

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

На тему:

«Розвиток фрагменту електромереж з аналізом особливостей
застосування елементів систем блискавкозахисту»

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



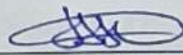
Грабенко Я. І.

(прізвище та ініціали)

Керівник _____

к.т.н., доцент кафедри ЕСС

(посада, вчене звання)



Нетребський В.В.

(науковий ступінь, прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Опонент:

доцент, к.т.н., каф. ЕССЕМ Восітук Ю.П.

(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.



(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

17.09 2024 року

**ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Грабенку Ярославу Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток фрагменту електромереж з аналізом особливостей застосування елементів систем блискавкозахисту

керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Нетребський В.В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року

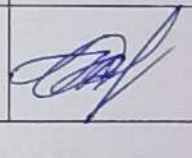
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для після аварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 495 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110кВ. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ. 3. Вибір елементів ЕМ. 4. Розрахунок і аналіз усталених режимів. 5. Аналіз втрат електричної енергії. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 7. Визначення оптимального варіанту розвитку ЕМ. 8. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 9. Аналіз особливостей

застосування елементів систем блискавкозахисту. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

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

6. Консультанти розділів роботи

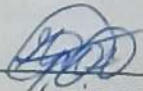
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В.В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС	 18.09.24	 1.12.24
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент



Грабенко

Керівник роботи

(підпис)



(підпис)

Нетребський В.

АНОТАЦІЯ

Грабенко Я.І. «Розвиток фрагменту електромереж з аналізом особливостей застосування елементів систем блискавкозахисту». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2024. – 105 с. – Іл.: 6. – Табл. 30.

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

ANNOTATION

Hrabenko. Ya.I. "Development of a fragment of electrical networks with an analysis of the features of the use of elements of lightning protection systems". Master's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. – 2024. – 105 p. – Ill.: 6. – Table. 30.

This master's qualification work contains the development of an existing electrical network by connecting four new substations. With the help of mathematical models, the optimal configuration was predicted, which ensures both reliability and economic feasibility. According to the results obtained, the equipment was selected, the voltage levels in the nodes were analyzed in different operating modes, and the switchgear diagrams were presented.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	9
ВСТУП.....	10
РОЗДІЛ 1.....	14
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	14
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	15
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	17
РОЗДІЛ 2.....	19
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	19
2.1 Лінеаризація цільової функції	19
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу.....	22
РОЗДІЛ 3.....	27
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	27
3.1 Визначення оптимальної послідовності будови електричної мережі	27
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електромережі	31
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	32
РОЗДІЛ 4.....	35
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	35
РОЗДІЛ 5.....	37
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	37
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	38
5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції.....	38
5.3 Оцінювання надійності схем підстанцій.....	39
РОЗДІЛ 6.....	44
ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	44
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	44

РОЗДІЛ 7.....	46
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	46
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	46
7.4. Регулювання напруги у мережі	47
РОЗДІЛ 8.....	51
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	51
РОЗДІЛ 9.....	74
КРИТЕРІЇ ТА ЗАХИСТ ЛІНІЙ ВІД БЛИСКАВКИ	74
РОЗДІЛ 10.....	88
ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	88
ВИСНОВКИ	101
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	103
ДОДАТКИ	106
ДОДАТОК А Протокол перевірки	107
Додаток Б. Технічне завдання МКР	108
ДОДАТОК В.....	114
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ	114
ДОДАТОК Д.....	123
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ	123
ДОДАТОК Е.....	128
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ	128
ДОДАТОК З	133
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	133
ДОДАТОК Ж.....	138

ДОДАТОК Л.....	151
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА.....	151

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;
АТ – автотрансформатор;
БТ – блочний трансформатор;
ВДЕ – відновлюване джерело енергії;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ГАЕС – гідроакumuлююча електрична станція;
ГЕС – гідравлічна електрична станція;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
ПС – підстанція;
ПТЕ – правила технічної експлуатації;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РУ – розподільна установка;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
ТЕС – теплова електрична станція;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

При проектуванні нових електромереж і розвитку існуючих електромереж необхідно враховувати багато факторів: від надійного та якісного електропостачання до використання новітніх принципів проектування. Це означає, що це завдання потребує комплексного підходу та контролю різних аспектів, які свідчать про техніко-економічну життєздатність цієї мережі, відповідний рівень експлуатації та управління, що забезпечує найменші витрати.

При цьому побудова мережі завжди має конкретну мету, відповідно до якої складається прогноз майбутнього розвитку (будівництва) мережі, що накладає певні додаткові обмеження.

При створенні детальних розрахункових режимів для попереднього планування враховується:

- прогнози навантаження, генерації та обміну електроенергією на різних часових горизонтах, а також конкретний перелік об'єктів мережі, які необхідно враховувати;

- добові та річні зміни навантаження та генерації

- кліматичні умови, які впливають не тільки на попит і, все частіше, на генерацію, але й на технічні характеристики елементів електричної системи.

Проспективний режим представляє конкретні умови, які можуть виникнути за конкретного сценарію, і включає:

- здійснення конкретних випадкових подій, як правило, пов'язаних з погодними умовами (наприклад, сила вітру, наповнення водою ГЕС, температура тощо) або зупинками електростанцій (вимушеними та плановими);

- відповідне розташування всіх генеруючих установок (на основі ринкових моделей або структур покриття навантаження). Наразі завантажуються лише конструкції покриття;

- детальне розміщення виробничих приміщень;

- детальна локалізація споживання з урахуванням характерних графіків або хоча б неоднакових навантажень у різних регіонах;

- припущення щодо розвитку мережі.

З практичної точки зору електрична схема щита повинна бути максимально простою, але при цьому забезпечувати відновлення живлення споживачів в післяаварійному режимі за допомогою автоматики.

Нова конструкція на напругу від 6 кВ до 750 кВ вже має свої типові схеми розподільних пристроїв, які детально описані в таблиці «Правила улаштування електроустановок». 4.2.10-4.2.13 і повинні використовуватися в будівництві.

Перед побудовою доцільно використовувати математичні методи для визначення найбільш прийнятних конфігурацій мережі на основі різних критеріїв. До таких методів належать:

- симплексним методом визначення найдешевшого варіанту приєднання нових споживачів;
- метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій,

Після підтвердження конфігурації та послідовності побудови мережі визначаються наступні кроки: номінальна напруга всіх ділянок мережі, ділянок ліній, які утворюють мережу із запланованою конфігурацією, тощо.

При розробці проекту визначається кількість і тип відповідного обладнання, визначаються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричного підключення цих підстанцій, потужність джерел реактивної енергії, найбільш економічний розподіл цих джерел і підбираються необхідні засоби для регулювання напруги.

Основною причиною виходу з ладу ізоляції об'єктів електроенергетики, перерв в електропостачанні і витрат на його відновлення до теперішнього часу є ураження блискавкою об'єктів електроенергетики [3].

Захисту об'єктів електроенергетики від прямих ударів блискавки і від перенапруг завжди приділялася велика увага. З метою такого захисту використовуються блискавковідводи, обмежувачі перенапруг, розрядники, відповідні системи заземлення. Блискавковідводами обладнуються також інші важливі об'єкти, такі як житлові і виробничі будівлі, склади і т.д. Мета цих заходів - запобігти безпосередні удари блискавки в захищені об'єкти і організувати протікання струмів блискавки по безпечному шляху [3].

Надійність захисту електричних станцій і підстанцій від грозових перенапруг повинна бути значно вища за надійність грозозахисту ліній електропередачі. Це

визначається значно більшим збитком від грозових перенапруг на підстанціях, ніж на лініях. Внутрішня ізоляція силових трансформаторів і іншого устаткування підстанції має менші рівні ізоляції в порівнянні з ізоляцією лінії і не є самовідновлюваною після згасання дуги грозового перекриття [9].

Захист устаткування підстанцій від прямих ударів блискавки забезпечується стрижневими блискавковідводами. Крім того, необхідний захист від хвиль, що виникають на лініях та підходять до підстанції, при ударах блискавки в троси або опори цих ліній. Для захисту ліній електропередач та устаткування підстанцій від перенапруг використовують троси і заземлення опор на лініях, рокові розрядники, трубчасті розрядники на контактній мережі, конденсатори для зниження грозових перенапруг, ізолятори – розрядники, довго-іскрові розрядники [11, 13, 15].

Отже, аналіз особливостей застосування елементів системи блискавкозахисту і проектування являють собою **актуальну науково-прикладну задачу**.

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості застосування елементів систем блискавко захисту.

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

- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей застосування елементів систем блискавко захисту.

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

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

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

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективного розвитку систем блискавки захисту.

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

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Цей метод дозволяє замінити функцію $P_{\max}(T)$ на аналітичний вираз $P'_{\max}(T)$:

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

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

Відповідні числові коефіцієнти a' та b' визначаються шляхом мінімізації виразу, записаного методом найменших квадратів:

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

Після виведення вхідної функції остаточний варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресії a' та b' має вигляд:

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

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (1.3) виходить наступна задача:

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

звідки $a' = -5117,8$, $b' = 2,5815$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2,5815 \cdot T - 5117,8$$

За допомогою електронної таблиці Excel отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 1.1).

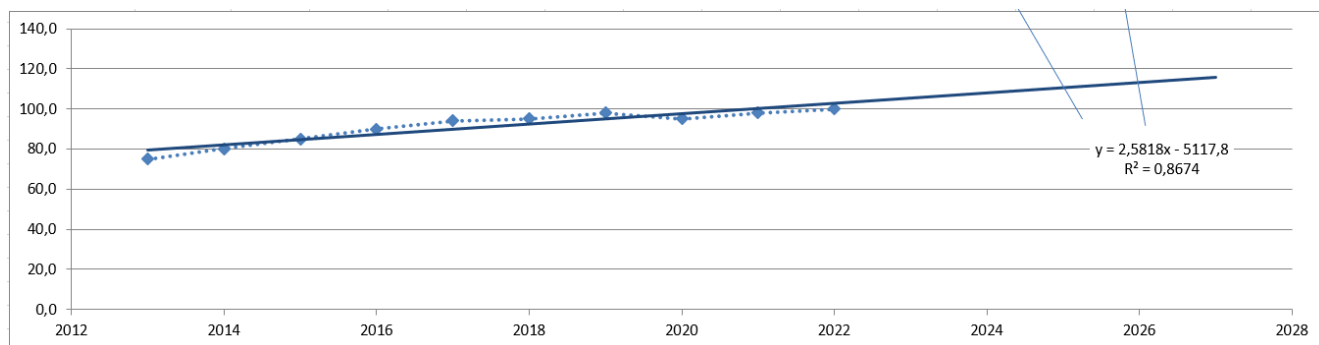


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рисунок 1.1), можна зробити висновок, що загальне навантаження з урахуванням прогнозу на 2027-й рік зросте до 115,5 %, що на 15,5 % більше проектної потужності електричних мереж. Тобто, необхідно вжити заходів щодо забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність передбачених режимів роботи технічним характеристикам основних пристроїв.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимального навантаження існуючої мережі з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають допустимим значенням, або можуть бути знижені до них за допомогою існуючих регулюючих пристроїв.

Результати розрахунку режиму максимального навантаження існуючої мережі (додаток А) з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають допустимим значенням, або можуть бути знижені до них за допомогою існуючих регулюючих пристроїв.

Перевірка відповідності струмових навантажень на лініях електропередач і трансформаторах свідчить про те, що основне обладнання працює в економних режимах, або близьких до них.

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

- на лініях електропередачі – 2,89 МВт;
- в трансформаторах – 0,97 МВт з них 0,68 МВт у холостому ході та 0,29 МВт у навантаженні.

Проведено обстеження щодо перевірки відповідності поточних навантажень ЛЕП та трансформаторів, що свідчить про роботу основних апаратів в економічних режимах, або близьких до них (таблиця. 1.1).

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	15-16	109-10	2-103	106-7
Марка проводу	АС-120	АС-120	АС-185	АС-150
Допустимий струм, А	125	125	200	150
Розр. струм, А	41	110	11	147

На території, де планується розширення електричних мереж, лінії електропередач існуючої мережі мають достатню резервну пропускну здатність для передачі електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруги у вузлах (таблиця 1.2.)

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	5	7	15	16
Напруга вузла, кВ	108,65	105,80	102,34	101,89

Аналіз результатів розрахунку режиму максимального навантаження показує, що струмове навантаження на лінію 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з допустимим постійним струмом. Це дає змогу транспортувати додаткову електроенергію до нових споживачів без внесення структурних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах станції, розташованих на території новобудови (табл. 1.2) всі вони забезпечують можливість підключення додаткового навантаження на стороні ВН. У такий спосіб позначення можливих вузлів з'єднання нових ліній електропередачі може здійснюватися з економічних міркувань, зокрема симплексним-методом.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруги в потенційних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

На території, де планується розширення електромереж, лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас енергії для передачі електроенергії новим споживачам.

Тому на основі розрахункових даних, спочатку вибираємо потенційні вузли, до яких можна підключити нові електростанції. Такими підстанціями згідно варіантів є: вузол № 5 – Тульчин на рівень напруги 108,65 кВ; вузол № 7 – Суворівське рівнем напруги 105,80 кВ; вузол № 15 – Антонівка з рівнем напруги 102,34 кВ; вузол № 16 – Борівка з рівнем напруги 101,89 кВ.

Після оцінки розташування нових підстанцій та їх віддаленість від поточної мережі був створений максимальний граф (рис.1.2), який показує всі можливі варіанти підключення нових підстанцій.

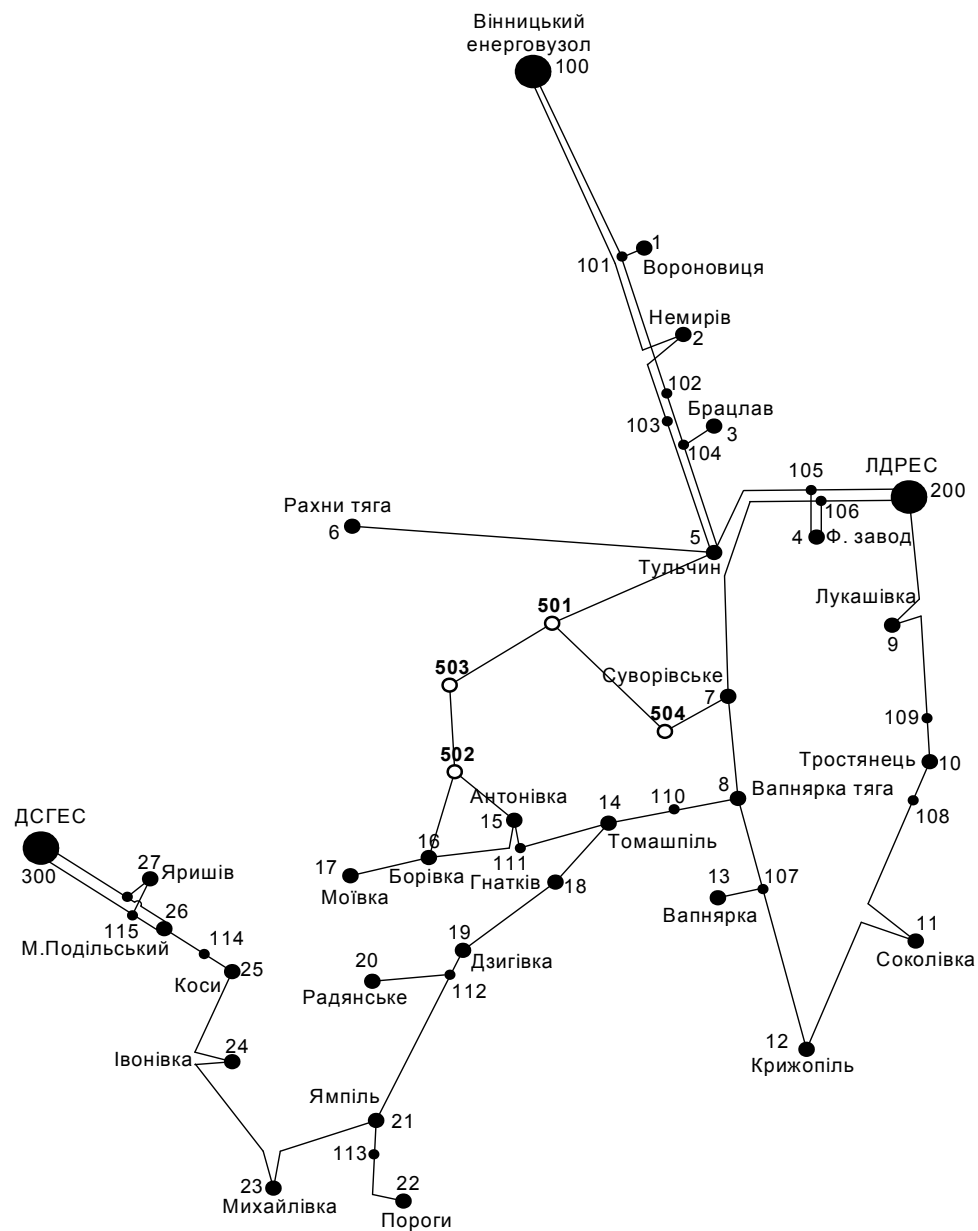


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для розвитку електричних мереж необхідно забезпечити пошук найкращого варіанта проектування за капітальними вкладеннями та експлуатаційними витратами. Водночас для постачання електричної енергії споживачам необхідно виконати декілька технічних вимог. Тому техніко-економічне обґрунтування проекту включає не лише вибір конфігурації та напруги мережі, а й параметри всіх її елементів для забезпечення необхідної якості електроенергії, запасу стабільності та координації процесу керування.

Неможливо одночасно розв'язати ці задачі в одній математичній моделі. Тому процес проектування ділиться на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі створюються за допомогою комплексу математичних моделей. Методи лінійного програмування, особливо симплекс-метод, добре зарекомендував себе в пошуку оптимальних схем за економічними показниками. Проте 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 критерії оптимізації. У такому випадку краще взяти за критерії дисконтовані витрати на розвиток електромережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, та взяти за оптимізовану змінну потужності P_i , що протікає по лініях.

У загальному випадку співвідношення $B_i = f(P_i)$ є нелінійними. Отже, цільову функцію, що відтворює процес розвитку електромережі, можна представити як нелінійну функцію з лінійними та нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Щоб застосувати симплекс-метод, цільову функцію можна лінеаризована відносно обраних змінних.

У загальному випадку дисконтова ні витрати для кожної лінії електропередач B_i можна записати:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капітальні вкладення на будівництво 1 км лінії заданого перерізу провoda на лінії електропередач; E – коефіцієнт дисконтування ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати з урахуванням втрат електроенергії та P_i^2 ; l_i - довжина i -ї лінії електропередач в км; P_i - потужність i -ї лінії електропередач.

Після лінеаризації функція витрат матиме вигляд:

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

де a_i' - постійний коефіцієнт лінійної функції (отриманий у процесі лінеаризації); b_i' - питомі витрати, які залежать від перетоку потужності P_i в ЛЕП.

Для лінеаризації функції використовується метод найменших квадратів. Для застосування методу найменших квадратів необхідно отримати n значень початкової функції при різній потужності P_i , які створюють систему рівнянь, подібну до (1.3). Її вирішення дозволяє визначити коефіцієнти цільової функції в лінійному представленні.

Відповідно до ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП прийнято кабель типу АС-240. Відповідно до нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капітальні вкладення становитимуть 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 (приймається 0,9); τ – час максимальних втрат (4849 год/рік для $T_{нб} = 6200$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії приймається 3,68 грн/кВт·год; r_{0i} – залежність

активного опору від поперечного перерізу провідника (кабель АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунків коефіцієнтів представлено у таблиці 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
5	501	2	24	110	1573,680	0,131	12085,9	5,724	12658,3
7	504	0,8	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	2,290	5063,3
15	502	0,9	10,8	110	1573,680	0,131	5438,6	2,576	5696,2
16	502	1,1	13,2	110	1573,680	0,131	6647,2	3,148	6962,1
501	503	1,4	16,8	110	1573,680	0,131	8460,1	4,007	8860,8
503	502	1	12	110	1573,680	0,131	6042,9	2,862	6329,1
501	504	1,8	21,6	110	1573,680	0,131	10877,3	5,152	11392,4

Після лінеаризації значення коефіцієнтів вартості a_i не змінилися, оскільки вони не залежать від потоку енергії, а коефіцієнти b_i' збільшилися (табл. 2.2).

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дисконт. витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконт. витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
5-501	2	16,6	13653,7	13089,3	14343,6	12085,9	94,734	13653,7	13340,1
7-504	0,8	16,6	5461,5	5235,7	5737,4	4834,3	37,894	5461,5	5336,1
15-502	0,9	16,6	6144,2	5890,2	6454,6	5438,6	42,631	6144,2	6003,1
16-502	1,1	16,6	7509,5	7199,1	7889,0	6647,2	52,104	7509,5	7337,1
501-503	1,4	16,6	9557,6	9162,5	10040,5	8460,1	66,314	9557,6	9338,1
503-502	1	16,6	6826,9	6544,6	7171,8	6042,9	47,367	6826,9	6670,1
501-504	1,8	16,6	12288,3	11780,4	12909,2	10877,3	85,261	12288,3	12006,1

Для перевірки адекватності перетворення витрати визначили за вихідною функцією (2.1) та лінеаризованою (2.2) (табл. 2.2). Результати показали високу адекватність перетворення.

З метою врахування питомих капіталовкладень на будівництво ЛЕП при вирішенні оптимізаційної задачі залежність від дисконтованих витрат подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у таблиці 2.3.

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
5-501	2	16,6	13653,7	13355,8	13983,0	825,0	13653,7	12288,3	15019,1
7-504	0,8	16,6	5461,5	5342,3	5593,2	330,0	5461,5	4915,3	6007,6
15-502	0,9	16,6	6144,2	6010,1	6292,3	371,2	6144,2	5529,8	6758,6
16-502	1,1	16,6	7509,5	7345,7	7690,6	453,7	7509,5	6758,6	8260,5
501-503	1,4	16,6	9557,6	9349,1	9788,1	577,5	9557,6	8601,8	10513,4
503-502	1	16,6	6826,9	6677,9	6991,5	412,5	6826,9	6144,2	7509,5
501-504	1,8	16,6	12288,3	12020,2	12584,7	742,5	12288,3	11059,5	13517,2

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – метод розв'язання задачі лінійного програмування, у якому спрямований рух здійснюється вздовж опорних площин доти, доки не буде знайдено оптимальний розв'язок; Симплекс-метод ще називають методом поступового вдосконалення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв і параметрів що підлягають оптимізації з математичної точки зору, оптимізаційна задача формулюється наступним чином:

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (2.3)$$

при обмеженнях:

Рисунок 2.1 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ симплексним методом (початкова симплекс-таблиця)

Використовуючи надбудову «Пошук рішень» в МО Excel ми отримаємо симплексний розв'язок таблиці, зображеної на рис. 2.2.

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		5-501	7-504	15-502	16-502	501-503	503-501	503-502	502-503	501-504	504-501	0-0	0-0	0-0	0-0	
	501	1	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	3,93
	502	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	6,12
	503	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	20,91
	504	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	11,20
Коефіцієнти цільової функції		1207,0	482,8	543,1	663,8	844,9	844,9	603,5	603,5	1086,3	1086,3	0,0	0,0	0,0	0,0	37447,362
Потужності ЛЕП		3,927292	11,20433	27,02901	0	0	0	0	20,9071	0	0	0	0	0	0	
Постійні складові витрат		#####	4834,345	5438,639	0,000	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	28401,779
Змінні складові витрат		88,287	287,437	1881,841	0,000	0,000	0,000	0,000	1251,024	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3508,588
Дисконтовані витрати, тис. грн																31910,367

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

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції за рахунок зміни потоків у лініях, тому коригуємо коефіцієнти витрат і проводимо перерахунок (рис. 2.3).

