0.155
203	313	2.005	0.845	2.000	0.840	0.004	0.005	0.036	0.099
313	314	0.454	-0.052	0.454	-0.052	0.000	0.000	0.008	0.028
314	204	-0.434	-0.552	-0.435	-0.553	0.001	0.001	-0.012	-0.065
204	205	-1.539	-1.216	-1.540	-1.217	0.001	0.001	-0.032	-0.017
205	2003	-3.966	-2.583	-3.978	-2.598	0.012	0.015	-0.078	-0.138
8	9	-10.888	-7.327	-11.023	-7.522	0.135	0.195	-0.067	-1.909
9	10	-12.364	-7.556	-12.417	-7.633	0.053	0.077	-0.073	-0.683
10	106	-17.180	-9.607	-17.236	-9.731	0.056	0.124	-0.099	-0.644
106	200	-22.488	-3.422	-22.543	-3.544	0.054	0.121	-0.113	-0.370
106	11	5.252	-4.775	5.252	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.035	-7.541	1.012	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	30011	4.224	6.951	4.216	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
30011	1001	5.046	-1.483	5.044	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
3001	1001	4.587	6.680	4.580	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
3001	2001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
1	3001	4.412	6.959	4.404	6.678	0.008	0.280	0.041	3.401
3003	2003	8.753	6.794	8.724	6.228	0.028	0.564	0.059	3.894
3	3003	8.781	7.752	8.753	6.794	0.028	0.954	0.059	6.446
315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.824
315	100315315	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	1006	4.715	2.733	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.770
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
316	100316	2.417	1.320	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.757
103	6	4.733	2.744	4.730	2.739	0.003	0.005	0.028	0.108
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.653
313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.769
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.918
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	18.763	12.554	18.735	12.514	0.028	0.040	0.115	0.230
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	3005	18.652	12.185	18.620	10.838	0.032	1.342	0.114	3.952
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.838	18.588	10.004	0.032	0.831	0.114	2.498
4	30044	4.388	2.665	4.383	2.478	0.006	0.186	0.026	2.287
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.383	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.026	0.104
7	1007	2.306	1.228	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.772
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.639	1.494	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.240
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.720
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.253
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.067	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.931
309	100309309	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
2004	310	1.339	0.735	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.537
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.952
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.507	2.064	3.498	1.889	0.010	0.175	0.020	2.762
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.052	0.023	0.928
701	100701	13.615	9.841	13.452	6.886	0.163	2.943	0.084	12.812
702	100702	6.741	4.728	6.666	3.598	0.075	1.126	0.041	9.961
703	100703	-8.120	1.123	-8.195	-0.000	0.074	1.118	-0.041	1.076
10	30010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.366
3008	1008	11.175	6.823	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.609
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.730
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
704	100704	3.443	2.302	3.388	1.639	0.055	0.661	0.021	11.550
204	315	1.105	0.679	1.104	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
3003	1003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308308	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.294	1.757	3.278	1.589	0.016	0.168	0.062	1.017
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304304	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.760
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.020	0.014	0.528
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.820
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.626
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.036
3	30033	8.548	5.555	8.536	5.111	0.012	0.441	0.051	2.851
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.536	5.111	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.807

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП	6
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	10
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	12
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	14
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	16
2.1 Лінеаризація цільової функції	16
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	21
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	27
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	27
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	32
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	34
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	37
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	40
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	41
5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	42
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	43
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	47
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	47
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	49
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	49
7.2 Регулювання напруги у мережі	50

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	54
9 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ	70
9.1 Автоматичний регулятор напруги	73
9.2 Пристрої статичної і динамічної компенсації відхилення напруги	75
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	78
10.1 Задача розділу	78
10.2 Технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження	79
10.3 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	81
10.3.1 Мікроклімат	81
10.3.2 Склад повітря робочої зони	82
10.3.3 Виробниче освітлення	83
10.3.4 Виробничий шум	83
10.3.5 Технічні рішення по електробезпеці за робочим місцем дослідника та в приміщенні	84
10.4 Пожежна безпека	87
10.4.1 Технічні рішення системи запобігання пожежі	88
10.4.2 Технічні рішення системи протипожежного захисту	88
ВИСНОВКИ	89
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	91
ДОДАТКИ	
Додаток А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	
Додаток Б Технічне завдання МКР	
Додаток В Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	
Додаток Г Результати розрахунків	

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
ФЕЕЕМ, кафедра ЕСС

*«Розвиток фрагменту електричної мережі
напругою 110/35 кВ з дослідженням методів
регулювання напруги»*

Виконав

ст. гр. 1ЕСМ-22м Барціцький В.В.

Керівник

к.т.н., доц. Малогулко Ю.В.

Актуальність

При розробці нових та розширенні існуючих електричних мереж необхідно враховувати різноманітні фактори, починаючи від надійного та якісного електропостачання і до застосування передових принципів конструкції. Ця задача потребує комплексного підходу і контролю різних аспектів, що визначатимуть техніко-економічну доцільність мережі, оптимальний рівень експлуатації та управління з мінімальними витратами. У той же час, будівництво мережі завжди має свою специфічну мету, відповідно до якої виконується прогноз майбутнього розвитку або розширення мережі. Цей прогноз встановлює певні додаткові обмеження та вимоги, які враховуються при проектуванні та будівництві мережі.

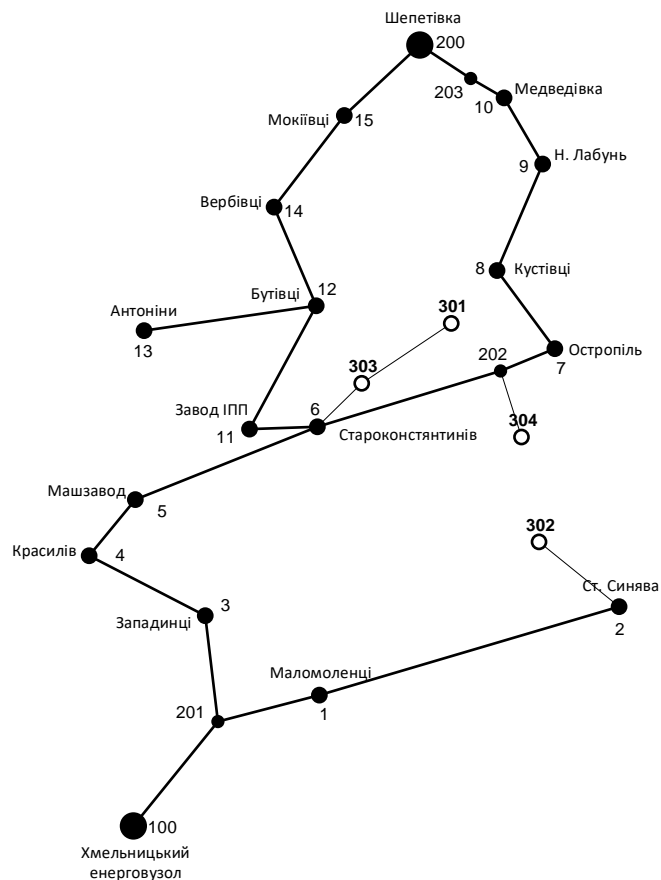
Для нового будівництва електричних мереж з напругою від 6 кВ до 750 кВ існують типові схеми розподільних установок, які детально описані в "Правилах улаштування електроустановок". Ці схеми повинні використовуватися під час будівництва. Перед початком будівництва рекомендується використовувати математичні методи для визначення найоптимальніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- Симплекс-метод, що допомагає визначити найменш вартісний варіант схеми підключення нових споживачів.
- Метод динамічного програмування, який визначає найкращу послідовність будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій.