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		5-501	7-504	15-502	16-502	501-503	503-501	503-502	502-503	501-504	504-501	0-0	0-0	0-0	0-0	
	501	1	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	3,93
	502	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	6,12
	503	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	20,91
	504	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	11,20
Коефіцієнти цільової функції		3099,9	457,1	270,8	663,8	844,9	844,9	603,5	348,9	1086,3	1086,3	0,0	0,0	0,0	0,0	25488,132
Потужності ЛЕП		0	11,20433	30,9563	0	0	3,927292	0	24,8343	0	0	0	0	0	0	
Постійні складові витрат		0,000	4834,345	5438,639	0,000	0,000	8460,104	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	24776,020
Змінні складові витрат		0,000	287,437	2468,429	0,000	0,000	61,801	0,000	1765,166	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4582,833
Дисконтовані витрати, тис. грн																29358,853

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

Після остаточно уточнення ми отримаємо:

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		5-501	7-504	15-502	16-502	501-503	503-501	503-502	502-503	501-504	504-501	0-0	0-0	0-0	0-0	
	501	1	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	3,93
	502	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	6,12
	503	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	20,91
	504	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	11,20
Коефіцієнти цільової функції		3099,9	457,1	270,8	663,8	844,9	844,9	603,5	348,9	1086,3	1086,3	0,0	0,0	0,0	0,0	25488,132
Потужності ЛЕП		0	11,20433	30,9563	0	0	3,927292	0	24,8343	0	0	0	0	0	0	
Постійні складові витрат		0,000	4834,345	5438,639	0,000	0,000	8460,104	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	24776,020
Змінні складові витрат		0,000	287,437	2468,429	0,000	0,000	61,801	0,000	1765,166	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4582,833
Дисконтовані витрати, тис. грн																29358,853

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (третя ітерація)

У таблиці на рис. 2.5 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.6.

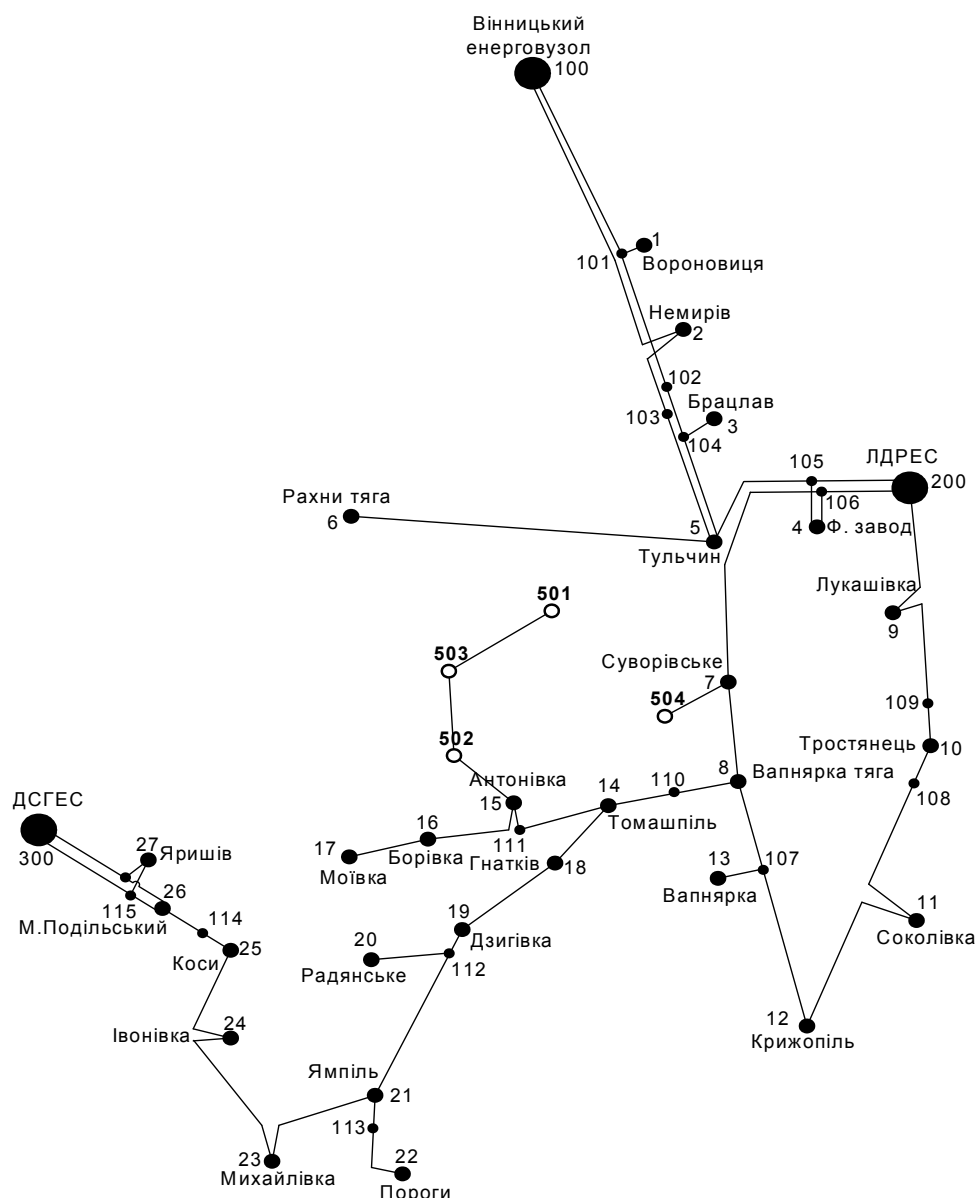


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

Однак дана схема не передбачає зазначену категорію надійності для нових споживачів, тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові лінії електропередач або будувати додаткові лінії для формування замкнутих кіл.

Тому, було вирішено побудувати додаткову лінію електропередач між вузлами 501-504 забезпечивши таким чином живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

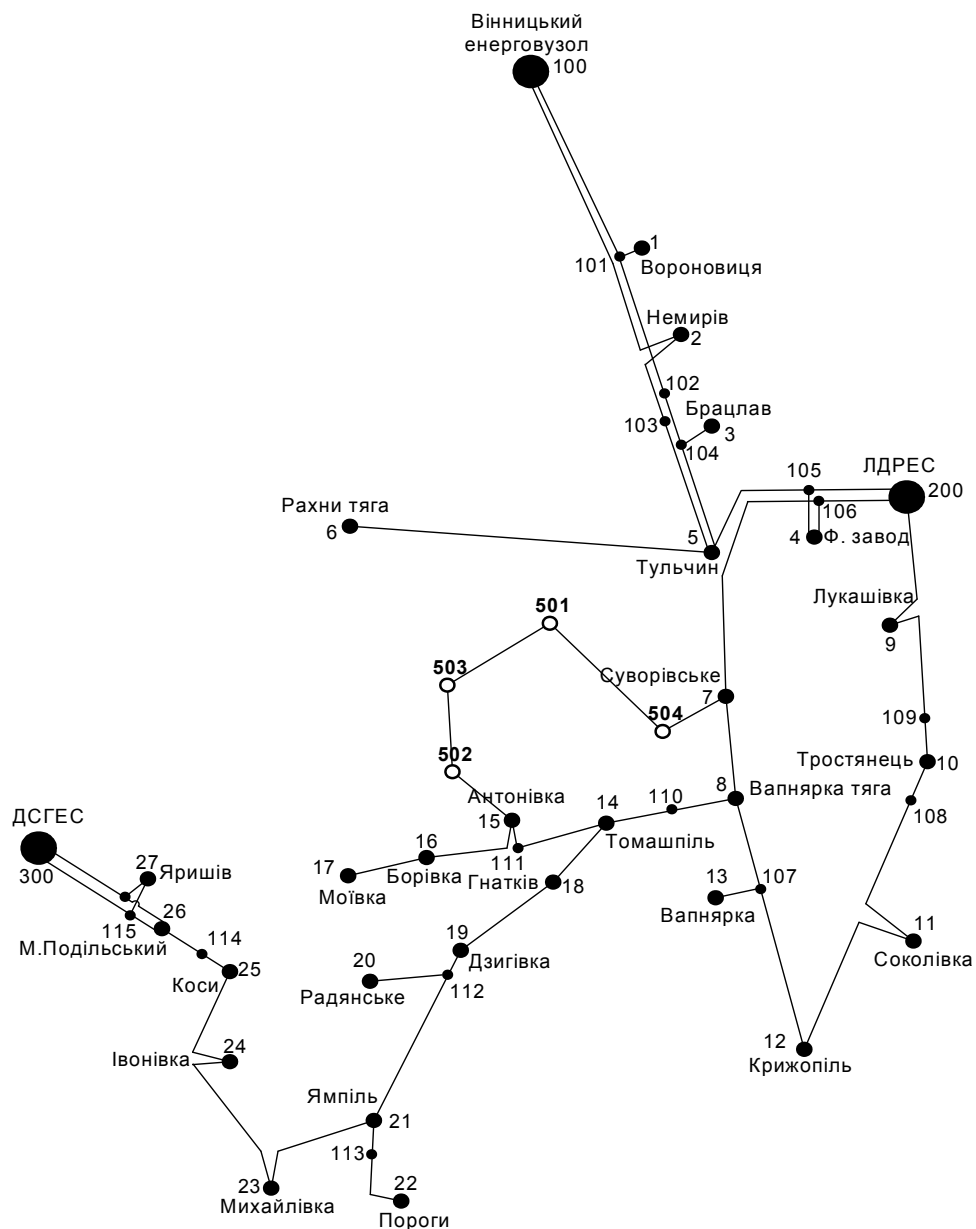


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі забезпечить живленням усіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів I категорії пропонується прокласти додаткову лінію електропередачі 501-504 протяжністю 21,6 км. Це рішення посилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить існуючі ЛЕП.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення оптимізаційних задач в енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку електричних мереж, які потребують врахування фактору часу, поряд з лінійними та нелінійними методами оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування відноситься до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатоетапний процес для функції багатьох змінних. При використанні динамічного програмування операція розбивається на серію послідовних кроків, кожен з яких оптимізує функцію змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності будови електричної мережі

Для схеми електромережі необхідно забезпечити розвиток мереж електропостачання нових навантажень, які будуть введені протягом двох років (вузли 501, 502, 503, 504). Для нашого варіанту приймаємо дві опорні точки живлення: 7 і 15 відносно яких і будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

де B_t – витрати за t період будівництва об'єкта; $E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт скорочення різних часових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$); T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

На першому етапі рухаючись від першого року до останнього визначається умовно оптимальна схему електромережі. Кожен крок вибрано таким чином, щоб сумарні витрати в роки i -му та $(i+1)$ були мінімальні:

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

Тобто витрати на перший рік розраховуються з урахуванням усіх можливих варіантів впровадження. Отриманий таким чином варіант матиме оптимальні дисконтовані витрати.

Однак, оскільки в попередні роки невідомо, якими будуть варіанти на наступний рік, отримане рішення є приблизним і потребує уточнення.

На другому етапі, переходячи від минулого року до першого, уточнюються параметри електричної мережі та шлях її оптимальної побудови за критерієм (3.3).

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

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти a_i і b_i взяті з Excel. Враховуються обмеження щодо максимальної довжини ЛЕП, побудованої протягом року: $L_{\max} \leq 35$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки необхідно забезпечити електропостачання точок 501, 502, 503, 504. Оскільки неможливо ввести більше 35 км ліній за рік, очевидно, що протягом першого року розвитку це можна побудувати ліній лише для одного - двох споживачів, а на другий рік – для двох інших, а на третій рік завершити будівництво.

Варіант №1

1 рік: будуємо одноланцюгові лінії до точок 7-504, 504-501. Отже загальне збільшення довжини ліній електромережі становить:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{7-504} + \Delta L_{504-501} = 9,6 + 21,6 = 31,2 \text{ (км)},$$

який не перевищує обмежень на введення ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної будівельної лінії першого року. Аналогічно виконуються розрахунки для решти варіантів розробки схеми електричної системи протягом першого року. Результати розрахунків представлені в таблиці 3.1.

Другий крок. На другий рік, варіанти живлення формуються з урахуванням розвитку першої сходинки. І так само для кожного варіанту другого року враховується обмеження введеної довжини лінії.

За варіантом 1 на другому році розробки будуємо одноланцюгові лінії 501-503, 503-502. Результати розрахунків представлені в таблиці 3.2.

Крок третій. На третій рік, варіанти електропостачання формуються з урахуванням розвитку на другому етапі. І так само для кожного варіанту третього року враховується обмеження введеної довжини лінії.

За варіантом 1 на третьому році розробки будуюмо одноланцюгову лінію 15-502. Результати розрахунків представлені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
1	1	7-504	9,6	11,2	31,2	17028,38	55312,71	46093,92	46093,92
		504-501	21,6	10,5		38284,326			
	2	15-502	10,8	30,9	22,8	19963,075	41777,32	34814,43	34814,43
		503-502	12	24,8		21814,243			
	3	7-504	9,6	11,2	32,4	17028,38	58805,7	49004,75	49004,75
		503-502	12	24,8		21814,243			
		15-502	10,8	30,9		19963,075			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
2	11	501-503	16,8	3,9	28,8	29632,998	51447,24	35727,25	81821,17
		503-502	12	24,8		21814,243			
	12	15-502	10,8	30,9	22,8	19963,075	41777,32	29012,03	75105,95
		503-502	12	24,8		21814,243			
	13	15-502	10,8	30,9	27,6	19963,075	49596,07	34441,72	80535,64
		501-503	16,8	3,9		29632,998			
	21	7-504	9,6	11,2	31,2	17028,38	55312,71	38411,6	73226,03
		504-501	21,6	10,5		38284,326			
	22	7-504	9,6	11,2	26,4	17028,38	46661,38	32403,73	67218,17
		501-503	16,8	3,9		29632,998			
	23	504-501	21,6	10,5	21,6	38284,326	38284,33	26586,34	61400,77
	31	501-503	16,8	3,9	16,8	29632,998	29633	20578,47	69583,22
	32	504-501	21,6	10,5	21,6	38284,326	38284,33	26586,34	75591,09

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
3	111	15-502	10,8	30,9	10,8	19963,075	19963,08	11552,71	93373,88
	121	501-503	16,8	3,9	16,8	29632,998	29633	17148,73	92254,67

131	503-502	12	24,8	12	21814,243	21814,24	12623,98	93159,62
211	501-503	16,8	3,9	16,8	29632,998	29633	17148,73	90374,76
221	504-501	21,6	10,5	21,6	38284,326	38284,33	22155,28	89373,45
231	7-504	9,6	11,2	26,4	17028,38	46661,38	32403,73	93804,5
	501-503	16,8	3,9		29632,998			
311	504-501	21,6	10,5	21,6	38284,326	38284,33	22155,28	91738,5
321	501-503	16,8	3,9	16,8	29632,998	29633	17148,73	92739,81

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електромережі

Відповідно до B_{Σ} з таблиці 3.2 обрано варіант розробки з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 221. Після уточнення розподілу потоку та вартості будівництва ліній електропередачі за рік змінилося значення критерії оптимальності.

Для варіанту 221 підключення підстанцій 501, 502, 503, 504 призводить до зміни потоків енергії, в лініях електропередачі, побудованих в перший і другий рік. Тому необхідно вказати витрати для всіх оптимальних варіантів, які наведені в таблиці 3.2.

Дана схема задовольняє вимогам надійності до споживачів, а потужності що протікають по ній відповідають економічній роботі ліній електропередач.

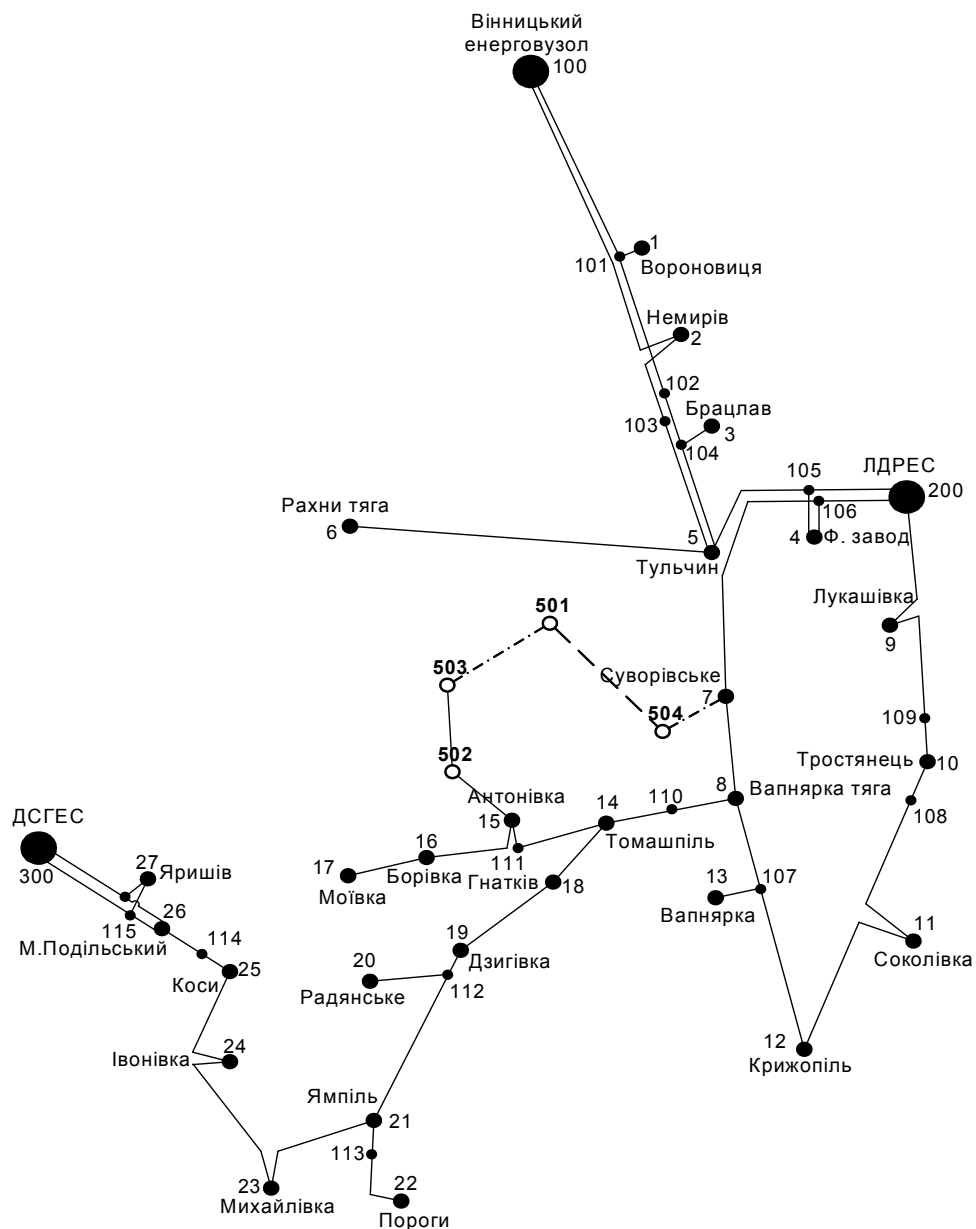


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр}7-504} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{33.63}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 185.34 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-15} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6.605}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 36.402 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}504-501} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{20.716}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 114.167 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{24.172}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 133.211 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{1.169}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 6.444 \text{ (A)}.$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6200$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

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

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

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

1й – розрив лінії 7-504;

2й – розрив лінії 7-504 та відсутня генерація на СЕС (501);

3й – розрив лінії 15-502;

4й – розрив лінії 15-502 та відсутня генерація на СЕС (501);

5й – розрив лінії 504-501;

6й – розрив лінії 501-503;

7й – розрив лінії 503-502.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па7} , А	І _{па} ,А max	І _{па} Доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
7-504	0	0	225,6	245.6	69.9	49.6	185.3	246.7	390	185.3	АС-240/39

15-502	226.1	246.7	0	0	151.9	172.5	37.6			36.4	АС-240/39
504-501	70.3	70.3	154.3	173.8	0	21.7	114.9			114.2	АС-240/39
501-503	51.1	69.9	171.6	171.6	21.6	0	133.4			133.2	АС-240/39
503-502	185.2	204.9	37.6	37.6	113.4	133.4	0			6.4	АС-240/39

Відповідно до ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати кабелем АС 240/39.

Після порівняння отриманих результатів значень струму в аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС 240/39, було прийнято рішення використати кабель АС 240/39, так як він повністю відповідає вимогам нормативних документів.

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Проект не містить детального аналізу можливості систематичного перевантаження трансформаторного обладнання редукторних станцій у нормальних режимах з урахуванням фактичної програми та початкового коефіцієнта навантаження та температури навколишнього середовища. Тому згідно з практикою проектування потужність перетворювальних пристроїв редукційних станцій може бути обрана з допустимих перевантажень в після аварійному режимі на рівні 40% для сумарного максимального добового навантаження тривалістю не більше 6 годин і не більше 5 діб.

Трансформатори підбираються за такими критеріями:

1. Якщо в навантаженні підстанції присутні споживачі 1 категорії, кількість встановлених трансформаторів має бути не менше двох.

2. На підстанціях, що постачають електроенергію споживачам 2 і 3 категорії, допускається встановлення першого трансформатора за умови централізованого резерву пересувних трансформаторів на ділянці мережі та можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

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

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{3,4}{2 \cdot 0,86} = 2,429 \text{ МВА.}$$

У наведеному діапазоні виберемо два звичайних двохфазних трансформатора номінальною потужністю 6.3 МВА.

Також встановлюємо два трансформатори У вузлах 502, 503 відповідно.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
501	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
502	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
503	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
504	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

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

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{3.4}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.54 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{20.805}{(2-1) \cdot 16} = 1.3 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{5.955}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.945 \leq 1.4$$

$$K_{з4.па} = \frac{11.023}{(2-1) \cdot 10} = 1.102 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження становить ≤ 1.4 , що відповідає технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що застосовані силові трансформатори можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, а й прогнозувати зміни енергоспоживання. Вибір трансформаторів для решти підстанцій проводився аналогічно, результати представлені в таблиці 4.1.

РОЗДІЛ 5

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, функції та розташування підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

З огляду на функцій ПС в електричній мережі, електричне коло повинно:

- забезпечення надійного електропостачання приєднаних споживачів у штатному, відновлювальному та післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання енергоприймачів з урахуванням наявності автономних резервних джерел живлення;
- забезпечити надійність передачі електричної енергії енергосистемою в штатному, відновлювальному та післяаварійному режимах відповідно до її значення на даній ділянці мережі;
- враховувати поетапність розвиток ПС, динаміку зміни навантаження на мережу тощо. Принцип поетапності розвитку ПС та його головну схему слід дотримуватися, виходячи з максимально простого та економічного розвитку ПС без істотної реконструкції роботи діючих об'єктів та з мінімальним скороченням відпуску електроенергії споживачам;
- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для новозбудованих електростанцій напругою від 6 кВ до 750 кВ необхідно виконувати переважно електричні схеми РУ, які вказані в таблицях: 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих ланцюгів комутаційними елементами та насичення їх додатковими елементами, що сприяють підвищенню експлуатаційної надійності та безпеки експлуатації електричної установки, повинно здійснюватися згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електростанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Оскільки на підстанціях 501, 502, 503 та 504 встановлено по 2 трансформатори, і кількість ліній, що доходять до підстанції дорівнює двом, схема 110-3 – Міст з вимикачами на трансформаторних колах і ремонтною перемичкою з боку трансформатора (рис 5.1).