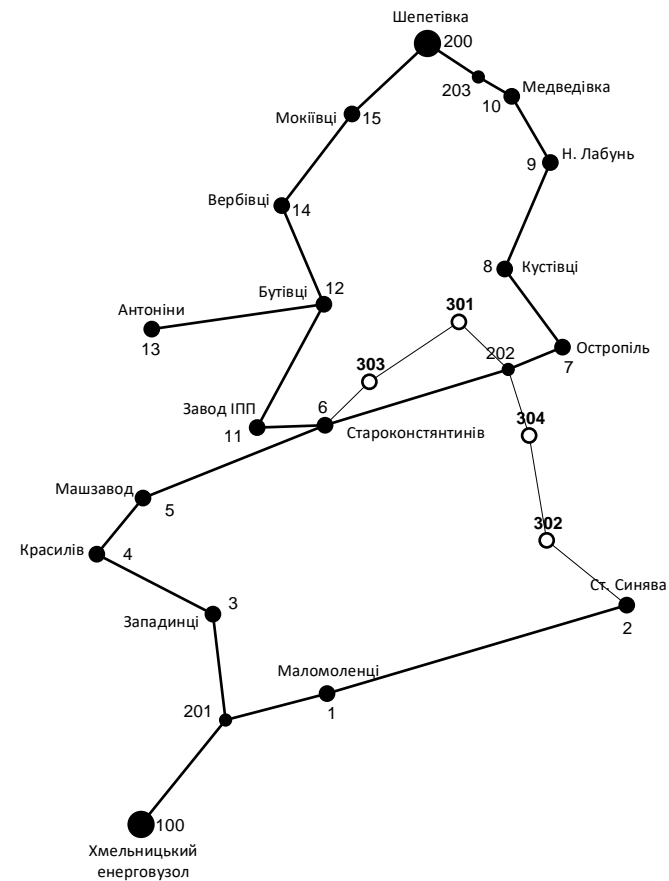
Регулювання напруги в електричних мережах має на меті відповідати технічним стандартам для якості електроенергії та економічно оптимізувати функціонування мереж і споживачів. Для досягнення необхідного рівня напруги використовуються різноманітні методи регулювання. Зокрема:

- централізоване регулювання;
- місцеве регулювання;
- змішане регулювання.

Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

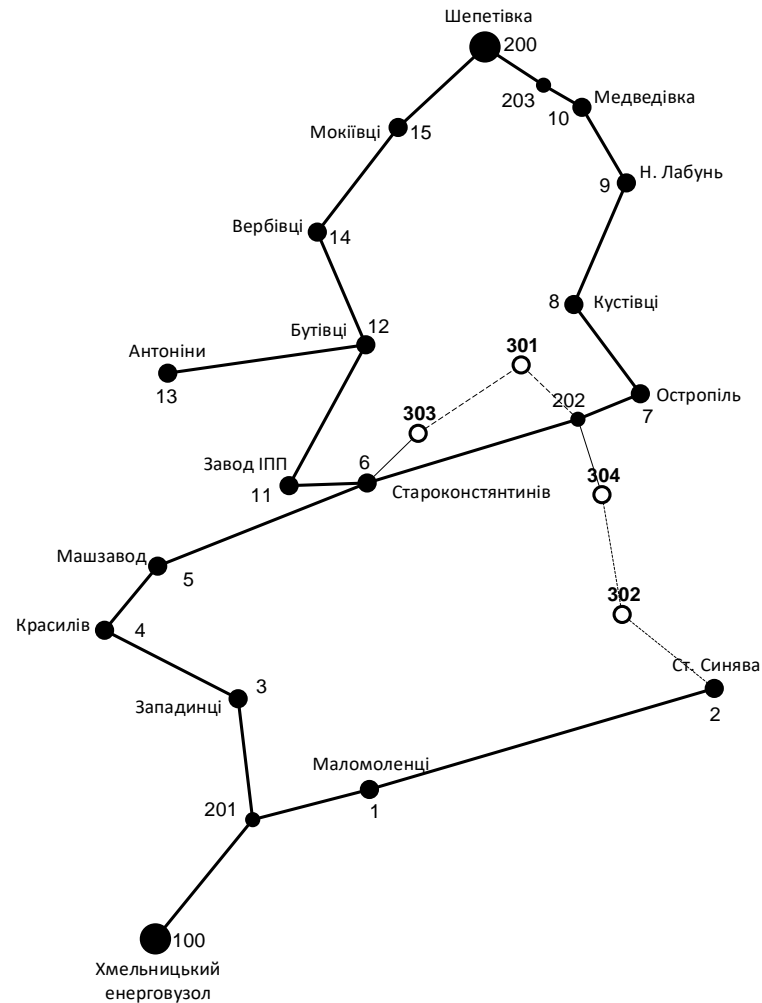


Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом



Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування



Фрагмент оптимальної схеми згідно методу динамічного програмування

Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

$$I_{\Sigma(s)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки

$T_{\text{нб}} < 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_1 = 1$.