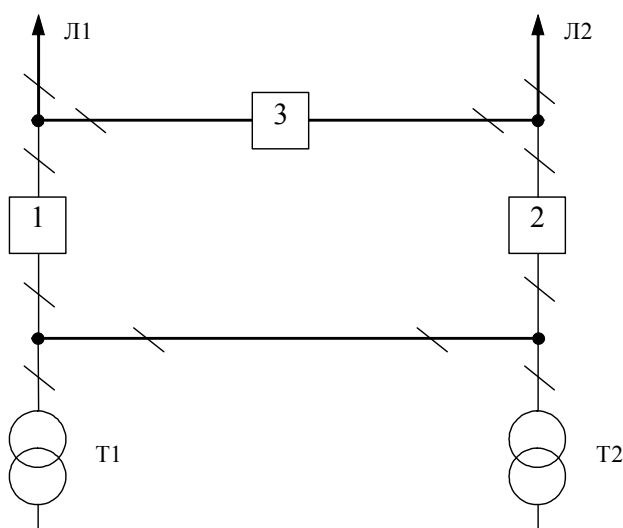


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504

Така схема може забезпечити передачу електроенергії в разі виходу з ладу, або вилучення одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції в ремонт.

5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції

Підстанція «Суворівське» обрана одним із джерел електропостачання для забезпечення нових споживачів. Тому після реконструкції конкретна підстанція буде переобладнана з живильної на вторинну підстанцію. В щитовій 110 кВ підстанція «Суворівське» (вузол 7) існуюча схема не є задовільною, тому пропонується її перебудувати. Рекомендовано заміну існуючої схеми розподільного пристрою 110 кВ на схему «Система шин секційної з вимикачем односторонньої дії» та заміну існуючих вимикачів на роз'єднувачі на вимикачі.

Тому, для вказаної підстанції була прийнята схема розподільчого пристрою 110 кВ 110-5 – робоча шина, розділена вимикачем (рис 5.2).

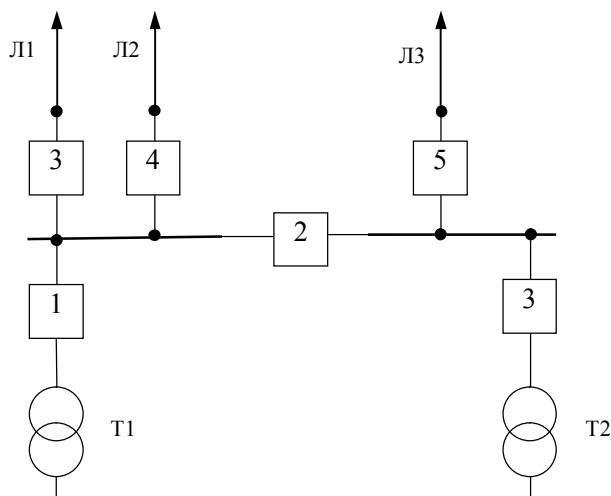


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Антонівка (вузол 15) прийнята як одним із вузлів електропостачання нових споживачів, як місце приєднання кабелів АС-120 та АС-150 лінії «Томашпіль - Борівка» (див. типову схему)[3], тому пропонується встановити там замість опори анкерної гілки. Це дозволить не будувати проміжний розподільний пристрій і заощадити кошти на подальшому облаштуванні та експлуатації додаткового обладнання. Таке рішення не призведе до погіршення надійності та вибіркості релейного захисту ЛЕП «Томашпіль - Борівка» оскільки розміщення вузлів захисту ЛЕП на ПС «Нова-1» забезпечить обмеження зони захисту та її резервування.

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності щитових схем (РП) передбачає визначення математичних сподівань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що вмикаються в РП, і розбиття РП на електрично незалежні частини, а також тривалості вимушеного простою елементи що відключені або працюють з відривом від РП через несправність обох перемикачів РП, і самих

комутаційних елементів у нормальному та ремонтному режимі РП. Буде представлено розрахунок схеми шунтуючої підстанції «Суворівське» (вузол 7).

Показники надійності визначаються формалізованим методом В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунків є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП і комутаційних елементів в РП, ω_i (1/рік), час заміни вимикачів T_B (год.), частота m (1/рік), і тривалість плановий ремонт T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення пошкодженого вимикача, T_0 (год.), і час відключення (включення) роз'єднувача T_r (год.) [3, табл. 6.2].

Розрахунки виконуються у вигляді табл. 5.1, де в лівій колонці наведені складові та наслідки відмови, що розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються і відповідні їм коефіцієнти режиму роботи РП – K_j .

Номер 0 присвоєно нормальному режиму роботи РП; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

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

Для кожної комбінації i, j оцінюються наслідки відмов i -го елементу в j -му режимі, тобто які елементи будуть відключені. Потім розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад:

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

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

$$T_{B2;\Pi 1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{\Pi 1}),$$

де $T_{\Pi 1} = 23$ год;

Тоді:

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

Використовуючи програму «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми із заданою конфігурацією, отримаємо таку розрахункову таблицю (табл. 5.1).

Після оцінки наслідків виходу з ладу елементів схеми розподільчого пристрою можна створити перевірку характеристик надійності схеми підстанції. Вибірка врахувала лише наслідки відмов, які призвели до знеструмлення споживачів (табл. 5.2).

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 16)

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтусмі вимикаччі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23

			D(AT2,Л2)-40		Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40	Л2, AT2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23		Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23	Л3,Л2, Л1,AT2, AT1-23
			Л1-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40		Л3, Л1, D(AT1, AT2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(AT1, AT2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23		Л3,Л2, Л1,AT2, AT1-23
			Л3-40	Л3 D(AT1,Л1), D(AT2,Л2)-40	G2,G1, D(W1,W2)-40		Л3,Л2, D (AT1AT2,Л1) - 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, AT2 – 23	Л2, AT2-23	Л2,Л1, AT2, D(AT1,Л3) – 23	Л3,Л2,AT2, D(AT1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, AT2-40	Л2,Л1,D(AT1, AT2, Л3) - 40	Л3, Л2, D(AT1, AT2, Л1) - 40	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,Л2,Л1, AT2, AT1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, AT2, D(AT1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(AT1, AT2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

Імовірність відключення окремого підключення можна визначити як суму ймовірностей, розрахованих для різних подій, які призвели до цього.

Для розрахунку збитку від відключення електроенергії (5.5), необхідно розрахувати обсяг електроенергії протягом року (5.6) та відключення електроенергії (5.7).

Питомі збитки, від відключення електроенергії для споживачів становлять ($Z_0 = 495$ грн./кВт·год.);

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

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

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

Маємо:

$$W_{\text{РІК}} = 6200 \cdot 33,1 = 205\,220 \text{ (МВт·год)}$$

$$\Delta W_{\text{НД}} = 205\,220 \cdot 0,0003 = 61,57 \text{ (МВт·год)}$$

$$M_{\text{ЗБ}} = 61,57 \cdot 495 = 30\,475,17 \text{ (тис. грн)}$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{РІК} , МВт·год	ΔW _{НД} , МВт·год	M _{ЗБ} , грн.
205 220	61,57	30 475, 17

За розрахунками можна сказати, що схема забезпечує відносно низький рівень втрат, а також забезпечує надійне електропостачання нових споживачів. При цьому така схема не вимагає дорогої реконструкції, а тому дає можливість здешевити бажану конструкцію.

РОЗДІЛ 6

ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Централізовані джерела електроенергії в будь-який момент часу повинні постачати в мережу стільки електроенергії, скільки в даний момент споживається всіма приймачами з урахуванням втрат при передачі. На цій основі баланс активних потужностей на постійній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 501, 502, 503, 504 буде записаний наступним чином:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 33,1 + 0,05 \cdot 33,1 = 31,445 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах дослідної підстанції; $\sum P_{\text{ні}}$ – повна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{М}} = 0,05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$; $K = 0,9$ – максимальний коефіцієнт одночасного навантаження

Реактивна енергія, зібрана з випущеної електроенергії з додаванням економічної потужності:

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

$$Q_{\Gamma} = 31,445 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 31,445 \cdot 0,34 = 10,691 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на рейках живильної підстанції з розрахунку економічної ефективності експлуатації.

Реактивна потужність, споживана в усьому районі, визначається сумою відповідних навантажень в окремих точках з урахуванням коефіцієнта одночасності реактивних навантажень приблизно рівного 0.95.

Розрахунок вироблення реактивної потужності ділянки ЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 7-504

$$Q_{\text{ЛЕП7-504}} = 100,7^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 9,6) = 0,277 \text{ (МВАр)}.$$

Решта відрізків розраховуються аналогічно. Загальна реактивна потужність, вироблена дорогою становить:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,277 + 0,606 + 0,459 + 0,328 + 0,296 = 1,996 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 18,21 = 17,299 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 17,299 = 1,73 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 17,299 + 1,73 - 10,691 - 1,996 = 6,372 \text{ (МВАр)}.$$

Порівнюючи сумарну потужність споживачів яка становить 33,1 МВАр, з потужністю джерел живлення, яка становить 18,21 МВАр, можна зробити висновок про можливість встановлення компенсаційних пристроїв УКРЛ56-10,5-6750-450 УЗ на 6750 КВАр при вузол з найменшою напругою, тобто у вузлі 504.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунки усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) виконуються за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign”. Даний програмний комплекс дозволяє розрахувати усталений режим ввідної електричної мережі 110/35/10 кВ за наданою інформацією про відгалуження (довжина, марка кабелю) і вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип).

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за цією програмою є потужності і втрати електроенергії в даній електричній мережі. Але при цьому програма також розраховує усталений режим електромережі – надається інформація про значення напруг у вузлах електромережі і струмів у її гілках.

Результати стаціонарних розрахунків вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в Додатку А у вигляді трьох таблиць: загальні результати розрахунків втрат електричної енергії, результати розрахунків по лініях і вузлах .

Файл вхідних даних для розробки представлений у Додатку В.

Результати, отримані за стаціонарними розрахунками електричної мережі 110/35/10 кВ після розширення, представлені в Додатку В.

У подальшому розраховуються максимальний(стабільний), мінімальний навантаження та післяаварійний режими роботи мережі.

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. У мініальному режимі рівень напруги у вузлах балансу приймається рівним 100 кВ.

Післяаварійний режим: режим роботи електричної системи, який дозволяє планомірно зменшити навантаження деяких приймачів з метою підтримки належної надійності та якості електропостачання тієї частини споживачів, яка

залишилися в роботі. Вважючи що рівень напруги у вузлах балансування дорівнює 110 кВ.

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

Вихідні дані та результати розрахунків мінімального та післяаварійного режимів електромережі після монтажу наведені в Додатках В та Г відповідно.

7.4. Регулювання напруги у мережі

Споживачі можуть ефективно працювати лише за стандартизованих значень частоти та напруги, які є показниками якості електроенергії. Основним завданням підтримки напруги в електромережах є забезпечення необхідних показників якості електроенергії. У розподільних мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в електростанціях за допомогою трансформаторів з перемикачами РПН.

Регулювання напруги здійснюється для забезпечення стандартних відхилень напруги на шинах вторинної напруги підстанцій.

Значення напруг у верхньому та нижньому вузлах без регулювання РПН (табл. 7.1).

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	93,38	87,41	104,93
502	91,97	85,87	103,70
503	92,02	85,94	103,37
504	94,99	89,16	106,32

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
501	8,93	8,36	10,04
502	8,80	8,21	9,92
503	8,80	8,22	9,92
504	9,09	8,53	10,17

У шинах високої напруги рівні напруги визначаються виходячи з параметрів існуючої мережі і встановлюються в результаті розрахунку режиму максимального навантаження (додаток Б).

Фактичний рівень напруги на вузлі:

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

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

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

де U_{BH} – розрахункове значення рівня робочої напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходимо з умови забезпечення необхідної напруги на НН стороні ТП U_{HH6} (приймаємо U_{HH6} рівним 10.5 кВ, для компенсації падіння напруги в мережах 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}}. \quad (7.3)$$

Далі ми визначаємо фактичний коефіцієнт витків і кількість відпаювань на основі контрольних меж і номінального коефіцієнта витків.

Усі трансформатори, які використовуються в мережі, характеризуються напругою на боці високої напруги 115 кВ, і на боці низької напруги – 10,5 кВ, і контрольними межами $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок ефективного коефіцієнта трансформації здійснюється за формулою:

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

З урахуванням меж регулювання кожний наступний ефективний коефіцієнт трансформації, що відповідає черговій кількості відпаювань, дорівнюватиме добутку коефіцієнта трансформації розрахованого $K_{\text{Тд}}$ за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає числу відпаювань.

За формулою (7.2) розраховуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН на ПС 501.

$$\Delta U_{\text{Т501}} = \frac{((3,93) \cdot (14,7 / 2)) + ((0) \cdot (220,4 / 2))}{99,21} = 0,291 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т501б}} = \frac{99,21 + 0,291}{10,5} = 9,476$$

Ближче згідно таблиці 7.3 ефективний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т501д}} = 9,514$, що відповідає розпаюванню 15.

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

$$U_{\text{НН501д}} = \frac{99,21 + 0,291}{9,476} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K _{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

Виконуємо аналогічні обчислення для решти нових вузлів споживачів на діаграмі та занесемо їх у таблицю 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	0,291	9,476	10,5	15	9,514	0,098
502	3,994	9,704	10,5	13	9,827	0,096
503	5,639	9,865	10,5	12	9,984	0,096
504	4,687	10,037	10,5	11	10,141	0,093

Після розробки заходів регулювання напруги на приймальних підстанціях виконуємо розрахунок режиму максимального ЕМ навантаження та введемо потрібні коефіцієнти трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток Д). За отриманими результатами можна зробити висновок, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, що відповідає нормам показників якості ЕЕ.

РОЗДІЛ 8

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

У попередніх розділах були проведені розрахунки для вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору основних схем вузлових і приймальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій і електричних мереж, аналізу режиму максимального навантаження і розробити заходи щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. У результаті цих заходів було зібрано достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електромережі в цілому.

Нині для оцінки економічної ефективності проекту в енергетиці використовується показник рентабельності інвестицій, який враховуючи, що проект передбачає будівництво енергетичних об'єктів протягом трьох років, набуває вигляду:

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

де K_t – капітальні інвестиції в році t , тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток за депозитами (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному році $t+1$ відносно року t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року задаються 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 від обороту), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – частка витрат на реалізацію електроенергії, що відноситься до електричної мережі (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$

[2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, за рахунок будівництва об'єкта мережі, МВт·год; B – додаткові річні витрати на експлуатацію мережі (вартість передачі електроенергії), тис.грн.

Річні 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 лінією i , МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (вважається рівною існуючій напрузі мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір другого проводу ЛЕП i , Ом/км; τ – максимальний час втрат (3633 год); ΔL_i – довжина лінії i , км.

Цей розрахунок можна замінити програмою «ВТРАТИ», тобто, використовувати схему до i на кожному етапі (рік) її розробки. Порівнявши отримані дані, знайдемо $\Delta W_{t..}$ для кожного етапу зміни

Одноразові інвестиційні виплати складаються з двох елементів:

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

де $K_{П/СТ}$ – одночасні інвестиції на будівництво підстанцій, тис.грн.;

$K_{ЛЕП}$ – одноразові інвестиції на будівництво ліній електропередач, тис.грн.

Збільшення навантаження, яке було визначено в результаті розрахунків на основі прогнозу навантаження на наступний період, не призвело до необхідності збільшення потужності трансформаторів.

Відповідно до остаточного варіанту розвитку електромережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

У перший рік:

- будівництво ЛЕП: Антонівка (вузол 15)-502, 503-502;
- будівництво приймальних підстанції 110/10 кВ в точках 502, 503.

На другому році:

- будівництво ЛЕП: Суворівське (вузол 7)-504, 501-503;
- будівництво приймальних підстанції 110/10 кВ у пунктах 501, 504;
- будівництво опори відгалуження на ПЛ "Томашпіль-Борівка" (вузол 15).

У третій рік:

- будівництво ЛЕП: 504-501;
- розширення підстанції Суворівське (вузол 7).

Зведені капітальні витрати на розвиток електромережі представлені в таблиці 8.1–8.2.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			58 177,167						

Таблиця 8.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7,0	2830,513	48,3
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			646,47	4874,011	146,03	151,62	17	5845,329	112,5
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			46 084,29						

У підсумку зведені інвестиції на розвиток електромережі за перший рік становлять 104 261,46 тис. грн.,

Консолідовані інвестиційні витрати на розвиток електричної мережі на другий рік представлені в таблиці. 8.3.-8.5.

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

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального								

	користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7,0	2830,513	48,3
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			646,47	4874,011	146,03	151,62	17	5845,329	112,5
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Таблиця 8.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Томашпіль-Борівка" (вузол 15):

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

Підсумовуючи, консолідовані інвестиції на розвиток електромережі за другий рік становлять 97 724,77 тис. грн.,

Зведені капітальні витрати на розвиток електромережі в третій рік представлені у таблиці 8.6.

Таблиця 8.6 – Вартість реконструкції підстанції Суворівське (вузол 7):

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

Інвестиційні витрати на будівництво ліній електропередачі визначаються за формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 22,8 = 26\,387,21 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 26,4 = 30\,553,61 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 21,6 = 24\,998,41 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні інвестиційні витрати K :

$$K_1 = 104\,261,46 + 26\,387,21 = 130\,648,66 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 97\,724,77 + 30\,553,61 = 128\,278,38 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 4\,276,998 + 24\,998,41 = 29\,275,41 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні інвестиції на використання мережі обраховуються за формулою:

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

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування капітальних витрат на утримання та ремонт лінії, тис.грн; $B_{\text{П}}$ – відрахування капітальних витрат на утримання та ремонт підстанцій, тис.грн; $\Delta W_{\text{т}}$ – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на утримання та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на утримання та ремонт підстанцій:

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

де $P_{\text{П}}\%$ – річна норма відрахувань на ремонт і технічне обслуговування електроустаткування підстанцій (3,0%).

Отже, згідно з формулами (8.9-8.10) маємо:

$$B_{\text{Л1}} = (26\,387,21 \cdot 0,3)/100 = 79,16 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (30\,553,61 \cdot 0,3)/100 = 91,66 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{ЛЗ} = (24\,998,41 \cdot 0,3)/100 = 75 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (104\,261,46 \cdot 3)/100 = 3\,127,84 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (97\,724,77 \cdot 3)/100 = 2\,931,74 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{ПЗ} = (4\,276,998 \cdot 3)/100 = 128,31 \text{ (тис.грн.)};$$

За результатами розрахунків режиму максимального режиму навантажень ЕМ після впровадження його поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії за роками наведена в таблиці 8.7:

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: 15-502, 502-503 П/ст: 502, 503	5 480	20	5 500
2	ЛЕП: 7-504, 503-501 П/ст: 501, 504, 15	4 770	10	5 770
3	ЛЕП: 501-504 П/ст: 7	3 760	-	3 800

Щорічні втрати було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 79,16 + 3\,127,84 + 5\,500 \cdot 1,65 = 12\,282,01 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 91,66 + 2\,931,74 + 5\,770 \cdot 1,65 = 12\,543,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 75 + 128,31 + 3\,800 \cdot 1,65 = 3\,387,81 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткове надходження електроенергії в електромережу за рахунок її розширення визначається як сумарне річне споживання електроенергії додатково підключеними споживачами. Де за роки розвитку:

$$W_1 = 167586 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

$$W_2 = 74156 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

$$W_3 = 0 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 167586 - 12282,01 = 20900,02 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 74156 - 12543,9 = 218,98 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - 3387,81 = -3387,81 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність всього проекту розробки визначається наступним чином (8.1):

$$E'_a = \frac{20900,02 / (1 + 0,2) + 2138,98 / (1 + 0,2)^2 + (-3387,81) / (1 + 0,2)^3}{130648,66 / (1 + 0,2) + 128278,38 / (1 + 0,2)^2 + 29275,41 / (1 + 0,2)^3} = 0,08$$

Термін окупності проекту буде визначатися наступним способом:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,08 = 12,7 \text{ років}.$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,1
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6 200

Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	149 930
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	288 202,45
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	12,7
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	7,66
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,62
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	3 800
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	25 630

З отриманих даних можна зробити висновок, що мережа є економічно вигідною, і що її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових приймачів. Рентабельність проекту розвитку в основному задовільна, оскільки близька до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток за депозитами (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Умови повернення інвестицій (12,7) підтверджують ефективність.

РОЗДІЛ 9

КРИТЕРІЇ ТА ЗАХИСТ ЛІНІЙ ВІД БЛИСКАВКИ

Імовірність грозового відключення лінії залежить від багатьох причин: інтенсивності грозової активності на ділянках уздовж траси лінії, номінальної напруги мережі, її конструкції, матеріалу опор тощо. зазвичай збільшується її довжина, висота опор, а отже, збільшується ймовірність попадання блискавки в лінію, тому на лініях електропередач вищих класів напруги, як правило, навішують блискавкозахист з малим захисним кутом. металеві та залізобетонні опори, що забезпечує низьку ймовірність пошкодження фазних провідників лінії блискавкою, а відповідно малий опір заземлення опори від перенапруг знижує ймовірність зворотного накладення опори на провідник під час удару блискавки в опору або кабелі поблизу підтримка.

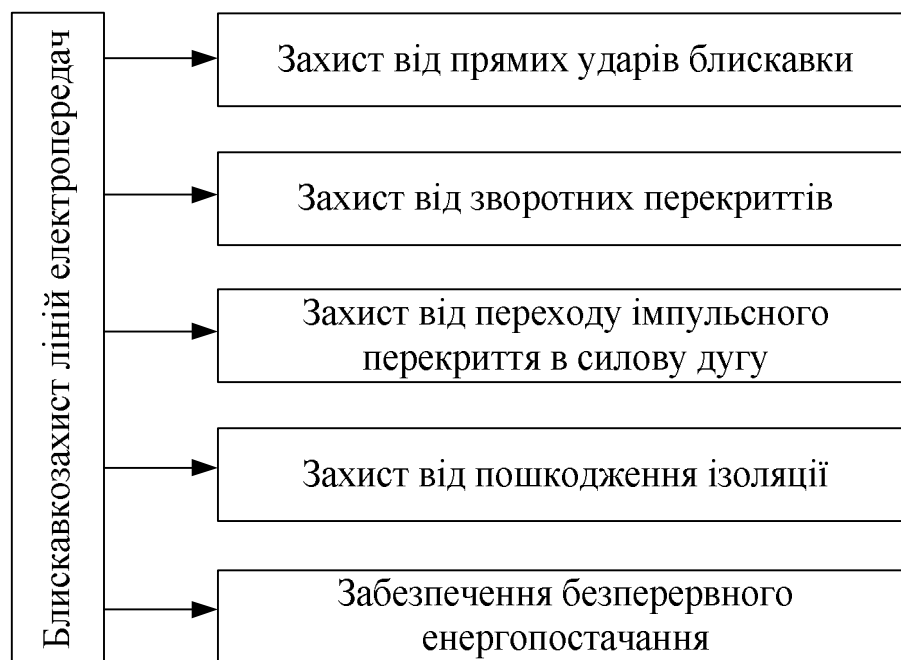


Рисунок 10.1 – Класифікація задач блискавкозахисту ліній електропередач.

У деяких випадках лінії електропередач будують на дерев'яних стовпах. блискавкопровід на таких лініях не підвішений, тому майже всі удари блискавки в лінії потрапляють у фазні провідники. При цьому необхідний рівень

блискавкозахисту лінії забезпечує низьку ймовірність переходу імпульсного міжфазного перекриття ізоляції в дугопроникне, що пов'язано з високою швидкістю відновлення електричної міцності розриву.

На лініях середньої напруги класів 6-35 кВ, які працюють в системі з ізолюваною нейтраллю, часто застосовують металеві або залізобетонні опори. Застосування блискавкозахисту на таких лініях є недоцільним, оскільки через низьку електричну міцність ізоляції лінії майже кожен удар блискавки в кабель призводить до зворотного перекриття кабелю на провідник. Тому найефективнішими заходами забезпечення грозостійкості таких ліній можна вважати застосування автоматичного перевмикання лінії (цей захід є резервним для ліній електропередачі вищих класів напруги) та дугогасної котушки, які зменшують разову -фазний струм замикання на землю і збільшення ймовірності мимовільного згасання дуги.

Для порівняння ефективності різних заходів блискавкозахисту для ліній електропередач використовується ряд критеріїв.

Рівень грозостійкості. Під «рівнем захищеності від блискавки» мається на увазі найвищий розрахунковий струм IBL в добре заземленому об'єкті, який генерується в результаті прямого удару блискавки типової форми (наприклад, 2 мкс), при якому ізоляція лінії ще не покрита. Змінюючи рівень блискавкозахисту, можна оцінити вплив окремого параметра в схемі (наприклад, опору заземлення опори) на опір лінії блискавки.

Крива небезпечних струмів блискавки. Коли блискавка вдаряє у верхню частину опори або кабелю поблизу опори, слід враховувати кілька параметрів, наприклад, опір землі та індуктивність опори. При цьому напруга на гірлянді ізоляторів буде залежати не тільки від амплітуди IBL , а й від крутизни $I'BL$ струму блискавки. Співвідношення між небезпечними комбінаціями IBL і $I'BL$ показано кривими небезпечних струмів. Ця залежність, на відміну від рівня блискавкозахисту, дозволяє оцінити вплив не однієї, а двох лінійних характеристик (наприклад, опору заземлення та індуктивності підкладки) на надійність блискавкозахисту.

Показник надійності блискавкозахисту. За допомогою показника надійності блискавкозахисту можна наближено оцінити кількість років безвідмовної роботи τ , тобто величину, обернену математичному значенню очікуваної кількості відключень лінії на рік $= 1/\tau \sum n$.

Показник $n\sum$ дозволяє порівняти ефективність різних заходів і схем блискавкозахисту (наприклад, блискавкозахист різних типів ліній на різних опорах, з кабелями та без них, вплив ефективності автоматичного перемикачів).

10.1 Число відключень повітряної лінії під час удару блискавки у фазні проводи

Ефективність блискавкозахисту визначається окремо для розрахованих таким чином випадків пошкодження лінії

- 1) удар блискавки в провід з подальшим накладанням дроту на опору або між дротами;
- 2) удар блискавки вгору по кронштейну з подальшим перекриттям від скоби до дроту;
- 3) удару блискавки в кабель з наступним накладанням кабелю на провідник або на землю;
- 4) удар блискавки поблизу лінії електропередач, що супроводжується появою перекриття через наведені перенапруги.

10.2 Застосування сучасних засобів для грозозахисту ПЛЕП

10.2.1 Сучасний грозозахист розподільчих повітряних ліній 6, 10 кВ довго-іскровими розрядниками (РДІ)

Аналіз досвіду експлуатації розподільчих електричних мереж показує, що їх надійність нижча, ніж у мереж вищих класів напруги. Пошкодження в розподільних мережах становлять значну частину збитків, пов'язаних з перервами в електропостачанні споживачів.

Однією з основних причин аварій та пошкоджень повітряних ліній електропостачання (ПЛ) таких класів напруги є грозові перенапруги, що

спричиняють імпульсні перекриття та руйнування ізоляторів, і супроводжуються дуговими замиканнями, із відповідним пошкодженням обладнання та відімкненням ліній [11].

Аварійні відімкнення ПЛ 6, 10 кВ через грозові перенапруги становлять до 40% від загальної кількості їх відключень. Через низьку імпульсну міцність, ізоляція розподільних мереж схильна до перекриття як від перенапруги під час прямих розрядів блискавки, так і від індукованих перенапруги при розрядах блискавки поблизу лінії. Останні є основною причиною грозових вимкнень і пошкоджень обладнання мереж 6, 10 кВ, становлячи в деяких випадках до 90%, а за проходження траси ПЛ у лісному масиві і до 100% від їх загальної кількості.

Отже, надійність електропостачання споживачів багато в чому залежить від ефективності грозозахисних заходів на таких лініях. Чинні сьогодні норми не передбачають спеціального захисту від грозових перенапруг ПЛ з неізольованими проводами напругою до 20 кВ, за винятком випадків захисту окремих точок ПЛ з ослабленою ізоляцією або з підвищеними вимогами до надійності. У цих місцях передбачається установка обмежувачів перенапруги нелінійних (ОПН), а також за наявності автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) іскрових проміжків [11].

Наявний досвід застосування розрядників та незначний досвід застосування ОПН для захисту ПЛ від грозових перенапруг, а також теоретичні дослідження показують, що їх технічні можливості не достатні для надійного захисту повітряних ліній від наслідків грозових розрядів. Іскрові ж повітряні проміжки призводять тільки до збільшення кількості відключень ПЛ, оскільки не здатні гасити дугу, яка виникає після перекриття.

Єдиним засобом, який, хоча і не захищає безпосередньо від грозових впливів, але зменшує наслідки, слугує АПВ, ефективність якого для розподільних мереж становить не більше ніж 50 %. Оскільки АПВ негативно впливає на комутуюче і високовольтне обладнання, його застосовують далеко не скрізь. Такий об'єктивний стан проблеми грозозахисту розподільних ПЛ змушував визнати неминучість їх грозових аварійних відключень і пошкоджень. До того ж здійснювана в останні роки в нашій країні технічна політика, спрямована на застосування на розподільних ПЛ захищених проводів, істотно сприяла

необхідності вироблення та прийняття нових прогресивних технічних рішень у галузі блискавкозахисту. Повітряні лінії із захищеними проводами (ПЛЗ) мають відчутні експлуатаційно-технічні переваги перед ПЛ з неізолюваними проводами за рахунок меншої пошкоджуваності, менших габаритів, надійності електропостачання споживачів, безпеки. Та ПЛЗ вимагають спеціального вирішення проблеми їх грозозахисту [11].

Особливістю проблеми грозозахисту ПЛЗ є те, що за відсутності спеціальних заходів під час грозового перекриття ізолятора лінії, дуга промислової частоти не має можливості переміщуватися по дроту і горить у місці пробією ізоляції до моменту відімкнення лінії. Це може призвести до випалу ізоляції проводу, ізолятора лінії, а в разі великих струмів коротких замикань (К.З.) – до перепалення проводу. Оскільки на лінії з неізолюваними проводами дуга під впливом електродинамічних сил здатна переміщатися одним зі своїх кінців уздовж проводу, фактор пошкодження проводу внаслідок теплового впливу дуги був незначним і ніяк не впливав на концепцію грозозахисту ПЛ, у разі ж ПЛЗ запобігання перепалення проводу стає головною умовою, що визначає необхідність обов'язкового застосування тих чи інших грозозахисних заходів [11].

Найпрогресивніші рішення в галузі грозозахисту повітряних ліній, відомі у світовій практиці, пов'язані із застосуванням ОПН. Значного поширення для грозозахисту ПЛЗ ОПН набули в Японії, де на розподільчих ПЛ застосовуються тільки захищені проводи і діють жорсткі вимоги щодо надійності електропостачання споживачів. Встановлення ОПН, розрахованих на струм блискавки 2,5 кА, паралельно кожному ізолятору ПЛЗ з підключенням їх до проводу через іскровий проміжок не тільки ефективно запобігає дуговим замиканням, але й відімкненню лінії під час індукованих перенапруг. Але за прямого розряду блискавки в провід вони пошкоджуються і підлягають заміні.

Оскільки первинний досвід будівництва ПЛЗ в Україні був заснований на використанні того типу захищених проводів, які до цього довгі роки застосовувалися у Фінляндії, то і супутні технології, які забезпечували їх впровадження, були запозичені звідти ж. Зокрема і система захисту, призначена для запобігання перепалення проводів під час грозових перенапруг.

Сенс дії цієї системи за ідеальної реалізації повинен полягати в такому. Встановлювані на всі три проводи поблизу ізоляторів дуго захисні «роги» разом із спіральною арматурою, які повинні забезпечувати відвід від кожного з проводів палаючої після грозового перекриття дуги і сприяти переходу можливих однофазних дугових замикань, щонайменше, в двофазні. Отже, проводи повинні захищатися від перепалення за рахунок обгорання «рогів» і за рахунок того, що гарантується гасіння дуги після відімкнення лінії [11].

Ця умовно звана «фінська» система дуго захисту має істотні недоліки. Перешкоджаючи перегоранню проводів, вона не захищає ізоляцію від перенапруг і не виключає можливості виникнення коротких замикань і відімкнення лінії після грозових впливів. Більше того, вона розрахована на те, щоб за рахунок спеціального розташування дуго захисних «рогів» однофазні замикання переводити в багатофазні тільки для того, щоб добитися відімкнення лінії. Такий принцип її дії ніяк не узгоджується з основною ідеєю функціонування електричних мереж з ізольованою нейтраллю, для яких однофазне замикання не є аварійним режимом, що вимагає обов'язкового відімкнення. У цьому разі одна проблема, пов'язана з захистом від перепалу проводів, вирішується за рахунок додавання інших проблем.

Під час захисту відбувається інтенсивне прогорання «рогів», що вимагає їх періодичної заміни. Але, крім завідомо очевидних проблем, є одна технічна обставина, з якої є сумнівною працездатність цієї системи навіть у початковому варіанті. Дугові замикання можуть супроводжуватися струмами різної величини, а можливість виходу дуги на «роги», через електродинамічні закономірності і конструктивні параметри системи, з'являються лише за струмів, що перевершують 1–2 кА. Відповідно за менших струмів дуга не виходить на «роги», і це спричиняє небезпеку перепалу дроту. Така аварійна можливість з'являється, наприклад, навіть під час К.З., зумовленого одночасним перекриттям ізоляторів кількох фаз на одній опорі за прямого розряду блискавки в лінію, на віддалі декількох кілометрів від підстанції. Досвід експлуатації «фінської» системи показав справедливості вищенаведеної критики [11].

Чинні сьогодні нормативні вимоги щодо грозозахисту ПЛЗ в загальному вигляді закріплені в 7-му виданні глави 2.5 ПУЕ, де рекомендовано встановлювати пристрої захисту ізоляції проводів ПЛЗ 6-20 кВ під час грозових перекриттів, і конкретизовані в методичних вказівках щодо захисту розподільних електричних мереж напругою 0,4–10 кВ від грозових перенапруг. Відповідно до них на ПЛЗ 6, 10 кВ, що проходять населеною місцевістю і в зоні з грозовою діяльністю в середньому 20 грозових годин і більше, необхідно передбачати установа для захисту від грозових перенапруг довго-іскрові розрядники (РДІ).

Довго-іскрові розрядники

Довго-іскрові розрядники – особливий клас грозозахисних пристроїв, які за своїми конструктивними параметрами, технічними характеристиками і функціональними можливостями є особливим класом пристроїв грозозахисту. Вони не мають світових аналогів.

Принцип дії всіх видів РДІ полягає в обмеженні грозових перенапруг на ПЛЗ за рахунок іскрового перекриття по поверхні ізоляційного тіла розрядника з довжиною каналу розряду, в кілька разів більшою, ніж будівельна висота ізоляції, що захищається. Супроводжувальні струми промислової частоти гасяться при цьому за рахунок забезпеченого таким чином зниження величини середнього градієнта робочої напруги вздовж каналу грозового перекриття [11].

Головною відмінністю класу довго-іскрових розрядників є неможливість їх руйнувань і пошкоджень грозовими та дуговими струмами, оскільки вони протікають поза апаратами уздовж поверхні РДІ. Це унікальна для грозозахисних апаратів особливість поєднується з конструктивною простотою.

Розрядний проміжок РДІ в декілька разів довший, ніж будівельна висота ізоляції і має нижчу імпульсну електричну міцність, ніж міцність ізоляції. Це пояснюється особливостями “ковзного” розряду, який розвивається по поверхні ізоляційного проміжку. Напруга ковзного розряду слабо залежить від відстані між електродами, тому великі проміжки можуть бути перекриті порівняно низькими напругами. Цей ефект ковзного розряду покладено в основу конструкцій довго-іскрових розрядників.

Розрядник типу РДІ-П (петлевий) виконано (рисунок 9.1) з металевого стрижня покритого шаром поліетиленової ізоляції і зігнутого в петлю, який за допомогою затискача кріпиться до заземленого електроду опори. У середній частині петлі надіта металева трубка, а між нею і проводом лінії встановлено іскровий проміжок. Внаслідок великої ємності між металевою трубкою і стрижнем, вся напруга виявляється прикладеною між проводом та трубкою. Під час пробою іскрового проміжку перенапруга прикладається між трубкою та металевим стрижнем, внаслідок чого з трубки вздовж поверхні ізоляції розвивається ковзний розряд до замикання його через вузол кріплення на заземлення. Завдяки великій довжині L каналу перекриття по поверхні петлі, середня напруженість електричного поля в каналі розряду для напруги промислової частоти становить приблизно 7 кВ/м. Зокрема, за товщини поліетиленової ізоляції 4 мм і довжини петлі 80 см за дії грозового імпульсу напруга пробою розрядника становить $U_{50\%} = 100$ кВ, а ізоляції – $U_{50\%} = 130$ кВ. Для струмів $I_{кз} < 300$ А силова дуга не виникає і лінія продовжує працювати без відімкнення. РДІ-П використовують для захисту ЛЕП 6, 10 кВ від індукованих грозових перенапруг, які найпоширеніші на таких лініях.

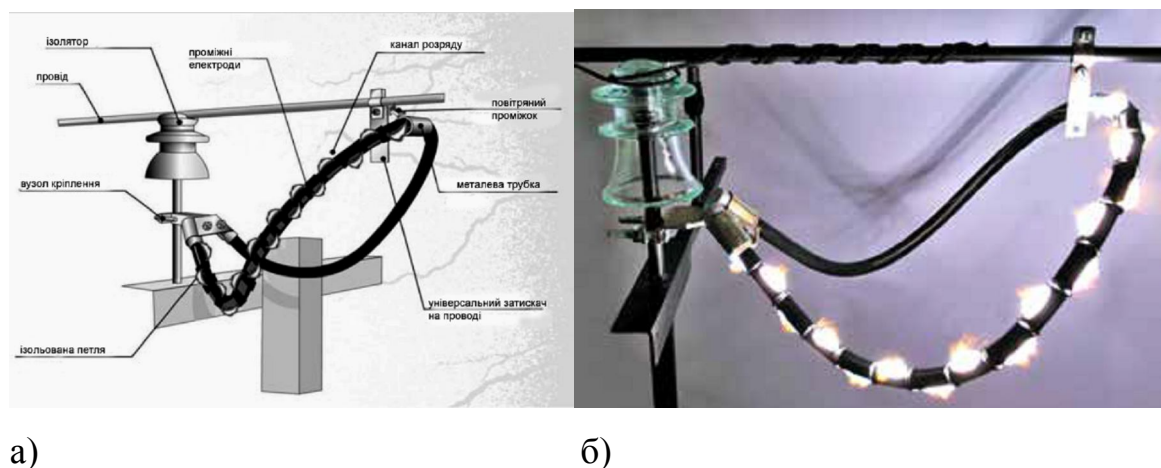


Рисунок 10.2.1 – Конструктивний ескіз (а); фотографія випробувань на макеті (б)

Різновидом такого розрядника є РДІ-М (модульний), який складається з двох відрізків кабелю з корделем, яким використано напівпровідниковий матеріал

Відрізки кабелю з'єднані таким чином, що утворюють три розрядних модулі (рисунок 9.2). Відрізки напівпровідникового корделя приєднані до металевих електродів через внутрішні іскрові проміжки. За появи грозового імпульсу вони перекриваються і напівпровідниковий кордель верхнього відрізка кабелю, який має опір R , виносить високий потенціал U на поверхню нижнього відрізка кабелю в його середній частині. Аналогічно напівпровідниковий кордель нижнього відрізка кабелю виносить низький потенціал «0» на поверхню верхнього відрізка кабелю в його середній частині. Тому до кожного розрядного модуля одночасного прикладена повна напруга U , і для усіх трьох розрядних модулів створюються умови для одночасного розвитку ковзних розрядів, які утворюють єдиний довгий канал перекриття. Вольт-секундна характеристика РДІ-М розташована однозначно нижче ніж у РДІ-П, тому ефективність захисту розрядника модульного типу вища, ніж петлевого.

Розрядник типу РДІ-ІТ (ізоляційна трубка) виконано у вигляді ізоляційної трубки, що розташована на проводі лінії і утворює довгий проміжок для каналу ковзного розряду її поверхнею (рисунку 9.3).

Встановлення таких розрядників на проводах ПЛ підсилює основну ізоляцію лінії та підвищує надійність її роботи .

РДІ-ІТ захищає ПЛ як від індукованих, так і від прямих ударів блискавки в провід. ІРД (ізолятор-розрядник, рисунок 9.3) забезпечує довгий шлях проходження імпульсного перекриття спіральним каналом навколо тіла ізолятора зі спіральними ребрами завдяки наявності напрямного електрода, який створює високу напруженість електричного поля на початку каналу розряду, що сприяє розвитку ковзного розряду. Градієнт потенціалу в каналі перекриття дуже малий, що запобігає виникненню силової дуги.

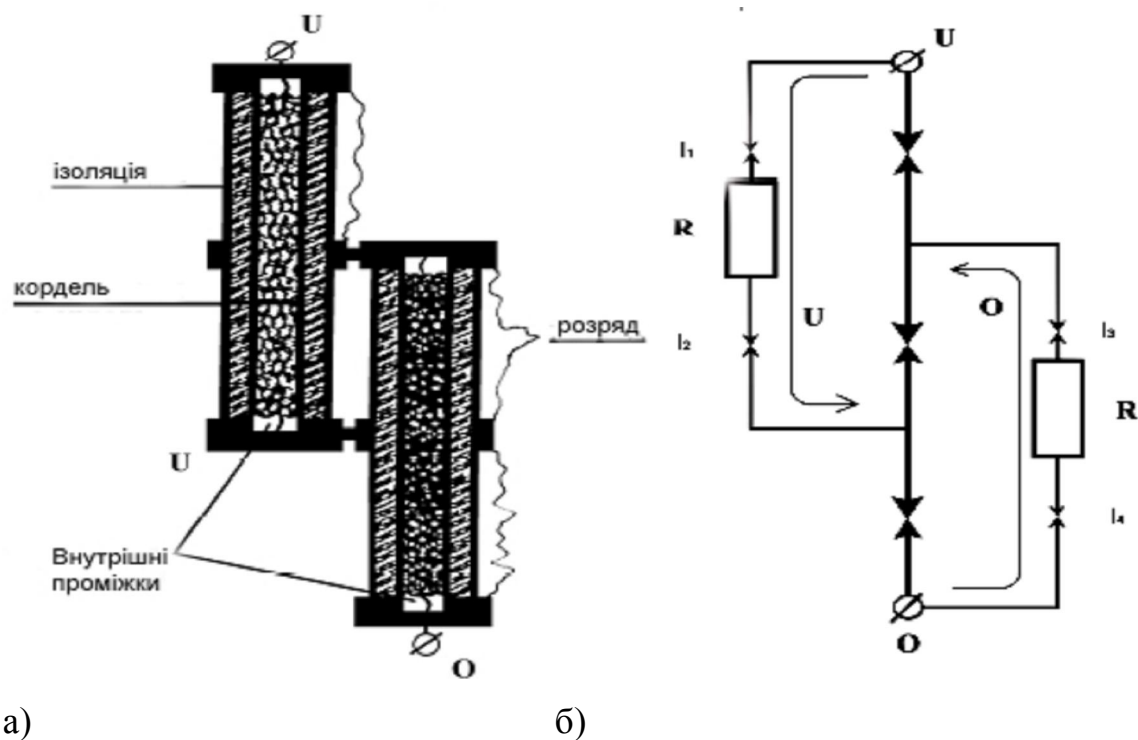


Рисунок 10.2.2 – Конструкція розрядника РДІ-М (а); схема заміщення (б)

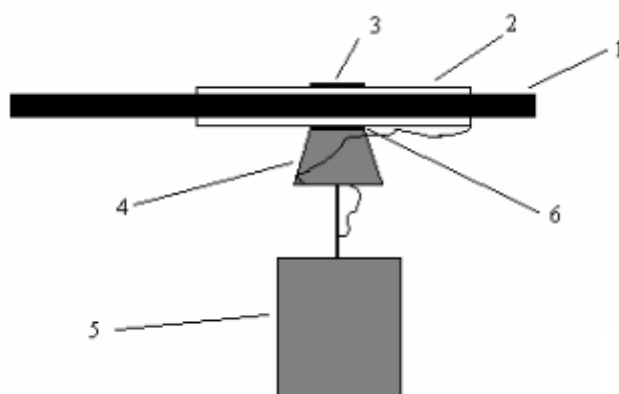


Рисунок 10.2.3 – Розрядник ІРДІ-ІТ: 1 – провід; 2 – ізоляція, 3 – металева трубка; 4 – ізолятор, 5 – заземлена опора; 6 – іскровий проміжок

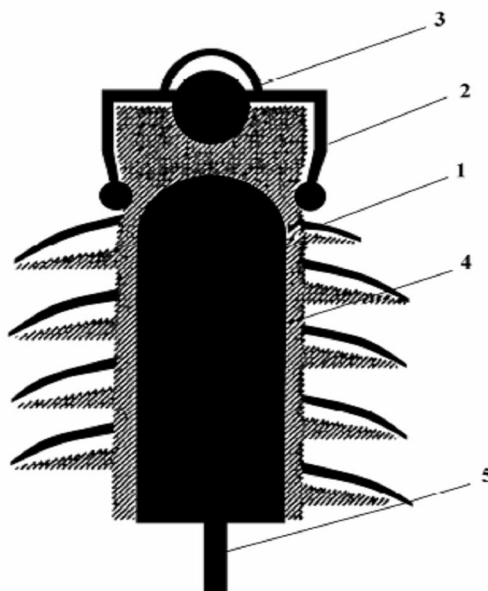


Рисунок 10.2.4 – Схема ізолятора-розрядника: 1 – внутрішній електрод; 2 – кріплення, 3 – провід, 4 – корпус, 5 – заземлений електрод

При застосуванні довго-іскрових розрядників можна зробити певні висновки:

грозозахист розподільних ПЛ, як дієву міру підвищення надійності електропостачання та зниження експлуатаційних витрат, можна здійснити за допомогою застосування довго-іскрових розрядників;

ПЛ 6, 10 кВ необхідно обов'язково захищати від грозових перенапруг і від перепалення проводів якнайбільше недопустимого з їх наслідків;

установка петльових розрядників по одному на кожному опорі з послідовним чергуванням фаз дозволяє запобігти не тільки перепалення проводів за індукованого грозового впливу, а й аварійним вимкненням ПЛЗ.

10.2.2 Ізолятори-розрядники з мультикамерною системою (ІРМК)

Традиційно захист ліній електропередачі від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою заземлених тросів. Проте в умовах, коли традиційні заходи блискавкозахисту не дають бажаного ефекту (локально висока інтенсивність грозової активності, великі переходи через водоймища і інші великі перешкоди) і число грозових відключень є неприпустимо великим, з'являється

необхідність відмовитися від застосування грозозахисних тросів. Одним з рішень для забезпечення блискавкозахисту ПЛЕП без застосування грозотросу є застосування ізоляторів-розрядників з мультикамерною системою (ІРМК) [19].

Розрядники ІРМК (ізолятори-розрядники мультикамерні) – принципово новий апарат, який поєднує в собі властивості ізолятора і розрядника одночасно (рисунок 10.2.5).



Рисунок 10.2.5 – Ізолятор-розрядник мультикамерною системою

При використанні розрядників ІРМК можливо забезпечити грозозахист повітряних ліній (ПЛ) будь-якого класу напруги, оскільки із збільшенням класу напруги зростає кількість ізоляторів в гірлянді і, відповідно, збільшується номінальна напруга і дугогасяча здатність пристрою [19].