По приведеній в таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

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

Таблиця – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	I _{п1} , А	I _{п2} , А	I _{п3} , А	I _{п4} , А	I _{п5} , А	I _{п6} , А	I _п , А max	I _п Доп.	Марка проводу
6-303	0	0	32,5	52,11	52,66	32,5	52,66	390	АС-120/19
303-301	52,59	52,57	22,89	68,23	0	22,9	68,23		АС-120/19
301-202	32,53	52,18	0	0	22,89	0	52,18		АС-120/19
202-304	0	0	109,41	109,41	61,67	48,17	109,41		АС-120/19
304-302	32,31	32,31	57,49	57,49	29,9	27,2	57,49		АС-120/19
302-2	109,3	109,31	0	0	46,7	49,2	109,3		АС-120/19

Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

$$S_{T.НОМ} \geq \frac{P_{\max}}{1,4 \cdot (n - 1)}$$

Для 701 вузла згідно: $S_1 \geq \frac{4,37}{1,4 \cdot (2 - 1) \cdot 1} = 3,2(\text{МВА}).$

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
301	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
302	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
303	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
304	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

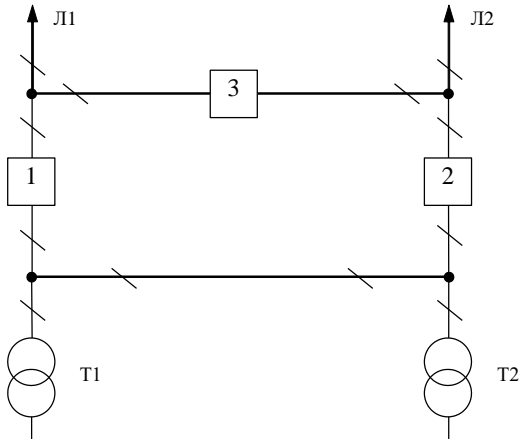
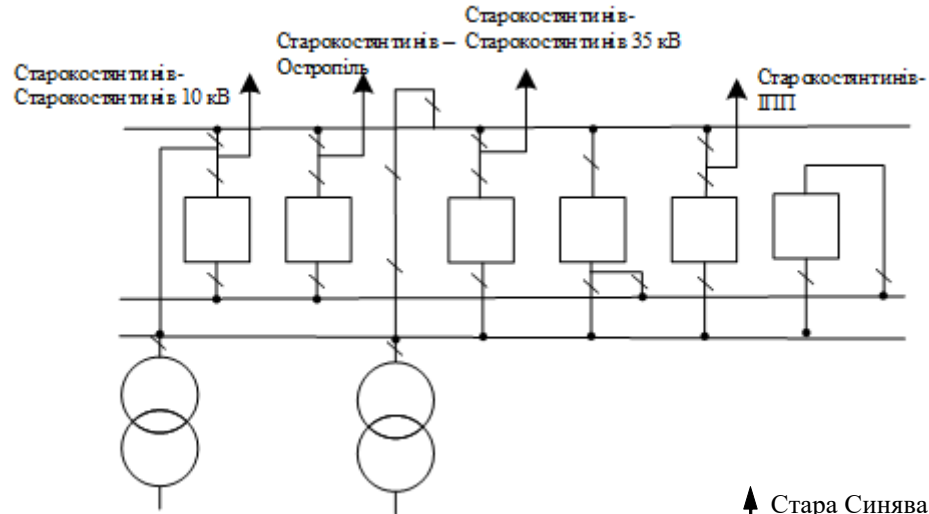
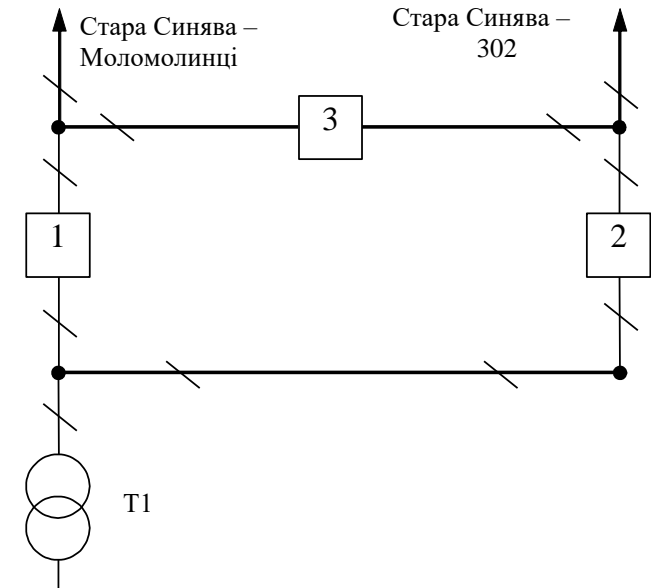