Основу ІРМК складають звичайні ізолятори (скляні, фарфорові або полімерні), що масово випускаються, на яких спеціальним чином встановлена мультикамерна система (МКС), установка МКС не призводить до погіршення ізоляційних властивостей ізолятора, але завдяки ній він набуває властивість розрядника. Тому у разі застосування ІРМК на ПЛ не потрібно застосування грозозахисного тросу. При цьому знижується висота, маса і вартість опор, а також вартість усієї ПЛ в цілому, забезпечується надійний грозозахист ліній, різко скорочується число відключень ліній, зменшуються витрати від недовідпуску електроенергії і експлуатаційні витрати. Дуже перспективним представляється захист контактної мережі залізниць від прямих ударів блискавки за допомогою ІРМК.

Основним елементом ІРМК є МКС. МКС складається з великого числа електродів, вмонтованих в профіль з силіконової гуми. Між електродами виконані

отвори, що виходять назовні профілю. Ці отвори утворюють мініатюрні газорозрядні камери. При дії на розрядник імпульсу грозової перенапруги пробиваються проміжки між електродами. Завдяки тому, що розряди між проміжними електродами відбуваються усередині камер, об'єми яких дуже малі, при розширенні каналу створюється високий тиск, під дією якого канали іскрових розрядів між електродами переміщаються до поверхні ізоляційного тіла і далі видуваються назовні в навколишнє повітря (рисунок 9.6).



Рисунок 10.2.6 – Мультикамерна система (МКС) в роботі

Внаслідок виникаючого дуття і подовження каналів між електродами канали розрядів охолоджуються, сумарний опір усіх каналів збільшується, т. ч. загальний опір розрядника зростає, і відбувається обмеження імпульсного струму грозової перенапруги.

У розрядниках з МКС можливі два типи гасіння іскрового розряду:
під час переходу супроводжуючого струму 50 Гц через нуль;
без супроводжуючого струму мережі;

Механізм гасіння іскрового розряду в МКС нагадує механізм гасіння дугового розряду в трубчастому розряднику. Істотна відмінність полягає в тому, що всередині трубчастого розрядника достатньо довго (до 10 мс) горить дуга. Вона випалює стінки газогенеруючої трубки, і гази, що утворилися від теплового руйнування, видувають канал розряду назовні. У разі "гасіння в нулі" МКС дуга починається в дугогасячих камерах, а потім велика її частина видувається назовні

у відкритий простір. Матеріал камер не газогенерує, дуття утворюється просто за рахунок розширення каналу розряду, тому ерозія стінок камер незначна [19].

У разі "гасіння в імпульсі", тривалість якого складає мікросекунди або десятки мікросекунд, ерозії практично немає навіть після багатократних спрацьовувань МКС.

МКС випробувані на електродинамічну стійкість імпульсами струму з максимальним значенням 100-110 кА. Зразки МКС витримали 10 дій вказаних імпульсів без руйнування. Таким чином, МКС можна застосовувати для захисту ПЛ від прямих ударів блискавки (ПУБ). Після закінчення імпульсу грозової перенапруги до розрядника залишається прикладеною напруга промислової частоти.

При використанні ІРМК для захисту від грозових перенапруг знижується висота, маса і вартість опор, а також вартість усієї ПЛ в цілому. ІРМК забезпечують надійну грозозахист ліній, тобто скорочення кількості відключень ліній, зменшення збитку від недовипуску електроенергії, а також скорочення експлуатаційних витрат. ІРМК може забезпечити надійний захист ПЛ 3-35 кВ і вище як від індукованих перенапруг, так і від прямих ударів блискавки. Дуже перспективним представляється впровадження ІРМК на території України.

РОЗДІЛ 10

ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Конституція України гарантує право всіх громадян України на належні безпечні та здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» для реалізації конституційного права працівників на захист свого життя та здоров'я у процесі праці мають бути забезпечені належні безпечні та здорові умови праці на кожному робочому місці, це стосується роботи з монтажу релейного захисту та автоматики вітроустановок, працюючих у складі енергосистеми України.

Плануючи роботи, пов'язані з розміщенням, будівництвом і експлуатацією об'єкта електроенергетики, в першу чергу слід думати про забезпечення безпеки. Ви ніколи не повинні забувати про ризики, пов'язані з механічними та електричними пристроями, розташованими на території РЗА.

Приміщення релейного захисту та автоматики обладнані складними електронними пристроями, під час встановлення яких необхідно захистити працівника від джерел електричної небезпеки, пов'язаної з ризиком надмірної кількості електроенергії та параметрами, що характеризують працівника.

В результаті надлишкового струму, що протікає по проводах через погані контакти металевих з'єднань, можливе надмірне виділення тепла в системах електроустановок, погане заземлення вимірювальних трансформаторів і перенапруги, що підвищують електротравматизм від виробленої напруги. Також існує небезпека пожежі при попаданні блискавки в приміщення релейного захисту та автоматики.

Викладене свідчить про актуальність проблеми, яка полягає у розробці питань охорони праці при виконанні робіт з монтажу релейних захистів, що працюють в енергосистемі України, з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтованого підходу до характеру небезпеки.

Враховуючи те, що з метою мінімізації ризику професійних захворювань і травматизму працівників під час виконання робіт з монтажу релейних захистів вирішення всього комплексу питань охорони праці вичерпано, а обсяги розділ цього диплому обмежений, то сформулюємо основні завдання щодо охорони праці відповідно до теми дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт з монтажу засобів релейного захисту та автоматики, що діють в енергосистемі України відповідно до міждержавної системи стандартів охорони праці ДСТУ 12.0.003-2015 (ССБТ). Небезпечні та шкідливі фактори виробництва. Класифікація.

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці в електроустановках релейного захисту. Розрахувати параметри захисту приміщення від перенапруг, релейного захисту та автоматики.

3. Охарактеризувати основні заходи протипожежного захисту приміщень РЗА.

Для вирішення проблем охорони праці використовуємо вихідні дані з попередніх розділів та підрозділів дипломної роботи

11.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем релейного захисту та автоматики, які працюють в складі електроенергетичної системи України

Виходячи з аналізу літературних джерел та наведеного матеріалу, при проектуванні та виконанні монтажних робіт з релейного захисту та автоматики необхідно враховувати наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ДСТУ 12.0. 003 -2015 []:

Фізично небезпечні та шкідливі фактори виробництва:

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання яких може виникнути в організмі людини
- розташування робочого місця на значній висоті по відношенню до поверхні землі (підлоги);
- гострі кромки, задири та шорсткості на поверхнях заготовок, інструментів, обладнання;

- рухомі частини виробничого обладнання;
- переміщення виробів, лекал, матеріалів;
- підвищена та знижена температура повітря на робочому місці;
- підвищена або знижена рухливість повітря;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- недолік або відсутність природного освітлення;
- підвищена яскравість світла; прямий і відбитий блиск;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень ультразвуку;
- підвищений рівень іонізуючого випромінювання на робочому місці;
- підвищений рівень статичної електрики.
- розташування робочого місця на значній висоті по відношенню до

поверхні землі (підлоги);

- гострі кромки, задирки та шорсткості на поверхнях заготовок, інструментів, обладнання;

- рухомі частини виробничого обладнання;
- переміщення виробів, лекал, матеріалів;
- підвищена та знижена температура повітря на робочому місці;
- підвищена або знижена рухливість повітря;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- недолік або відсутність природного освітлення;
- підвищена яскравість світла; прямий і відбитий блиск;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень ультразвуку;
- підвищений рівень іонізуючого випромінювання на робочому місці;
- підвищений рівень статичної електрики.

Крім того, необхідно враховувати наступні фізично небезпечні виробничі фактори:

- вихід з ладу підйомного обладнання;
- підвищений рівень електроенергії;

- підвищена пожежна небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти горіння, іскри, дим;

- підвищена вибуховість.

Психофізіологічні небезпечні та шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;
- нервово-психічні - втрата самоконтролю, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання роботи.

Джерелами (носіями) загроз є:

- рухомі машини та механізми;
- електричне обладнання;
- природне середовище;
- особа

Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при монтажі реле електрозахисту та автоматики

Організаційно-технічні рішення з охорони праці згідно з українськими стандартами захисту реле і автоматики

Відповідно до умов кваліфікаційної роботи магістра розробляються організаційно-технічні рішення з охорони праці для захисту представленого реле.

Для розробки рішень із захисту праці при електромонтажі вітряка із заданими технологічними параметрами проаналізовано ДСТУ України та галузеві керівні документи відповідно до теми диплому:

ГКД 34.35.603-95 Обслуговування пристроїв РЗА та електроавтоматики електричних мереж 0,4-35 кВ.

Аналіз нормативно-технічної літератури виявив низку подібних операцій під час експлуатації РЗА.

Таблиця – Державні стандарти України з релейного захисту та автоматики

ДСТУ Б Д.1.1-1:2013	Реконструкція пристроїв релейного захисту та автоматики блоку генератор-трансформатор.	чинний
ДСТУ ІЕС 60044-1:2008	Трансформатори вимірювальні (ІЕС 60044-1:2003, IDT)	чинний
ДСТУ 2936-94	Реле електричні. Терміни та визначення	чинний
ДСТУ ІЕС 60050-604:2004	Словник електротехнічних термінів	чинний

Підготовчі роботи включають визначення кліматичних умов на робочому місці, підготовку робочого місця, перевірку працездатності інструментів і пристроїв, перевірку опорних конструкцій, перевірку ізоляції установки, використовуваних підйомних механізмів і окремих елементів, навчання і перевірку знань персоналу. у сфері охорони праці.

Кліматичні умови визначають шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Ці показники не повинні перевищувати встановлені допустимі значення:

- температура повітря в теплу пору року не вище плюс 28 ° С;
- швидкість вітру 0,2-0,6 м/с;
- відносна вологість не вище 75%.

Роботи з монтажу приладів РЗА проводити вдень, інтенсивність освітлення на місці монтажника повинна бути не менше 200 лк.

Підготовка робочого місця полягає в розчищенні місця настилання брезенту, на якому в певному порядку розташовують приладдя та інструменти. Вони ретельно перевіряють їх цілісність і відсутність дефектів, терміни випробувань і придатність ізоляційних матеріалів. Перевіряють і одягають комплект одягу. Вони користуються захисними шоломами та пристебнуті ременями безпеки.

Керівник робіт контролює безпеку всіх технологічних операцій. Під час роботи всі члени бригади знаходяться під постійним наглядом.

Керівник робіт не може безпосередньо брати участь у роботах.

В процесі монтажу вітряка, з метою мінімізації ризику травмування, необхідно дотримуватися наступних організаційно-технічних вимог у сфері промислової безпеки та гігієни:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, які пройшли медичні огляди та спеціальне навчання для роботи в електроустановках;
- встановлювати вітряк краще в безвітряний день;
- основні операції з монтажу генератора необхідно проводити на рівні землі;
- при проведенні робіт на висоті необхідно встановлювати огорожі та позначати в установленому порядку межі небезпечних зон;
- якщо немає можливості поставити огорожі, монтажні роботи проводити із застосуванням страхувального пояса та страхувального тросу;
- електричні підключення повинні бути виконані згідно зі схемою монтажу системи.
- у колах, підключених до батареї, повинні бути встановлені запобіжники або автоматичні вимикачі відповідного номіналу;
- під час монтажу вентилятора необхідно від'єднати акумулятори;
- перед підключенням проводів батареї з'єднайте вихідні проводи вітрової турбіни разом;
- забороняється наближатися до працюючої турбіни на небезпечну відстань;
- різnorідні метали (наприклад, мідь та алюміній) не повинні з'єднуватися під час контактних електричних з'єднань;
- усі електропроводи повинні мати надійну ізоляцію та відповідати технологічним вимогам;
- для захисту людей від ураження електричним струмом необхідно виконати заземлення.

11.3 Розрахунок параметрів пристрою захисту від перенапруг релейного захисту та автоматики

Розрахуємо і побудуємо захист приміщення РЗА, яке згідно ПУЕ відноситься до класу В-I і має такі розміри: довжина $A = 28$ (м), ширина $B = 10$ (м), висота $H = 8$ (м). Питомий опір ґрунту $\rho = 20 \cdot 10^4$ (Ом•см). Середньорічна тривалість гроз 20-40 годин.

Розв'язок:

Визначають очікувану на рік кількість уражень блискавкою будівель, не обладнаних блискавко захистом за формулою (1.1):

$$N = [(A + 6 \cdot H_M) \cdot (B + 6 \cdot H_M) - 7,7 \cdot H_M^2] \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (11.1)$$

де A , B – відповідно довжина і ширина будівлі, що має в площі прямокутну форму, м;

H_M – найбільша висота будівлі, м;

n – середньорічна кількість ударів блискавки на 1 км^2 земної поверхні в місці розташування будівлі;

$$N = [(28 + 6 \cdot 8) \cdot (10 + 6 \cdot 8) - 7,7 \cdot 8^2] \cdot 2 \cdot 10^{-6} = 0,00783$$

На підставі таблиці визначаємо, що приміщення відноситься до 1 категорії захисту, зона А. Співвідношення $A/B=28/10=2,8 < 3$, тому доцільно використовувати двострижневі блискавковідводи.

Беремо відстань від громовідводу до будівлі (див. рис. 1.2. Sb)

Визначимо відстань між двома окремими громовідводами

$$L = 2 \cdot S_b + A, \quad (11.2)$$

$$L = 2 \cdot 4 + 28 = 36 \text{ (м)}.$$

Для забезпечення необхідного блискавкозахисту необхідно, щоб будинок збігався із зонами захисту, утвореними кожним блискавковідводом. Тому приймемо радіус захисту $R_x = 10$ (м).

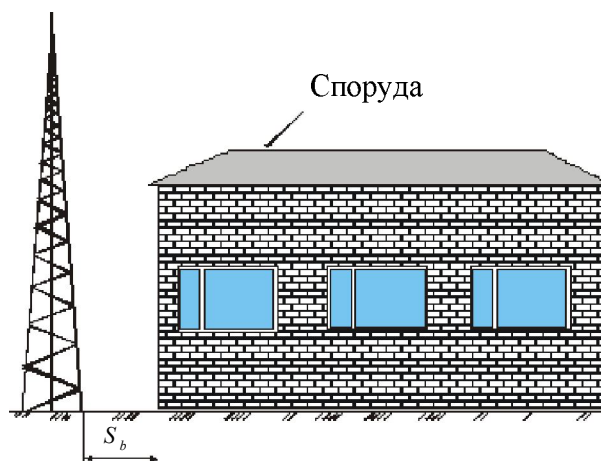


Рисунок 11.2 • Відстань S_b від стрижневого блискавковідводу до споруди

Визначимо висоту кожного блискавковідводу для зони А за формулою

$$H_{1,2} = \frac{B \pm \sqrt{B^2 - 0,008 \cdot c}}{0,004}, \quad (11.3)$$

де

$$B = 1,1 + 0,00235 \cdot H_x, \quad (11.4)$$

$$B = 1,1 + 0,00235 \cdot 8 = 1,119.$$

$$c = R_x + 1,294 \cdot H_x, \quad (11.5)$$

$$c = 10 + 0,00235 \cdot 8 = 20,352.$$

$$H_1 = \frac{1,119 + \sqrt{1,119^2 - 0,008 \cdot 20,352}}{0,004} = 540,576 \text{ (м)}.$$

$$H_2 = \frac{1,119 - \sqrt{1,119^2 - 0,008 \cdot 20,352}}{0,004} = 18,824 \text{ (м)}.$$

З двох коренів приймаємо $H = 18,824 \text{ (м)}$.

В даному випадку $H < L < 2 \cdot H$ тобто $18,824 < 36 < 37,649$.

Тоді H_c , R_{cx} і R_c обчислюється відповідно за формулами

$$H_c = H_o - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H), \quad (11.6)$$

$$R_{cx} = \frac{H_c - H_x}{H_c} \cdot R_o \quad (11.7)$$

$$R_c = R_o \quad (11.8)$$

$$H_c = (0,85 \cdot 8) - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18,824) \cdot (36 - 18,824).$$

$$R_c = R_o = 19,998 \text{ (м)}.$$

$$R_{cx} = \frac{12,984 - 8}{12,984} \cdot 19,998 = 7,676 \text{ (м)}.$$

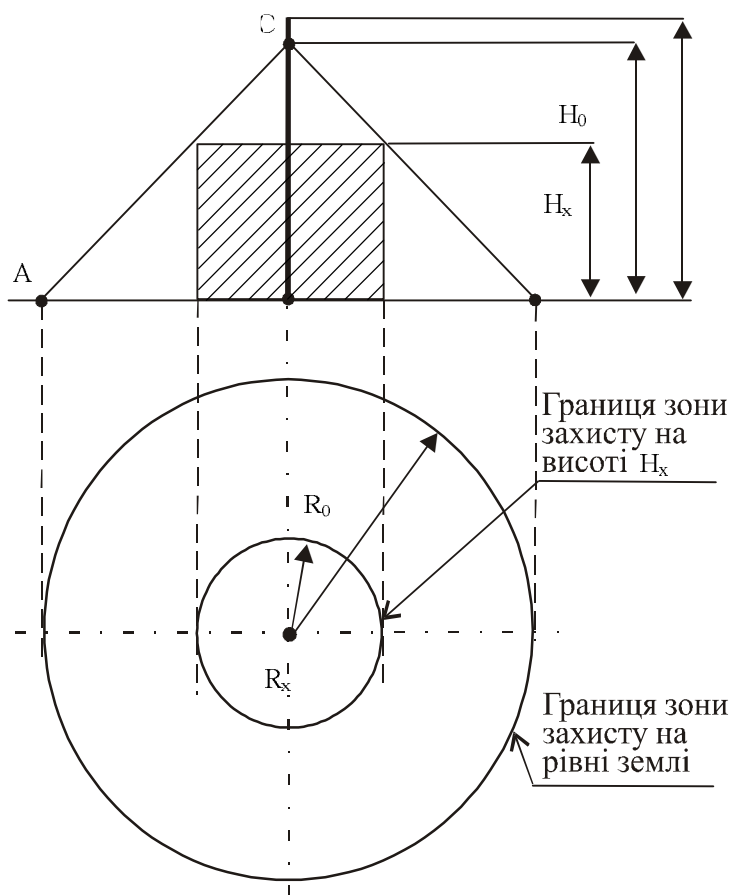


Рисунок 11.3 • Зона захисту одинарного блискавковідводу

Посередині між блискавковідводами буде визначена ширина захисту на рівні землі $R_c = R_o = 19,998 \text{ (м)}$, і на висоті $R_{cx} = 7,676 \text{ (м)}$.

Протипожежний захист приміщень РЗА і автоматики НАПБ 05.032-2002 Державний стандарт протипожежного захисту розподільних пристроїв, станцій і трансформаторів.

Загальні вимоги до планування та монтажу підстанцій наступні:

- на відкритих і закритих розподільних пристроях і підстанціях напругою 35 кВ і вище заходи протипожежного захисту слід передбачати в залежності від віднесення підстанції до конкретної групи;

- на підстанціях III групи в одноповерхових будівлях і спорудах допускається застосовувати незахищені металеві конструкції типу «сендвіч» і «монопанель» з вогнетривким або негорючим утеплювачем;

- для синхронних компенсаторів з водневим охолодженням необхідно забезпечити централізовану подачу водню і вуглекислого газу або азоту (для витіснення водню). Ручні регулятори подачі водню та вуглекислого газу або азоту під час пожежі повинні бути розміщені в безпечному місці;

Точки підключення проводів і кабелів повинні мати мінімальний опір передачі, щоб уникнути перегріву та пошкодження ізоляції підключення. Струм втрат ізоляції з'єднувачів не повинен перевищувати струм втрат ізоляції всієї жили проводів і кабелів;

- всі електричні пристрої (корпуси електричних машин, трансформатори, прилади, світильники, щити, пульти управління) повинні бути занулені або заземлені відповідно до вимог ПУЕ.

- У разі встановлення масляних трансформаторів, що обслуговують ці виробництва, біля стін будівель категорій Г і Д на відстані менше 10 м від них слід передбачати захист віконних і дверних прорізів згідно зі ст. з вимогами ПУЕ;

- для трансформаторів (дроселів) потужністю до 10 МВ•А допускається виготовлення маслоприймачів без маслосливу. При цьому резервуари для нафти слід робити заглибленими, пристосованими до повного об'єму нафти над нею в апараті і закривати металевими ґратами, на які укладають шар чистого гравію або гравію товщиною 0,25 м. з розміром частинок від 30 до 70 мм;

- маслостоки повинні забезпечувати відведення масла і води від маслоприймача, який використовується для гасіння пожежі автоматичними

стаціонарними установками, на пожежобезпечну відстань від обладнання та споруд; 50% олії та всю воду слід видалити не більше ніж за 0,25 години. Нафтовідводи можуть виконуватися у вигляді підземних трубопроводів;

- фундаменти для трансформаторів або масляного обладнання повинні бути виготовлені з негорючих матеріалів;

- трансформатори слід встановлювати так, щоб отвір вихлопної труби не був звернений до обладнання поблизу. Для виконання цієї вимоги допустимо встановити перегородку навпроти отвору труби;

- увімкнення систем автоматичного пожежогасіння здійснюється за допомогою диференціального та газового захисту трансформаторів, автотрансформаторів і компенсаційних дроселів;

- автоматичний запуск установки повинен бути продубльований дистанційним запуском з пульта управління або ручним запуском;

- будівлі та приміщення закритих розподільних пристроїв і трансформаторних камер повинні мати 1-2 ступінь вогнестійкості.

- у приміщеннях для електромереж 110 і 220 кВ у верхній частині стін повинні бути передбачені віконні прорізи із склінням площею, що дорівнює 30% площі однієї з найбільших зовнішніх стін;

- масляні трансформатори, розташовані всередині приміщень, повинні бути встановлені кожен в окремій камері, розташованій на першому поверсі та ізольованій від інших приміщень будівлі;

- у закритих, окремо стоячих, вбудованих і прибудованих розподільних пристроях, у камерах трансформаторів, масляних вимикачів та інших заповнених маслом апаратах, при масі масла в одиниці обладнання понад 600 кг рампа або поріг з дверного отвору камери або вентиляційного отвору для приміщень 20% трансформаторного або апаратного масла, покласти негорючий матеріал. Також повинні бути передбачені заходи щодо запобігання розповсюдженню масла через кабельні конструкції;

Двері (ворота) камер, де розміщено маслонаповнене електрообладнання, повинні бути протипожежними з межею вогнестійкості не менше 0,75 год при відкриванні в приміщення, що не належать даній підстанції, в отвори міжповерхових перекриттів, стін, перегородок, тощо інші повинні бути покриті негорючим матеріалом, що забезпечує межу вогнестійкості не менше 0,75 год. Отвори в місцях проходу кабелів повинні бути загерметизовані на межу вогнестійкості 0,75 год.;

– кабельні канали та подвійна підлога повинні бути покриті знімними плитами з негорючих матеріалів на одному рівні з чистою підлогою приміщення. Маса окремої плити перекриття не повинна перевищувати 50 кг;

– довгі вибухонебезпечні коридори повинні бути розділені на відсіки довжиною не більше 60 м негорючими перегородками з межею вогнестійкості не менше 1 години.

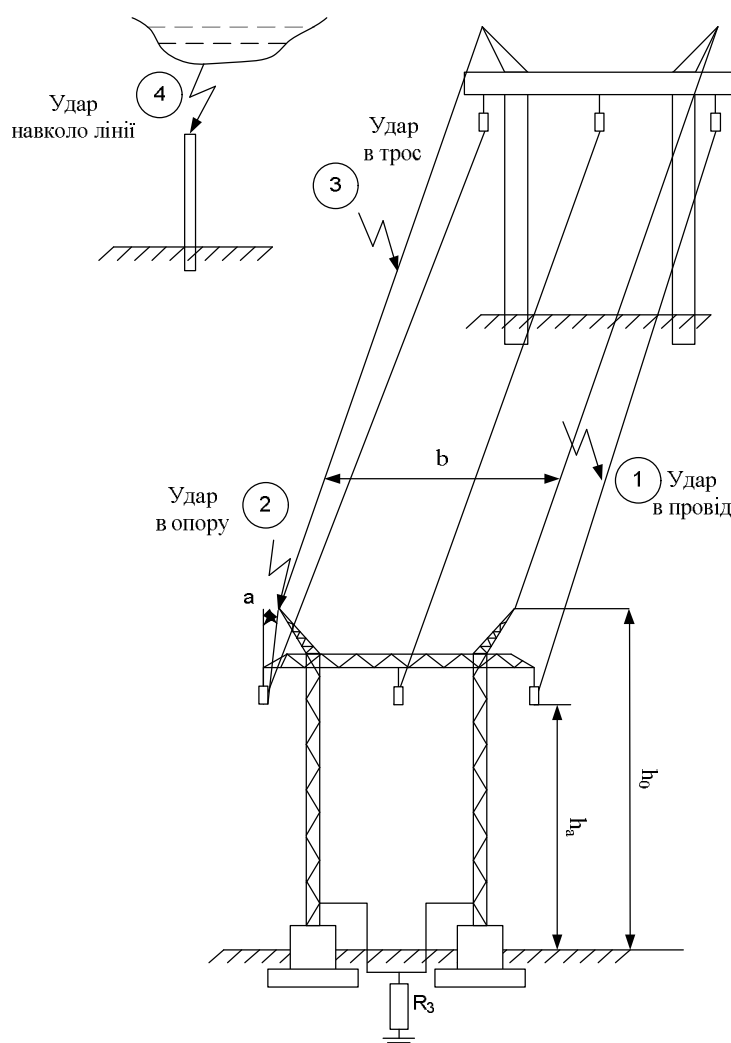


Рисунок 11.4 – Розрахункові випадки ураження лінії з тросами блискавкою

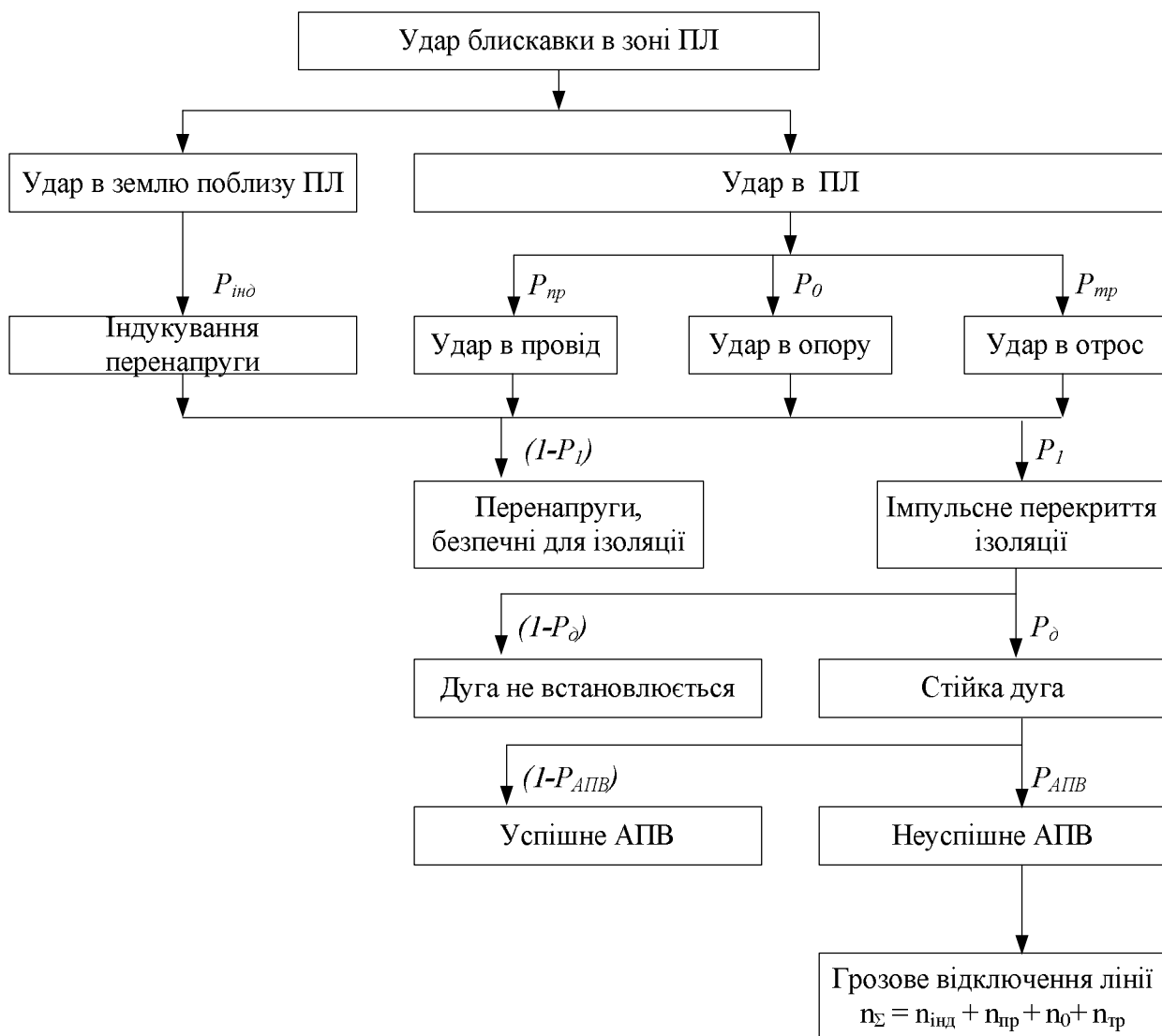


Рисунок 11.5 – Логічна схема розвитку грозових аварій ПЛ 110 кВ і вище

ВИСНОВКИ

В рамках даної магістерської кваліфікаційної роботи розроблено розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було приєднати нових споживачів (вузли 502, 503 та 504) і СЕС (вузол 501). Залежно від даної категорії одержувачів (переважно І) розроблено відповідну конфігурацію, що забезпечує необхідний рівень надійності. Це означає що живлення подається з двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальну схему було отримано за допомогою симплекс методу (виконано ітерації із заданими коефіцієнтами витрат), після чого методом динамічного програмування відібрано можливі варіанти послідовності побудови мережі та обрано найбільш економічно доцільний.

З точки зору надійності проведено реконструкцію ПС Суворівське (вузол 7), а саме: нову схему замінено на шину систем «Одна робоча, розділена одним вимикачем», після чого, з використанням «Надійність» комп'ютера визначено математичне очікування збитків і на цій основі загальні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових підстанцій (501, 502, 503, 504) з урахуванням результатів попередніх розрахунків вибрано схему РП типу: “ один міст з вимикачами в трансформаторних колах і один ремонтний міст з боку трансформатора», схему електричного підключення проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Отримана мережа пройшла певну перевірку за такими режимними параметрами: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. За результатами, оцінено доцільність застосування регуляторів напруги для підтримки робочого рівня напруги в пікових, аварійних та режимі пікового навантажень.

Після впровадження всіх необхідних заходів для підвищення якості напруги у вузлах, проектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 7,66 МВт при сумарній генерації активної потужності 157,53 МВт.

Загальна вартість розвитку мережі за 3 роки становить 288 202,45 тис. грн.

Розрахунки рентабельності цього проекту показали його високу ефективність оскільки $E(0.08)$ близьке до $E_a'(0.2)$, а швидкий термін окупності 12,7 років.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Буряк В.М., Дейнеко Н.А Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. –51 с
3. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс : навчальний посібник. – Х. : Точка, 2012. – 340 с. – ISBN 978-617-669-015-3..
4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. Лежнюк П.Д. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с
8. Лежнюк П.Д. Електричні апарати розподільчих установок. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2004. –128 с.
9. Лежнюк П.Д. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.
10. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.
11. Михайлюк Р. І., Мисенко С. В., Кутін В. М., Рубаненко О. Є. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі. Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 3. –С. 34–37.

12. СОУ-Н ЕЕ 40.12-001100227-47:2011 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110-750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 19 травня 2011 року № 124

13. Поліщук І. С. Використання вакуумних вимикачів у програмі ретрофіт [Електронний ресурс] / І. С. Поліщук, В. В. Нетребський, В. О. Лесько // Матеріали І науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 10-12 березня 2021 р. – Електрон. текст. дані. – 2021. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2021/paper/view/12882>.

14. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідectво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

15. Янчук О., Цибульська І., Юзвас С., Лесько В., Нетребський В. Порівняння характеристик елегазових, масляних і повітряних вимикачів. Матеріали ІІІ науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 21-23 червня 2023 р. 2023. URI: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18423>.

16. Електричні системи і мережі. Частина І [Текст] : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.

17. 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.

18. Ліщак І. В. Сучасний грозозахист розподільчих повітряних ліній 6, 10 кВ довго-іскровими розрядниками (РДІ) / І. В. Ліщак, Т. В. Бінкевич // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2012. – № 736 : Електроенергетичні та електромеханічні системи. - С. 75-80.

19. Обливості блискавкозахисту повітряних ліній [Електронний ресурс] / В. В. Нетребський, О. І. Казьмірук, І. А. Бученко, А. С. Фурман // Матеріали ЛІІ науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 21-23 червня 2023 р. – Електрон. текст. дані. – 2023. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18174>.

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

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

22. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах: навчальний посібник/ В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін.–Вінниця: ВНТУ, 2010.–145 с.

23. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.

24. . Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А Протокол перевірки

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електромереж з аналізом особливостей застосування елементів систем блискавкозахисту

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

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

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

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	76 %
Загальна схожість	24 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор _____ Грабенко Я.І.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

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

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

Додаток Б. Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

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

(підпис)

" _____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЗАСТОСУВАННЯ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ**

08-21.МКР.001.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.,

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи 1ЕСМ-23м

_____ Грабенко Я.І.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливостей застосування елементів систем блискавки захисту.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

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

4. Вимоги до виконання МКР

5. Етапи МКР та очікувані результати

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

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

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

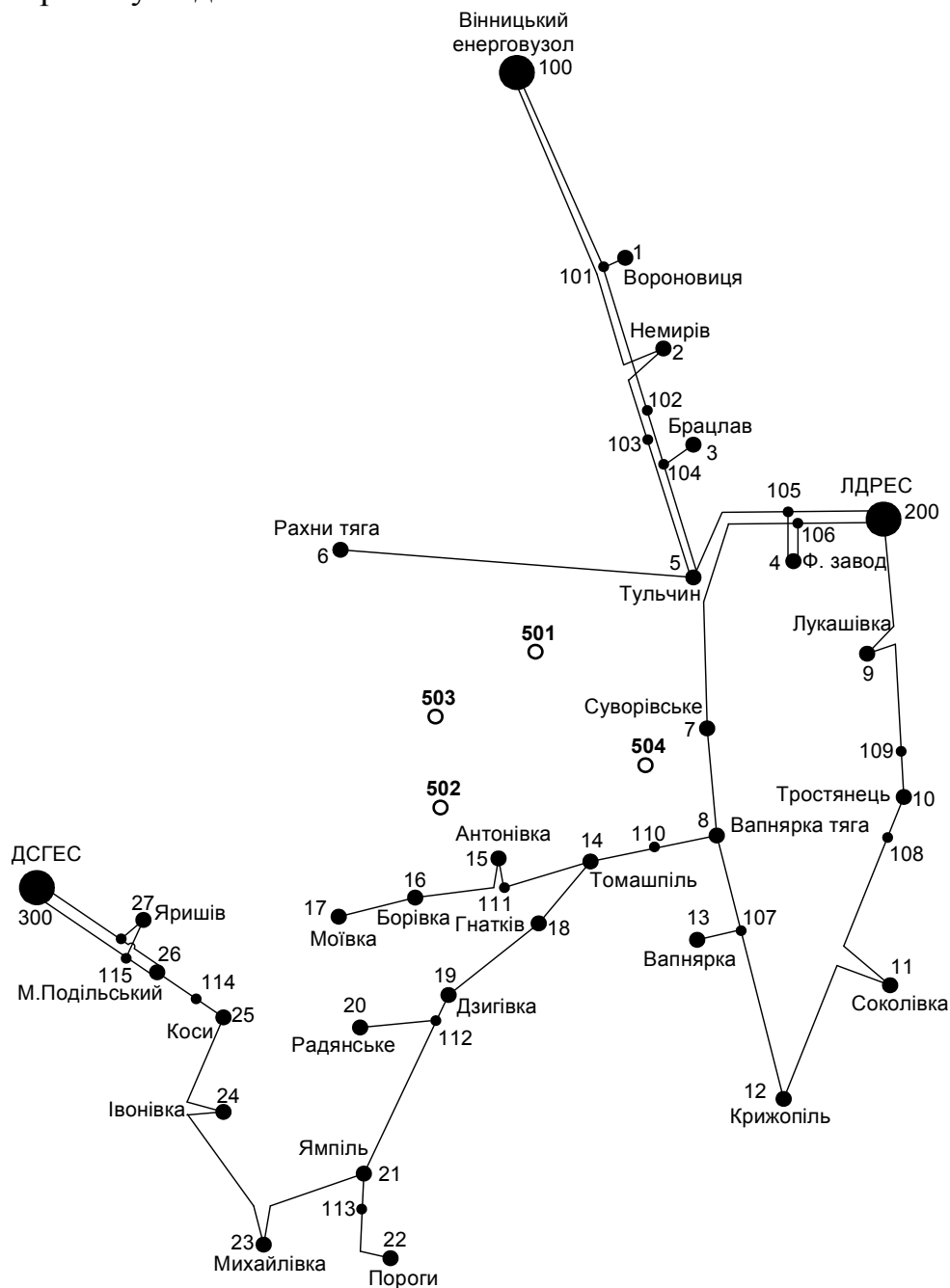


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

- Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 495 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

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

Пункти	СЕС 1 (501)	Нова 2 (502)	Нова 3 (503)	Нова 4 (504)
Навантаження, МВт	3,4	5,3	18,1	9,7
cos φ	1	0,89	0,87	0,88
Категорія споживачів	II	I	I	I

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	75	80	85	90	94	95	98	95	98	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	101	Вінницький енерговузол – 101	14,08	АС-185
101	1	101 – Вороновиця	7,55	АС-95
101	102	101 – 102	23,82	АС-185
102	104	102 – 104	14,2	АС-150
104	3	104 – Брацлав	5,1	АС-95
104	5	104 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	103	Немирів – 103	4	АС-185
103	5	103 – Тульчин	28,6	АС-150
5	6	Тульчин – Рахни тяга	37,53	АС-120
105	5	105 – Тульчин	24,8	АС-150
105	4	105 – Ферментний завод	0,8	АС-95
106	4	106 – Ферментний завод	0,8	АС-95
200	105	Ладизинська ТЕС – 105	2,3	АС-150
200	106	Ладизинська ТЕС – 106	2,3	АС-150
106	7	106 – Суворівське	37,46	АС-150
7	8	Суворівське – Вапнярка тяга	15,7	АС-150
200	9	Ладизинська ТЕС – Лукашівка	8,36	АС-150
9	109	Лукашівка – 109	29,77	АС-150
109	10	109 – Тростянець	0,5	АС-120
10	108	Тростянець – 108	0,5	АС-120
108	11	108 – Соболівка	27,91	АС-150
12	11	Крижопіль – Соболівка	15,8	АС-150
107	12	107 – Крижопіль	18,4	АС-150
107	13	107 – Вапнярка	0,015	АС-150
8	107	Вапнярка тяга – 107	7,4	АС-150
8	110	Вапнярка тяга – 110	5	АС-150
110	14	110 – Томашпіль	13	АС-120
14	111	Томашпіль – 111	21,67	АС-120
111	15	111 – Антонівка	0,07	АС-150
15	16	Антонівка – Борівка	14,7	АС-120
16	17	Борівка – Моївка	8,25	АС-120
14	18	Томашпіль – Гнатків	16,48	АС-120
18	19	Гнатків – Дзигівка	18,3	АС-120
112	19	112 – Дзигівка	2,8	АС-120
112	20	112 – Радянське	8,9	АС-120
21	112	Ямпіль – 112	10,4	АС-120
21	113	Ямпіль – 113	0,38	АС-95
113	22	113 – Пороги	4,9	АС-150
23	21	Михайлівка – Ямпіль	18,37	АС-150
24	23	Івонівка – Михайлівка	12	АС-120
25	24	Коси – Івонівка	22,4	АС-120
114	25	114 – Коси	4	АС-95

26	114	Мог.Подільський – 114	18,6	АС-120
115	26	115 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
115	27	115 – Яришів	2×1,65	АС-185
300	115	Дністровська ГЕС – 115	2×16,6	АС-185

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_N , МВА	Марка трансформатора	Кільк. тран-в
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Ладизинська ТЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Дністровська ГЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,9	2,4 + j1,16	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,89	6,2 + j3,18	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,87	2,4 + j1,36	ТМН-6300/110/10	1
4	Ферментний завод	0,9	9,2 + j4,46	ТРДН-25000/110/10	2
5	Тульчин	0,89	4,4 + j2,25	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
6	Рахни тяга	0,88	14,2 + j7,66	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
7	Суворівське	0,9	2,6 + j1,26	ТМН-6300/110/10	1
8	Вапнярка тяга	0,87	16, + j9,07	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
9	Лукашівка	0,88	2,2 + j1,19	ТМН-6300/110/10	1
10	Тростянець	0,9	4,2 + j2,03	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Соколівка	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
12	Крижопіль	0,9	3,6 + j1,74	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
13	Вапнярка	0,87	2,5 + j1,42	ТМН-6300/110/10	1
14	Томашпіль	0,88	2,4 + j1,3	ТМТН-6300/110/35/10 ТДТН-10000/110/35/10	2
15	Антонівка	0,9	2,5 + j1,21	ТМН-6300/110/10	1
16	Борівка	0,87	2,2 + j1,25	ТМН-6300/110/10	1
17	Моївка	0,88	4,0 + j2,16	ТДТН-10000/110/35/10	1
18	Гнатків	0,9	2,5 + j1,21	ТМН-6300/110/10	1
19	Дзигівка	0,87	2,2 + j1,25	ТМН-6300/110/10	1
20	Радянське	0,9	2,0 + j0,97	ТМН-6300/110/10	1
21	Ямпіль	0,87	3,5 + j1,98	ТДН-10000/110/10	1
22	Пороги	0,89	3,8 + j1,95	ТДТН-10000/110/35/10	1
23	Михайлівка	0,87	2,3 + j1,3	ТМН-6300/110/10	1
24	Івонівка	0,9	2,4 + j1,16	ТМН-6300/110/10	2
25	Коси	0,88	2,2 + j1,19	ТМН-6300/110/10	1
26	Мог. Подільс.	0,87	3,6 + j2,04	ТДТН-10000/110/35/10	2
27	Яришів	0,9	3,8 + j1,84	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ем

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 6200.0 ГОД
 ЧАС ВТРАТ: 3056.8 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 115.504 МВт / 716.122 МЛН.КВТ*Г
 ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 111.700 МВт / 692.540 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.888 МВт / 8.828 МЛН.КВТ*Г
 ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.888 МВт / 8.828 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.683 МВт / 4.237 МЛН.КВТ*Г
 ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.287 МВт / 0.879 МЛН.КВТ*Г
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.971 МВт / 5.115 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.859 МВт / 13.944 МЛН.КВТ*Г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-16.611	-7.203	110.000	0.00
101	101	0.000	0.000	109.657	-0.18
1	ВОРОНОВИЦЯ	0.000	0.000	109.568	-0.20
102	102	0.000	0.000	109.206	-0.38
104	104	0.000	0.000	108.873	-0.49
3	БРАЦЛАВ	0.000	0.000	108.808	-0.50
5	ТУЛЬЧИН	0.000	0.000	108.651	-0.55
2	НЕМИРІВ	0.000	0.000	108.916	-0.48
103	103	0.000	0.000	108.893	-0.49
6	РАХНИ ТЯГА	0.000	0.000	106.144	-1.18
105	105	0.000	0.000	109.808	-0.07
4	ФЕРМЕНТНИЙ ЗАВОД	0.000	0.000	109.768	-0.08
106	106	0.000	0.000	109.766	-0.08
200	ЛАДИЖИНСЬКА ТЕС	-71.706	-35.448	110.000	0.00
7	СУВОРІВСЬКЕ	0.000	0.000	105.796	-1.48
8	ВАПНЯРКА ТЯГА	0.000	0.000	104.272	-2.02
9	ЛУКАШІВКА	0.000	0.000	109.370	-0.23
109	109	0.000	0.000	107.344	-0.98
10	ТРОСТЯНЕЦЬ	0.000	0.000	107.304	-0.99
108	108	0.000	0.000	107.274	-1.00
11	СОКОЛІВКА	0.000	0.000	105.772	-1.53
12	КРИЖОПІЛЬ	0.000	0.000	105.046	-1.78
107	107	0.000	0.000	104.442	-1.97
13	ВАПНЯРКА	0.000	0.000	104.442	-1.97
110	110	0.000	0.000	104.019	-2.12
14	ТОМАШПІЛЬ	0.000	0.000	103.243	-2.37
111	111	0.000	0.000	102.347	-2.62
15	АНТОНІВКА	0.000	0.000	102.344	-2.62
16	БОРІВКА	0.000	0.000	101.887	-2.74
17	МОЇВКА	0.000	0.000	101.714	-2.78
18	ГНАТКІВ	0.000	0.000	103.095	-2.42
19	ДЗИГІВКА	0.000	0.000	103.116	-2.41
112	112	0.000	0.000	103.148	-2.40
20	РАДЯНСЬКЕ	0.000	0.000	103.067	-2.43
21	ЯМПІЛЬ	0.000	0.000	103.348	-2.33
113	113	0.000	0.000	103.340	-2.33
22	ПОРОГИ	0.000	0.000	103.261	-2.36
23	МИХАЙЛІВКА	0.000	0.000	104.204	-2.00
24	ІВОНІВКА	0.000	0.000	104.973	-1.77
25	КОСИ	0.000	0.000	106.624	-1.27
114	114	0.000	0.000	106.956	-1.17
26	МОГ. ПОДІЛЬС.	0.000	0.000	108.483	-0.70
115	115	0.000	0.000	109.312	-0.32
27	ЯРИШІВ	0.000	0.000	109.301	-0.33
300	ДНІСТРОВСЬКА ГЕС	-27.186	-11.984	110.000	0.00
10001		2.400	1.160	10.209	-2.70
30002		0.000	0.000	107.461	-1.84
20002		0.000	0.000	35.976	-1.84
10002		6.200	3.180	10.271	-1.82
300022		0.000	0.000	107.464	-1.84