Схема розподільного пристрою вузлів 301, 302, 303 та 304

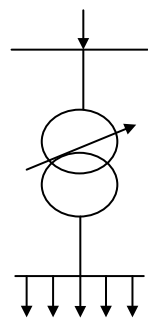
Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів



Одна секціонована система збірних шин з обхідною

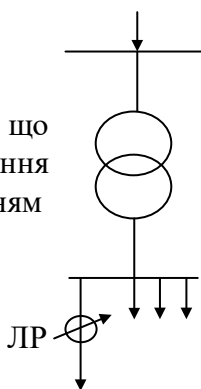


Дослідження методів регулювання напруги

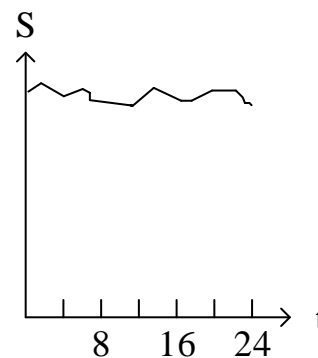


ТДН – трансформатор, що має РПН для регулювання напруги під навантаженням

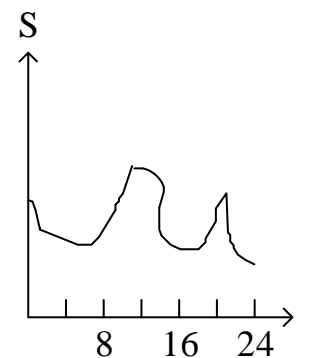
Локальне централізоване керування



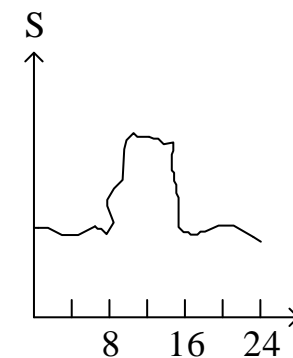
Місцеве регулювання за допомогою лінійного регулятора – ЛР



а)



б)



в)

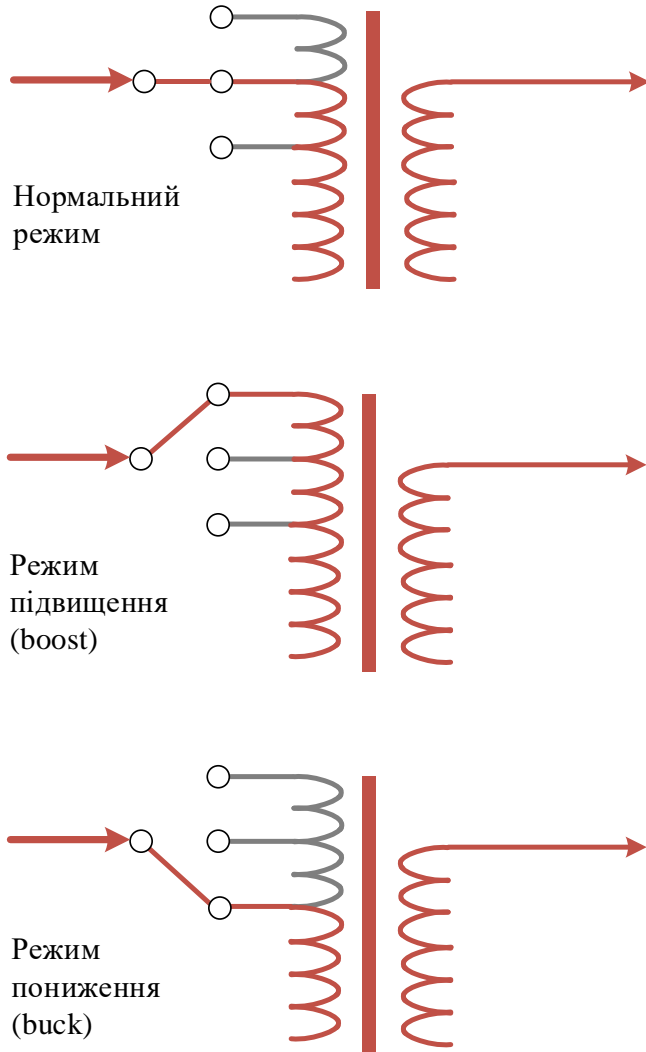
Локальна система регулювання (локальне централізоване та локальне місцеве керування)