200022	0.000	0.000	35.977	-1.84
100022	0.000	0.000	10.271	-1.82
10003	2.400	1.360	10.093	-3.04
10004	9.200	4.460	9.906	-1.28
100044	0.000	0.000	9.907	-1.28
10005	4.400	2.250	10.245	-1.91
30005	0.000	0.000	107.685	-1.41
20005	0.000	0.000	36.051	-1.41
300055	0.000	0.000	107.192	-1.94
200055	0.000	0.000	35.886	-1.94
100055	0.000	0.000	10.245	-1.91
30006	0.000	0.000	104.748	-2.43
20006	0.000	0.000	25.047	-2.43
10006	14.200	7.660	9.937	-3.22
300066	0.000	0.000	104.752	-2.43
200066	0.000	0.000	25.048	-2.43
100066	0.000	0.000	9.937	-3.22
10007	2.600	1.260	9.811	-4.41
30008	0.000	0.000	102.576	-3.49
20008	0.000	0.000	24.528	-3.49
10008	16.000	9.070	9.712	-4.41
300088	0.000	0.000	102.581	-3.49
100088	0.000	0.000	9.713	-4.42
200088	0.000	0.000	24.529	-3.49
10009	2.200	1.190	10.188	-2.53
300010	0.000	0.000	105.743	-2.47
200010	0.000	0.000	35.401	-2.47
100010	4.200	2.030	10.026	-3.34
30001010	0.000	0.000	105.744	-2.47
20001010	0.000	0.000	35.401	-2.47
10001010	0.000	0.000	10.026	-3.34
100011	2.400	1.230	9.820	-4.23
300012	0.000	0.000	104.306	-2.54
200012	0.000	0.000	34.920	-2.54
100012	3.600	1.740	9.934	-2.97
30001212	0.000	0.000	104.320	-2.52
20001212	0.000	0.000	34.925	-2.52
10001212	0.000	0.000	9.935	-2.98
100013	2.500	1.420	9.645	-4.86
300014	0.000	0.000	102.064	-3.49
200014	0.000	0.000	34.169	-3.49
100014	2.400	1.230	9.695	-4.14
30001414	0.000	0.000	102.064	-3.49
20001414	0.000	0.000	34.170	-3.49
10001414	0.000	0.000	9.695	-4.14
100015	2.500	1.210	9.483	-5.64
100016	2.200	1.250	9.436	-5.40
300017	0.000	0.000	97.932	-5.99
200017	0.000	0.000	32.786	-5.99
100017	4.000	2.160	9.162	-7.94
100018	2.500	1.210	9.557	-5.39
100019	2.200	1.250	9.558	-5.01
100020	2.000	0.970	9.619	-4.79
100021	3.500	1.980	9.587	-4.94
223000	0.000	0.000	101.714	-3.80
222000	0.000	0.000	34.052	-3.80
221000	3.800	1.950	9.642	-4.65
22223000	0.000	0.000	101.715	-3.80
22222000	0.000	0.000	34.053	-3.80
22221000	0.000	0.000	9.642	-4.65
100023	2.300	1.300	9.653	-4.66
100024	2.400	1.160	9.903	-3.12
10002424	0.000	0.000	9.903	-3.12
100025	2.200	1.190	8.855	-3.69
300026	0.000	0.000	106.970	-1.94
200026	0.000	0.000	35.812	-1.94
100026	3.600	2.040	10.146	-2.66
30002626	0.000	0.000	106.972	-1.94
20002626	0.000	0.000	35.812	-1.94
10002626	0.000	0.000	10.146	-2.66
300027	0.000	0.000	108.516	-1.06
200027	0.000	0.000	36.329	-1.06
100027	3.800	1.840	10.334	-1.49
30002727	0.000	0.000	108.117	-1.51
20002727	0.000	0.000	36.196	-1.51
10002727	0.000	0.000	10.335	-1.49

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
100	101	8.461	3.303	8.445	3.266	0.016	0.036	0.048	0.344
101	102	6.026	2.788	6.011	2.755	0.015	0.033	0.035	0.452
102	104	6.011	3.387	5.999	3.365	0.012	0.022	0.036	0.335

104	5	3.580	2.417	3.575	2.408	0.005	0.009	0.023	0.223
5	103	-1.840	-1.387	-1.843	-1.392	0.003	0.005	-0.012	-0.243
103	2	-1.843	-0.861	-1.843	-0.862	0.000	0.001	-0.011	-0.024
2	100	-8.102	-3.793	-8.150	-3.900	0.048	0.106	-0.047	-1.087
2	30002	3.103	1.687	3.100	1.591	0.003	0.095	0.019	1.508
30002	10002	3.100	1.591	3.097	1.591	0.003	0.000	0.019	0.077
10002	100022	-3.099	-1.587	-3.099	-1.587	0.000	0.000	-0.195	-0.000
300022	100022	3.102	1.587	3.099	1.587	0.003	0.000	0.019	0.077
2	300022	3.105	1.683	3.102	1.587	0.003	0.095	0.019	1.504
6	30006	7.102	4.173	7.097	3.964	0.005	0.208	0.045	1.468
30006	10006	7.097	3.964	7.092	3.835	0.005	0.129	0.045	0.930
10006	100066	-7.099	-3.821	-7.100	-3.821	0.000	0.000	-0.468	-0.001
300066	100066	7.105	3.950	7.100	3.821	0.005	0.129	0.045	0.927
6	300066	7.110	4.159	7.105	3.950	0.005	0.208	0.045	1.464
5	105	-13.562	-5.735	-13.658	-5.910	0.095	0.174	-0.078	-1.162
105	4	9.901	5.490	9.898	5.487	0.003	0.003	0.059	0.040
4	106	0.635	0.411	0.635	0.411	0.000	0.000	0.004	0.003
106	200	-27.329	-14.137	-27.366	-14.206	0.038	0.069	-0.162	-0.234
106	7	27.963	15.216	27.301	14.005	0.659	1.206	0.167	4.004
7	8	24.682	13.328	24.450	12.904	0.231	0.422	0.153	1.555
8	107	-5.188	-3.414	-5.194	-3.424	0.005	0.010	-0.034	-0.174
107	12	-7.713	-4.693	-7.742	-4.746	0.029	0.053	-0.050	-0.615
12	11	-11.387	-6.323	-11.438	-6.417	0.051	0.093	-0.071	-0.739
11	108	-13.856	-7.186	-13.983	-7.420	0.127	0.233	-0.085	-1.523
108	10	-13.983	-6.973	-13.986	-6.977	0.003	0.004	-0.084	-0.031
10	109	-18.230	-9.422	-18.235	-9.429	0.005	0.007	-0.110	-0.040
109	9	-18.235	-8.951	-18.459	-9.361	0.223	0.408	-0.109	-2.040
9	200	-20.676	-10.110	-20.753	-10.252	0.077	0.142	-0.121	-0.631
10	300010	2.104	1.126	2.101	1.056	0.003	0.070	0.013	1.644
300010	100010	2.101	1.056	2.098	1.015	0.003	0.041	0.013	0.999
100010	10001010	-2.099	-1.014	-2.099	-1.014	0.000	0.000	-0.134	-0.000
30001010	10001010	2.102	1.055	2.099	1.014	0.003	0.041	0.013	0.998
10	30001010	2.104	1.125	2.102	1.055	0.003	0.070	0.013	1.642
12	300012	1.033	0.514	1.033	0.497	0.001	0.017	0.006	0.791
300012	100012	1.033	0.497	1.032	0.487	0.001	0.010	0.006	0.481
100012	10001212	-2.566	-1.252	-2.566	-1.252	0.000	0.000	-0.166	-0.000
30001212	10001212	2.567	1.278	2.566	1.252	0.001	0.026	0.016	0.494
12	30001212	2.568	1.320	2.567	1.278	0.001	0.042	0.016	0.776
8	30008	8.004	5.001	7.998	4.716	0.007	0.283	0.052	1.821
30008	10008	7.998	4.716	7.991	4.540	0.007	0.175	0.052	1.151
10008	100088	-7.999	-4.524	-8.000	-4.524	0.000	0.000	-0.545	-0.001
300088	100088	8.007	4.700	8.000	4.524	0.007	0.175	0.052	1.148
8	300088	8.014	4.985	8.007	4.700	0.007	0.283	0.052	1.816
8	110	13.550	6.319	13.529	6.280	0.022	0.039	0.083	0.259
110	14	13.529	6.543	13.455	6.437	0.073	0.106	0.083	0.793
14	18	2.170	0.873	2.168	0.869	0.002	0.003	0.013	0.152
18	19	-0.351	-0.068	-0.351	-0.069	0.000	0.000	-0.002	-0.022
19	112	-2.567	-1.213	-2.568	-1.214	0.001	0.001	-0.016	-0.032
112	21	-4.584	-1.904	-4.590	-1.914	0.006	0.009	-0.028	-0.205
21	23	-11.956	-5.971	-12.020	-6.089	0.064	0.118	-0.075	-0.878
23	24	-14.338	-7.148	-14.414	-7.259	0.076	0.111	-0.089	-0.782
24	25	-16.836	-8.096	-17.028	-8.374	0.191	0.276	-0.103	-1.675
25	114	-19.244	-9.347	-19.288	-9.410	0.043	0.063	-0.116	-0.336
114	26	-19.288	-9.062	-19.487	-9.351	0.199	0.288	-0.115	-1.541
26	115	-23.130	-10.736	-23.235	-10.970	0.105	0.233	-0.135	-0.835
115	300	-27.083	-11.756	-27.186	-11.984	0.103	0.227	-0.156	-0.690
27	300027	1.090	0.569	1.090	0.551	0.001	0.018	0.006	0.801
300027	100027	1.090	0.551	1.089	0.540	0.001	0.010	0.006	0.488
100027	10002727	-2.709	-1.298	-2.709	-1.298	0.000	0.000	-0.168	-0.000
30002727	10002727	2.711	1.298	2.709	1.298	0.002	0.000	0.016	0.067
27	30002727	2.713	1.369	2.711	1.298	0.002	0.070	0.016	1.219
26	300026	1.803	1.105	1.801	1.051	0.002	0.054	0.011	1.565
300026	100026	1.801	1.051	1.799	1.020	0.002	0.031	0.011	0.947
100026	10002626	-1.799	-1.019	-1.799	-1.019	0.000	0.000	-0.117	-0.000
30002626	10002626	1.801	1.050	1.799	1.019	0.002	0.031	0.011	0.946
26	30002626	1.803	1.104	1.801	1.050	0.002	0.054	0.011	1.564
24	100024	1.202	0.616	1.199	0.580	0.002	0.036	0.007	1.538
100024	10002424	-1.199	-0.579	-1.199	-0.579	0.000	0.000	-0.078	-0.000
24	10002424	1.202	0.616	1.199	0.579	0.002	0.036	0.007	1.537
22	223000	1.903	1.076	1.901	1.012	0.002	0.064	0.012	1.684
223000	221000	1.901	1.012	1.899	0.975	0.002	0.037	0.012	1.019
221000	22221000	-1.899	-0.974	-1.899	-0.974	0.000	0.000	-0.128	-0.000
22223000	22221000	1.901	1.011	1.899	0.974	0.002	0.037	0.012	1.018
22	22223000	1.904	1.075	1.901	1.011	0.002	0.064	0.012	1.683
14	30001414	1.474	0.815	1.473	0.777	0.001	0.038	0.009	1.279
30001414	10001414	1.473	0.777	1.471	0.755	0.001	0.022	0.009	0.775
10001414	100014	1.471	0.755	1.471	0.755	0.000	0.000	0.098	0.000
300014	100014	0.928	0.488	0.927	0.475	0.001	0.014	0.006	0.776
14	300014	0.929	0.512	0.928	0.488	0.001	0.024	0.006	1.280
4	100044	4.605	2.347	4.600	2.224	0.006	0.123	0.027	1.298
100044	10004	4.600	2.224	4.599	2.224	0.000	0.000	0.297	0.000
4	10004	4.601	2.357	4.595	2.234	0.006	0.123	0.027	1.303
105	200	-23.559	-10.941	-23.586	-10.990	0.027	0.049	-0.136	-0.192
5	30005	1.262	0.700	1.261	0.675	0.001	0.025	0.008	0.993
30005	10005	1.261	0.675	1.261	0.660	0.001	0.015	0.008	0.603
10005	100055	-3.137	-1.588	-3.137	-1.588	0.000	0.000	-0.198	-0.000

300055	100055	3.140	1.588	3.137	1.588	0.003	0.000	0.019	0.078
5	300055	3.143	1.686	3.140	1.588	0.003	0.098	0.019	1.515
30002	20002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	111	8.854	4.812	8.799	4.732	0.056	0.080	0.056	0.915
111	15	8.799	5.038	8.798	5.037	0.000	0.000	0.057	0.003
15	16	6.280	3.809	6.259	3.779	0.020	0.029	0.041	0.467
16	17	4.043	2.651	4.038	2.644	0.005	0.007	0.027	0.176
30002626	20002626	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.207	1.317	2.199	1.189	0.008	0.128	0.014	3.125
17	300017	4.021	2.665	4.009	2.345	0.012	0.319	0.027	4.197
300017	200017	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.009	2.345	3.997	2.159	0.012	0.185	0.027	2.525
23	100023	2.309	1.450	2.299	1.299	0.010	0.150	0.015	3.556
21	100021	3.510	2.202	3.498	1.979	0.012	0.222	0.023	3.404
21	113	3.843	2.199	3.843	2.199	0.000	0.000	0.025	0.008
113	22	3.843	2.276	3.841	2.273	0.002	0.004	0.025	0.082
16	100016	2.208	1.394	2.199	1.249	0.010	0.144	0.015	3.551
223000	222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	100015	2.510	1.382	2.498	1.209	0.011	0.172	0.016	3.573
11	100011	2.409	1.381	2.398	1.229	0.010	0.151	0.015	3.342
1	10001	2.408	1.297	2.398	1.159	0.009	0.137	0.014	2.948
300012	200012	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
112	20	2.016	1.007	2.015	1.005	0.001	0.002	0.013	0.083
20	100020	2.006	1.077	1.999	0.969	0.007	0.107	0.013	2.763
19	100019	2.208	1.390	2.199	1.249	0.009	0.141	0.015	3.476
18	100018	2.510	1.379	2.498	1.209	0.011	0.170	0.016	3.524
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	14.529	8.565	14.284	8.211	0.243	0.352	0.089	2.524
300066	200066	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.207	1.311	2.199	1.189	0.008	0.121	0.014	2.956
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.610	1.434	2.598	1.259	0.012	0.174	0.016	3.485
107	13	2.519	1.655	2.519	1.655	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300010	200010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
115	27	3.848	2.157	3.848	2.156	0.000	0.001	0.023	0.011
13	100013	2.510	1.598	2.498	1.419	0.012	0.178	0.016	3.900
30005	20005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300027	200027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
101	1	2.419	1.241	2.418	1.239	0.002	0.002	0.014	0.089
30006	20006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300055	200055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300088	200088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
104	3	2.419	1.493	2.418	1.491	0.001	0.001	0.015	0.065
3	10003	2.409	1.510	2.398	1.359	0.010	0.150	0.015	3.426

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після розвитку ем

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год

Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 158.417 МВт / 982.187 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 149.930 МВт / 929.566 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 7.571 МВт / 23.143 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 7.571 МВт / 23.143 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.634 МВт / 3.931 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.339 МВт / 1.038 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.973 МВт / 4.968 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 8.544 МВт / 28.111 млн.кВт*г (2.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-16.967	-7.832	105.000	0.00
101	101	0.000	0.000	104.618	-0.19
1	Вороновиця	0.000	0.000	104.524	-0.22
102	102	0.000	0.000	104.116	-0.42
104	104	0.000	0.000	103.751	-0.54
3	Брацлав	0.000	0.000	103.682	-0.56
5	Тульчин	0.000	0.000	103.506	-0.61
2	Немирів	0.000	0.000	103.813	-0.53
103	103	0.000	0.000	103.785	-0.55
6	Рахни тяга	0.000	0.000	100.854	-1.30
105	105	0.000	0.000	104.705	-0.11
4	Ферментний завод	0.000	0.000	104.622	-0.12
106	106	0.000	0.000	104.577	-0.13
200	Ладизинська ТЕС	-103.906	-61.075	105.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	96.075	-2.90
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	94.892	-3.42
9	Лукашівка	0.000	0.000	104.006	-0.33
109	109	0.000	0.000	100.715	-1.45
10	Тростянець	0.000	0.000	100.651	-1.46
108	108	0.000	0.000	100.597	-1.48
11	Соколівка	0.000	0.000	97.965	-2.38
12	Крижопіль	0.000	0.000	96.622	-2.84
107	107	0.000	0.000	95.329	-3.28
13	Вапнярка	0.000	0.000	95.329	-3.28
110	110	0.000	0.000	94.607	-3.56
14	Томашпіль	0.000	0.000	93.730	-3.90
111	111	0.000	0.000	92.142	-4.49
15	Антонівка	0.000	0.000	92.137	-4.50
16	Борівка	0.000	0.000	91.613	-4.63
17	Моївка	0.000	0.000	91.416	-4.68
18	Гнатків	0.000	0.000	94.007	-3.80
19	Дзигівка	0.000	0.000	94.527	-3.62
112	112	0.000	0.000	94.639	-3.58
20	Радянське	0.000	0.000	94.550	-3.61
21	Ямпіль	0.000	0.000	95.147	-3.41
113	113	0.000	0.000	95.138	-3.41
22	Пороги	0.000	0.000	95.051	-3.44
23	Михайлівка	0.000	0.000	96.534	-2.85
24	Івонівка	0.000	0.000	97.719	-2.49
25	Коси	0.000	0.000	100.174	-1.74
114	114	0.000	0.000	100.654	-1.60
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	102.872	-0.94
115	115	0.000	0.000	104.047	-0.43
27	Яришів	0.000	0.000	104.035	-0.43
300	Дністровська ГЕС	-33.615	-16.907	105.000	0.00

10001	2.400	1.160	9.712	-2.98
30002	0.000	0.000	102.280	-2.03
20002	0.000	0.000	34.242	-2.03
10002	6.200	3.180	9.775	-2.01
300022	0.000	0.000	102.284	-2.03
200022	0.000	0.000	34.243	-2.03
100022	0.000	0.000	9.775	-2.01
10003	2.400	1.360	9.585	-3.37
10004	9.200	4.460	9.430	-1.45
100044	0.000	0.000	9.431	-1.45
10005	4.400	2.250	9.745	-2.12
30005	0.000	0.000	102.488	-1.56
20005	0.000	0.000	34.311	-1.56
300055	0.000	0.000	101.968	-2.14
200055	0.000	0.000	34.137	-2.14
100055	0.000	0.000	9.745	-2.12
30006	0.000	0.000	99.375	-2.69
20006	0.000	0.000	23.763	-2.69
10006	14.200	7.660	9.418	-3.57
300066	0.000	0.000	99.380	-2.70
200066	0.000	0.000	23.764	-2.70
100066	0.000	0.000	9.419	-3.57
10007	2.600	1.260	8.845	-6.48
30008	0.000	0.000	92.999	-5.20
20008	0.000	0.000	22.238	-5.20
10008	16.000	9.070	8.785	-6.33
300088	0.000	0.000	93.005	-5.20
100088	0.000	0.000	8.786	-6.33
200088	0.000	0.000	22.239	-5.20
10009	2.200	1.190	9.659	-2.88
300010	0.000	0.000	98.968	-3.15
200010	0.000	0.000	33.133	-3.15
100010	4.200	2.030	9.372	-4.15
30001010	0.000	0.000	98.970	-3.15
20001010	0.000	0.000	33.134	-3.15
10001010	0.000	0.000	9.372	-4.15
100011	2.400	1.230	9.046	-5.54
300012	0.000	0.000	95.812	-3.74
200012	0.000	0.000	32.076	-3.74
100012	3.600	1.740	9.118	-4.26
30001212	0.000	0.000	95.827	-3.72
20001212	0.000	0.000	32.081	-3.72
10001212	0.000	0.000	9.118	-4.26
100013	2.500	1.420	8.735	-6.77
300014	0.000	0.000	92.416	-5.25
200014	0.000	0.000	30.939	-5.25
100014	2.400	1.230	8.765	-6.05
30001414	0.000	0.000	92.416	-5.26
20001414	0.000	0.000	30.939	-5.26
10001414	0.000	0.000	8.765	-6.05
100015	2.500	1.210	8.466	-8.25
100016	2.200	1.250	8.413	-7.95
300017	0.000	0.000	87.028	-8.70
200017	0.000	0.000	29.136	-8.70
100017	4.000	2.160	8.090	-11.19
100018	2.500	1.210	8.653	-7.40
100019	2.200	1.250	8.705	-6.73
100020	2.000	0.970	8.779	-6.43
100021	3.500	1.980	8.773	-6.50
223000	0.000	0.000	93.348	-5.15
222000	0.000	0.000	31.251	-5.15
221000	3.800	1.950	8.833	-6.16
22223000	0.000	0.000	93.350	-5.15
22222000	0.000	0.000	31.252	-5.15
22221000	0.000	0.000	8.833	-6.16
100023	2.300	1.300	8.890	-5.97
100024	2.400	1.160	9.198	-4.05
10002424	0.000	0.000	9.199	-4.05
100025	2.200	1.190	8.286	-4.50
300026	0.000	0.000	101.267	-2.32
200026	0.000	0.000	33.902	-2.32
100026	3.600	2.040	9.595	-3.13
30002626	0.000	0.000	101.268	-2.32

20002626	0.000	0.000	33.903	-2.32
10002626	0.000	0.000	9.596	-3.13
300027	0.000	0.000	103.208	-1.24
200027	0.000	0.000	34.552	-1.24
100027	3.800	1.840	9.824	-1.71
30002727	0.000	0.000	102.787	-1.73
20002727	0.000	0.000	34.412	-1.73
10002727	0.000	0.000	9.825	-1.72
504	11.200	6.050	94.992	-3.38
501	-3.930	0.000	93.382	-4.01
503	20.910	11.850	92.019	-4.68
502	6.120	3.140	91.965	-4.65
501001	0.000	0.000	8.932	-4.01
502001	0.000	0.000	8.796	-4.65
503001	0.000	0.000	8.801	-4.68
504001	0.000	0.000	9.086	-3.38

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
100	101	8.650	3.661	8.630	3.618	0.019	0.042	0.052	0.382
101	102	6.211	3.051	6.193	3.012	0.018	0.039	0.038	0.504
102	104	6.193	3.587	6.179	3.561	0.014	0.026	0.040	0.367
104	5	3.760	2.544	3.754	2.533	0.006	0.011	0.025	0.247
5	103	-2.002	-1.531	-2.006	-1.537	0.004	0.006	-0.014	-0.280
103	2	-2.006	-1.055	-2.006	-1.055	0.000	0.001	-0.013	-0.029
2	100	-8.261	-4.047	-8.317	-4.171	0.056	0.123	-0.051	-1.191
2	30002	3.104	1.697	3.100	1.591	0.003	0.105	0.020	1.593
30002	10002	3.100	1.591	3.097	1.591	0.003	0.000	0.020	0.081
10002	100022	-3.099	-1.587	-3.099	-1.587	0.000	0.000	-0.205	-0.000
300022	100022	3.102	1.587	3.099	1.587	0.003	0.000	0.020	0.081
2	300022	3.105	1.693	3.102	1.587	0.003	0.105	0.020	1.589
6	30006	7.103	4.212	7.098	3.979	0.006	0.232	0.047	1.563
30006	10006	7.098	3.979	7.092	3.835	0.006	0.144	0.047	0.990
10006	100066	-7.099	-3.821	-7.100	-3.821	0.000	0.000	-0.493	-0.001
300066	100066	7.105	3.965	7.100	3.821	0.006	0.144	0.047	0.987
6	300066	7.111	4.198	7.105	3.965	0.006	0.232	0.047	1.559
5	105	-13.241	-5.741	-13.342	-5.926	0.101	0.185	-0.080	-1.205
105	4	19.057	11.681	19.045	11.667	0.012	0.014	0.123	0.084
4	106	9.786	6.599	9.782	6.595	0.003	0.004	0.065	0.045
106	200	-42.534	-26.774	-42.646	-26.978	0.111	0.203	-0.277	-0.423
106	7	52.317	33.977	49.516	28.855	2.790	5.101	0.344	8.625
7	8	18.541	8.754	18.390	8.480	0.150	0.274	0.123	1.229
8	107	-12.320	-7.825	-12.356	-7.892	0.037	0.067	-0.089	-0.450
107	12	-14.877	-9.256	-15.008	-9.495	0.130	0.238	-0.106	-1.329
12	11	-18.646	-11.129	-18.814	-11.436	0.167	0.305	-0.130	-1.377
11	108	-21.232	-12.320	-21.600	-12.993	0.367	0.671	-0.144	-2.683
108	10	-21.600	-12.600	-21.609	-12.612	0.008	0.012	-0.143	-0.054
10	109	-25.850	-15.065	-25.862	-15.083	0.012	0.017	-0.171	-0.065
109	9	-25.862	-14.662	-26.407	-15.659	0.543	0.993	-0.170	-3.322
9	200	-28.624	-16.475	-28.801	-16.799	0.176	0.323	-0.183	-0.996
10	300010	2.104	1.142	2.101	1.062	0.003	0.080	0.014	1.799
300010	100010	2.101	1.062	2.098	1.015	0.003	0.047	0.014	1.092
100010	10001010	-2.099	-1.014	-2.099	-1.014	0.000	0.000	-0.143	-0.000
30001010	10001010	2.102	1.061	2.099	1.014	0.003	0.047	0.014	1.091
10	30001010	2.105	1.141	2.102	1.061	0.003	0.080	0.014	1.798
12	300012	1.034	0.519	1.033	0.499	0.001	0.020	0.007	0.894
300012	100012	1.033	0.499	1.032	0.487	0.001	0.012	0.007	0.543
100012	10001212	-2.566	-1.252	-2.566	-1.252	0.000	0.000	-0.180	-0.000
30001212	10001212	2.567	1.283	2.566	1.252	0.001	0.031	0.017	0.558
12	30001212	2.568	1.332	2.567	1.283	0.001	0.050	0.017	0.877
8	30008	8.007	5.103	7.999	4.755	0.008	0.346	0.058	2.107
30008	10008	7.999	4.755	7.991	4.540	0.008	0.214	0.058	1.330
10008	100088	-7.999	-4.524	-8.000	-4.524	0.000	0.000	-0.603	-0.001
300088	100088	8.009	4.740	8.000	4.524	0.008	0.214	0.058	1.326
8	300088	8.017	5.087	8.009	4.740	0.008	0.346	0.058	2.101
8	110	14.628	6.104	14.598	6.050	0.029	0.053	0.096	0.299
110	14	14.598	6.268	14.499	6.125	0.099	0.143	0.097	0.912
14	111	15.430	6.956	15.239	6.679	0.190	0.275	0.104	1.655
111	15	15.239	6.927	15.239	6.927	0.000	0.001	0.105	0.005