Метод регулювання в залежності від графіку навантажень

Традиційні методи регулювання напруги:

- стабілізація напруги (рис. 9.2 а - для споживачів з практично незмінним навантаженням);
- двоступінчасте регулювання (рис. 9.2. б - для споживачів з яскраво вираженим двоступінчастим графіком);
- зустрічне регулювання (рис. 9.2, в – для споживачів зі змінним навантаженням).

Автоматичний регулятор напруги, побудований на основі автотрансформатора



Автоматичний регулятор напруги, побудований на основі автотрансформатора з обмотками, що перемикаються, використовується в лінійно-інтерактивних джерелах безперебійного живлення (ДБЖ) для поступової корекції вхідної напруги в сторону її збільшення (зниження вхідної напруги) або зменшення (збільшення вхідної напруги). Автоматичний регулятор напруги розширює діапазон вхідних напруг, при яких ДБЖ забезпечує нормальне живлення навантаження без переходу в автономний режим роботи. Діапазони допустимої зміни вхідної напруги можуть становити 30% від номінального значення 220 В.

Для регулювання напруги в розподільних електричних мережах напругою 6-10 кВ, $I_{\text{ном}} \leq 500$ А використовують блоки автоматичного регулювання напруги, які дозволяють підвищити пропускну здатність існуючих ліній з метою під'єднання нових споживачів; забезпечити якісну електричну енергію, усунувши несиметрію напруги), а також підтримувати рівень напруги в допустимих межах в реверсивному режимі автоматично

Висновки

В магістерській кваліфікаційній потрібно було підключити нових споживачів (вузли 302, 303 та 304) та СЕС (вузол 301). 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 після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Старокостянтинів (вузол 6) пропонується залишити наявну схеми, а саме «Одна секціонована система збірних шин з обхідною», для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Стара Синява (вузол 2) пропонується реконструювати наявну схеми, а саме «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Для 202 – відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

Для нових ПС (301,302,303,304) 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.

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,912 МВт. Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 282967,854 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0,098)$ близький до $E_a'(0,2)$, та швидкий термін окупності 10 років.

Основним методом регулювання напруги в електричних мережах є метод зустрічного регулювання, де напруга збільшується в центрі живлення при максимальних навантаженнях і зменшується при мінімальних навантаженнях. Також часто використовується метод коригування напруги за допомогою коефіцієнтів трансформації трансформаторів, хоча цей метод не гарантує автоматично мінімальних втрат активної потужності в мережі.

Найбільш ефективним засобом зменшення втрат активної потужності в мережі є використання поперечної компенсації реактивної потужності для регулювання напруги. Однак багатоконтурне регулювання напруги може призводити до зменшення стійкості вузла при навантаженні та збільшення коливаний напруги. Застосування управління поперечною компенсацією дозволяє зменшити коливання напруги, викликані різкими змінами навантаження, хоча втрати активної потужності при цьому зменшуються незначно. Аналіз методів регулювання напруги в розподільних мережах напругою до 10 кВ вказує на те, що основною метою є забезпечення якості електроенергії, яка відповідає встановленим стандартам та задовольняє економічну взаємодію між електричними мережами та споживачами.