15	502	6.428	1.701	6.420	1.680	0.007	0.021	0.042	0.192
502	503	0.297	-1.227	0.297	-1.228	0.000	0.001	0.008	-0.051
503	501	-20.613	-12.802	-20.766	-13.233	0.153	0.430	-0.152	-1.440
501	504	-16.845	-12.801	-16.991	-13.211	0.145	0.408	-0.131	-1.674
504	7	-28.194	-18.923	-28.355	-19.376	0.160	0.451	-0.206	-1.125
24	100024	1.202	0.622	1.199	0.580	0.003	0.042	0.008	1.697
100024	10002424	-1.199	-0.579	-1.199	-0.579	0.000	0.000	-0.083	-0.000
24	10002424	1.202	0.622	1.199	0.579	0.003	0.042	0.008	1.696
14	18	-3.358	-1.706	-3.365	-1.716	0.007	0.010	-0.023	-0.286
18	19	-5.885	-2.766	-5.908	-2.800	0.024	0.034	-0.040	-0.539
19	112	-8.126	-4.013	-8.133	-4.023	0.007	0.010	-0.055	-0.115
112	21	-10.149	-4.797	-10.188	-4.854	0.039	0.057	-0.068	-0.525
21	23	-17.551	-9.040	-17.717	-9.344	0.166	0.303	-0.120	-1.436
23	24	-20.035	-10.485	-20.213	-10.743	0.177	0.257	-0.135	-1.212
24	25	-22.633	-11.644	-23.044	-12.239	0.409	0.592	-0.150	-2.500
25	114	-25.260	-13.271	-25.348	-13.398	0.087	0.126	-0.164	-0.487
114	26	-25.348	-13.090	-25.752	-13.674	0.402	0.582	-0.163	-2.244
26	115	-29.392	-15.162	-29.589	-15.600	0.197	0.436	-0.185	-1.185
115	300	-33.434	-16.505	-33.615	-16.907	0.181	0.400	-0.207	-0.956
27	300027	1.090	0.572	1.090	0.552	0.001	0.020	0.007	0.849
300027	100027	1.090	0.552	1.089	0.540	0.001	0.012	0.007	0.517
100027	10002727	-2.709	-1.298	-2.709	-1.298	0.000	0.000	-0.176	-0.000
30002727	10002727	2.711	1.298	2.709	1.298	0.002	0.000	0.017	0.071
27	30002727	2.713	1.376	2.711	1.298	0.002	0.077	0.017	1.292
26	300026	1.803	1.115	1.801	1.055	0.002	0.060	0.012	1.675
300026	100026	1.801	1.055	1.799	1.020	0.002	0.035	0.012	1.012
100026	10002626	-1.799	-1.019	-1.799	-1.019	0.000	0.000	-0.124	-0.000
30002626	10002626	1.801	1.054	1.799	1.019	0.002	0.035	0.012	1.012
26	30002626	1.804	1.114	1.801	1.054	0.002	0.060	0.012	1.674
22	22223000	1.905	1.094	1.902	1.018	0.003	0.076	0.013	1.908
22223000	22221000	1.902	1.018	1.899	0.974	0.003	0.044	0.013	1.152
22221000	221000	1.899	0.974	1.899	0.974	0.000	0.000	0.139	0.000
223000	221000	1.901	1.019	1.899	0.975	0.003	0.044	0.013	1.153
22	223000	1.904	1.095	1.901	1.019	0.003	0.076	0.013	1.909
14	30001414	1.475	0.828	1.473	0.782	0.002	0.046	0.010	1.486
30001414	10001414	1.473	0.782	1.471	0.755	0.002	0.027	0.010	0.897
10001414	100014	1.471	0.755	1.471	0.755	0.000	0.000	0.109	0.000
300014	100014	0.928	0.491	0.927	0.475	0.001	0.017	0.007	0.899
14	300014	0.930	0.521	0.928	0.491	0.001	0.029	0.007	1.486
4	100044	4.606	2.360	4.600	2.224	0.006	0.135	0.029	1.370
100044	10004	4.600	2.224	4.599	2.224	0.000	0.000	0.312	0.000
4	10004	4.601	2.370	4.595	2.234	0.006	0.135	0.029	1.376
105	200	-32.400	-17.189	-32.459	-17.298	0.059	0.108	-0.202	-0.295
5	300055	3.143	1.697	3.140	1.588	0.003	0.108	0.020	1.603
300055	100055	3.140	1.588	3.137	1.588	0.003	0.000	0.020	0.082
100055	10005	3.137	1.588	3.137	1.588	0.000	0.000	0.208	0.000
30005	10005	1.262	0.676	1.261	0.660	0.001	0.016	0.008	0.638
5	30005	1.263	0.704	1.262	0.676	0.001	0.028	0.008	1.050
115	27	3.844	2.147	3.844	2.146	0.000	0.001	0.024	0.012
17	300017	4.028	2.808	4.013	2.397	0.015	0.409	0.031	5.085
300027	200027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300017	200017	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.013	2.397	3.997	2.159	0.015	0.238	0.031	3.048
16	100016	2.211	1.431	2.199	1.249	0.012	0.182	0.017	4.199
15	100015	2.513	1.426	2.498	1.209	0.014	0.216	0.018	4.256
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300012	200012	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300026	200026	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	6	14.551	8.693	14.280	8.299	0.271	0.392	0.094	2.672
300066	200066	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.208	1.324	2.199	1.189	0.009	0.135	0.014	3.146
30002626	20002626	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.208	1.336	2.199	1.189	0.010	0.146	0.015	3.404
21	113	3.840	2.232	3.840	2.232	0.000	0.000	0.027	0.009
113	22	3.840	2.297	3.837	2.293	0.002	0.004	0.027	0.090
504	504001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	501001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	503001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
502	502001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300010	200010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
223000	222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

21	100021	3.513	2.246	3.498	1.979	0.015	0.266	0.025	3.850
112	20	2.016	1.040	2.015	1.038	0.001	0.002	0.014	0.092
20	100020	2.007	1.099	1.999	0.969	0.009	0.129	0.014	3.153
19	100019	2.210	1.419	2.199	1.249	0.011	0.170	0.016	3.959
18	100018	2.512	1.417	2.498	1.209	0.014	0.207	0.018	4.084
13	100013	2.513	1.637	2.498	1.419	0.014	0.217	0.018	4.486
101	1	2.419	1.261	2.418	1.259	0.002	0.002	0.015	0.094
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300088	200088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	100023	2.310	1.477	2.299	1.299	0.012	0.177	0.016	3.973
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.613	1.474	2.598	1.259	0.014	0.214	0.018	4.070
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
107	13	2.520	1.685	2.520	1.685	0.000	0.000	0.018	0.000
30008	20008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001010	20001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	100011	2.410	1.408	2.398	1.229	0.012	0.178	0.016	3.745
1	10001	2.409	1.311	2.398	1.159	0.010	0.151	0.015	3.123
15	16	6.291	4.054	6.265	4.016	0.026	0.038	0.047	0.540
16	17	4.048	2.800	4.041	2.791	0.006	0.009	0.031	0.203
30005	20005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300055	200055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
104	3	2.420	1.511	2.418	1.509	0.001	0.002	0.016	0.069
3	10003	2.410	1.526	2.398	1.359	0.011	0.166	0.016	3.635

ДОДАТОК Д

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку

ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год

Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 159.551 МВт / 989.214 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 149.930 МВт / 929.566 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 8.720 МВт / 26.656 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 8.720 МВт / 26.656 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.566 МВт / 3.507 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.387 МВт / 1.182 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.952 МВт / 4.689 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 9.673 МВт / 31.345 млн.кВт*г (3.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-16.992	-8.240	100.000	0.00
101	101	0.000	0.000	99.586	-0.21
1	Вороновиця	0.000	0.000	99.487	-0.23
102	102	0.000	0.000	99.045	-0.46
104	104	0.000	0.000	98.656	-0.59
3	Брацлав	0.000	0.000	98.583	-0.61
5	Тульчин	0.000	0.000	98.397	-0.67
2	Немирів	0.000	0.000	98.727	-0.58
103	103	0.000	0.000	98.696	-0.60
6	Рахни тяга	0.000	0.000	95.583	-1.43
105	105	0.000	0.000	99.682	-0.12
4	Ферментний завод	0.000	0.000	99.592	-0.13
106	106	0.000	0.000	99.543	-0.14
200	Ладизинська ТЕС	-104.724	-64.173	100.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	90.327	-3.20
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	89.043	-3.78
9	Лукашівка	0.000	0.000	98.921	-0.36
109	109	0.000	0.000	95.351	-1.58
10	Тростянець	0.000	0.000	95.282	-1.60
108	108	0.000	0.000	95.224	-1.62
11	Соколівка	0.000	0.000	92.370	-2.62
12	Крижопіль	0.000	0.000	90.916	-3.13
107	107	0.000	0.000	89.516	-3.62
13	Вапнярка	0.000	0.000	89.516	-3.62
110	110	0.000	0.000	88.731	-3.93
14	Томашпіль	0.000	0.000	87.775	-4.31
111	111	0.000	0.000	86.054	-4.99
15	Антонівка	0.000	0.000	86.050	-4.99
16	Борівка	0.000	0.000	85.475	-5.14
17	Моївка	0.000	0.000	85.259	-5.20
18	Гнатків	0.000	0.000	88.072	-4.21
19	Дзигівка	0.000	0.000	88.635	-4.00
112	112	0.000	0.000	88.756	-3.96
20	Радянське	0.000	0.000	88.659	-3.99
21	Ямпіль	0.000	0.000	89.307	-3.76
113	113	0.000	0.000	89.298	-3.76
22	Пороги	0.000	0.000	89.205	-3.79
23	Михайлівка	0.000	0.000	90.811	-3.13
24	Івонівка	0.000	0.000	92.094	-2.73
25	Коси	0.000	0.000	94.754	-1.90
114	114	0.000	0.000	95.274	-1.75
26	Мог. Подільсь.	0.000	0.000	97.680	-1.03
115	115	0.000	0.000	98.960	-0.47

27	Яришів	0.000	0.000	98.948	-0.47
300	Дністровська ГЕС	-33.905	-18.022	100.000	0.00
10001		2.400	1.160	9.213	-3.30
30002		0.000	0.000	97.108	-2.24
20002		0.000	0.000	32.510	-2.24
10002		6.200	3.180	9.280	-2.22
300022		0.000	0.000	97.112	-2.25
200022		0.000	0.000	32.512	-2.25
100022		0.000	0.000	9.280	-2.22
10003		2.400	1.360	9.078	-3.73
10004		9.200	4.460	8.964	-1.60
100044		0.000	0.000	8.965	-1.60
10005		4.400	2.250	9.247	-2.34
30005		0.000	0.000	97.320	-1.72
20005		0.000	0.000	32.581	-1.72
300055		0.000	0.000	96.773	-2.37
200055		0.000	0.000	32.398	-2.37
100055		0.000	0.000	9.248	-2.34
30006		0.000	0.000	94.009	-2.98
20006		0.000	0.000	22.480	-2.98
10006		14.200	7.660	8.900	-3.96
300066		0.000	0.000	94.015	-2.98
200066		0.000	0.000	22.481	-2.98
100066		0.000	0.000	8.901	-3.96
10007		2.600	1.260	8.268	-7.27
30008		0.000	0.000	87.000	-5.81
20008		0.000	0.000	20.804	-5.81
10008		16.000	9.070	8.203	-7.10
300088		0.000	0.000	87.007	-5.81
100088		0.000	0.000	8.204	-7.10
200088		0.000	0.000	20.805	-5.81
10009		2.200	1.190	9.156	-3.19
300010		0.000	0.000	93.487	-3.49
200010		0.000	0.000	31.298	-3.49
100010		4.200	2.030	8.842	-4.61
30001010		0.000	0.000	93.488	-3.49
20001010		0.000	0.000	31.298	-3.49
10001010		0.000	0.000	8.842	-4.61
100011		2.400	1.230	8.488	-6.19
300012		0.000	0.000	90.050	-4.14
200012		0.000	0.000	30.147	-4.14
100012		3.600	1.740	8.564	-4.73
30001212		0.000	0.000	90.066	-4.12
20001212		0.000	0.000	30.153	-4.12
10001212		0.000	0.000	8.564	-4.73
100013		2.500	1.420	8.149	-7.60
300014		0.000	0.000	86.358	-5.87
200014		0.000	0.000	28.911	-5.87
100014		2.400	1.230	8.180	-6.78
30001414		0.000	0.000	86.358	-5.87
20001414		0.000	0.000	28.911	-5.87
10001414		0.000	0.000	8.180	-6.78
100015		2.500	1.210	7.854	-9.32
100016		2.200	1.250	7.796	-8.98
300017		0.000	0.000	80.392	-9.87
200017		0.000	0.000	26.914	-9.87
100017		4.000	2.160	7.433	-12.80
100018		2.500	1.210	8.058	-8.33
100019		2.200	1.250	8.114	-7.56
100020		2.000	0.970	8.195	-7.21
100021		3.500	1.980	8.189	-7.29
223000		0.000	0.000	87.368	-5.74
222000		0.000	0.000	29.249	-5.74
221000		3.800	1.950	8.254	-6.90
22223000		0.000	0.000	87.370	-5.74
22222000		0.000	0.000	29.250	-5.74
22221000		0.000	0.000	8.255	-6.90
100023		2.300	1.300	8.317	-6.68
100024		2.400	1.160	8.651	-4.49
10002424		0.000	0.000	8.651	-4.49
100025		2.200	1.190	7.805	-5.00
300026		0.000	0.000	95.977	-2.56
200026		0.000	0.000	32.131	-2.56
100026		3.600	2.040	9.084	-3.46
30002626		0.000	0.000	95.978	-2.56
20002626		0.000	0.000	32.132	-2.56
10002626		0.000	0.000	9.084	-3.46
300027		0.000	0.000	98.075	-1.37
200027		0.000	0.000	32.834	-1.37
100027		3.800	1.840	9.331	-1.89
30002727		0.000	0.000	97.632	-1.91
20002727		0.000	0.000	32.685	-1.91

10002727	0.000	0.000	9.331	-1.89
504	11.200	6.050	89.156	-3.73
501	-3.930	0.000	87.408	-4.45
503	20.910	11.850	85.935	-5.20
502	6.120	3.140	85.870	-5.18
501001	0.000	0.000	8.360	-4.45
502001	0.000	0.000	8.213	-5.18
503001	0.000	0.000	8.220	-5.20
504001	0.000	0.000	8.528	-3.73

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.663	3.902	8.641	3.854	0.022	0.048	0.055	0.415
101	102	6.222	3.200	6.202	3.155	0.020	0.044	0.040	0.543
102	104	6.202	3.675	6.186	3.646	0.016	0.029	0.042	0.391
104	5	3.766	2.561	3.759	2.550	0.006	0.012	0.027	0.261
5	103	-2.009	-1.574	-2.014	-1.582	0.004	0.007	-0.015	-0.300
103	2	-2.014	-1.145	-2.014	-1.146	0.000	0.001	-0.014	-0.032
2	100	-8.266	-4.199	-8.329	-4.338	0.063	0.139	-0.054	-1.278
2	30002	3.104	1.708	3.101	1.591	0.003	0.117	0.021	1.688
30002	10002	3.101	1.591	3.097	1.591	0.003	0.000	0.021	0.085
10002	100022	-3.099	-1.587	-3.099	-1.587	0.000	0.000	-0.216	-0.000
300022	100022	3.103	1.587	3.099	1.587	0.003	0.000	0.021	0.085
2	300022	3.106	1.704	3.103	1.587	0.003	0.117	0.021	1.684
6	30006	7.104	4.257	7.098	3.996	0.006	0.260	0.050	1.672
30006	10006	7.098	3.996	7.092	3.835	0.006	0.161	0.050	1.058
10006	100066	-7.099	-3.821	-7.100	-3.821	0.000	0.000	-0.522	-0.001
300066	100066	7.106	3.982	7.100	3.821	0.006	0.161	0.050	1.055
6	300066	7.112	4.243	7.106	3.982	0.006	0.260	0.050	1.667
5	105	-13.254	-5.971	-13.368	-6.179	0.113	0.207	-0.085	-1.291
105	4	19.263	12.213	19.249	12.197	0.014	0.017	0.132	0.090
4	106	9.993	7.132	9.989	7.127	0.004	0.005	0.071	0.049
106	200	-42.842	-28.052	-42.970	-28.286	0.127	0.233	-0.297	-0.458
106	7	52.832	35.729	49.600	29.820	3.218	5.885	0.369	9.356
7	8	18.585	9.123	18.411	8.806	0.173	0.316	0.132	1.337
8	107	-12.356	-8.024	-12.398	-8.102	0.042	0.078	-0.095	-0.488
107	12	-14.920	-9.530	-15.071	-9.806	0.151	0.275	-0.114	-1.443
12	11	-18.706	-11.481	-18.900	-11.835	0.193	0.352	-0.139	-1.493
11	108	-21.319	-12.801	-21.744	-13.578	0.423	0.774	-0.155	-2.913
108	10	-21.744	-13.226	-21.754	-13.240	0.010	0.014	-0.154	-0.059
10	109	-25.993	-15.707	-26.007	-15.727	0.014	0.020	-0.184	-0.070
109	9	-26.007	-15.350	-26.634	-16.498	0.625	1.143	-0.183	-3.605
9	200	-28.851	-17.378	-29.055	-17.750	0.203	0.371	-0.196	-1.081
10	300010	2.105	1.158	2.102	1.067	0.003	0.090	0.015	1.931
300010	100010	2.102	1.067	2.098	1.015	0.003	0.052	0.015	1.171
100010	10001010	-2.099	-1.014	-2.099	-1.014	0.000	0.000	-0.152	-0.000
30001010	10001010	2.102	1.066	2.099	1.014	0.003	0.052	0.015	1.170
10	30001010	2.106	1.157	2.102	1.066	0.003	0.090	0.015	1.930
12	300012	1.034	0.524	1.033	0.501	0.001	0.023	0.007	0.965
300012	100012	1.033	0.501	1.032	0.487	0.001	0.013	0.007	0.586
100012	10001212	-2.566	-1.252	-2.566	-1.252	0.000	0.000	-0.192	-0.000
30001212	10001212	2.567	1.287	2.566	1.252	0.002	0.035	0.018	0.601
12	30001212	2.569	1.343	2.567	1.287	0.002	0.056	0.018	0.946
8	30008	8.010	5.186	8.000	4.787	0.009	0.397	0.062	2.296
30008	10008	8.000	4.787	7.991	4.540	0.009	0.246	0.062	1.448
10008	100088	-7.999	-4.524	-8.000	-4.524	0.000	0.000	-0.646	-0.001
300088	100088	8.010	4.771	8.000	4.524	0.009	0.246	0.062	1.445
8	300088	8.019	5.170	8.010	4.771	0.009	0.397	0.062	2.290
8	110	14.687	6.465	14.653	6.402	0.034	0.062	0.104	0.328
110	14	14.653	6.594	14.537	6.427	0.115	0.166	0.104	0.995
14	111	15.502	7.171	15.280	6.850	0.221	0.320	0.112	1.798
111	15	15.280	7.066	15.280	7.065	0.001	0.001	0.113	0.005
15	502	6.456	1.584	6.448	1.560	0.008	0.024	0.045	0.203
502	503	0.325	-1.377	0.325	-1.378	0.000	0.001	0.009	-0.061
503	501	-20.583	-12.986	-20.760	-13.484	0.176	0.496	-0.163	-1.563
501	504	-16.838	-13.106	-17.007	-13.581	0.168	0.473	-0.141	-1.822
504	7	-28.209	-19.333	-28.394	-19.855	0.184	0.519	-0.221	-1.220
24	100024	1.202	0.628	1.199	0.580	0.003	0.048	0.008	1.825
100024	10002424	-1.199	-0.579	-1.199	-0.579	0.000	0.000	-0.089	-0.000
24	10002424	1.203	0.627	1.199	0.579	0.003	0.048	0.008	1.824
14	18	-3.390	-1.695	-3.398	-1.707	0.008	0.012	-0.025	-0.308
18	19	-5.919	-2.833	-5.946	-2.873	0.027	0.040	-0.043	-0.585
19	112	-8.164	-4.136	-8.172	-4.148	0.008	0.012	-0.060	-0.125
112	21	-10.189	-4.981	-10.235	-5.047	0.046	0.066	-0.074	-0.571
21	23	-17.597	-9.338	-17.789	-9.689	0.191	0.350	-0.129	-1.560
23	24	-20.108	-10.894	-20.314	-11.192	0.205	0.297	-0.145	-1.315
24	25	-22.733	-12.143	-23.207	-12.829	0.472	0.684	-0.161	-2.711
25	114	-25.424	-13.912	-25.525	-14.058	0.101	0.146	-0.176	-0.528

114	26	-25.525	-13.782	-25.991	-14.457	0.464	0.672	-0.175	-2.435
26	115	-29.629	-16.040	-29.856	-16.544	0.226	0.502	-0.199	-1.292
115	300	-33.697	-17.560	-33.905	-18.022	0.207	0.460	-0.221	-1.043
27	300027	1.091	0.575	1.090	0.553	0.001	0.022	0.007	0.898
300027	100027	1.090	0.553	1.089	0.540	0.001	0.013	0.007	0.547
100027	10002727	-2.709	-1.298	-2.709	-1.298	0.000	0.000	-0.186	-0.000
30002727	10002727	2.711	1.298	2.709	1.298	0.003	0.000	0.018	0.074
27	30002727	2.714	1.385	2.711	1.298	0.003	0.086	0.018	1.368
26	300026	1.804	1.126	1.801	1.059	0.002	0.067	0.013	1.784
300026	100026	1.801	1.059	1.799	1.020	0.002	0.039	0.013	1.078
100026	10002626	-1.799	-1.019	-1.799	-1.019	0.000	0.000	-0.131	-0.000
30002626	10002626	1.802	1.058	1.799	1.019	0.002	0.039	0.013	1.077
26	30002626	1.804	1.126	1.802	1.058	0.002	0.067	0.013	1.783
22	22223000	1.906	1.111	1.902	1.024	0.003	0.087	0.014	2.078
22223000	22221000	1.902	1.024	1.899	0.974	0.003	0.050	0.014	1.254
22221000	221000	1.899	0.974	1.899	0.974	0.000	0.000	0.149	0.000
223000	221000	1.902	1.025	1.899	0.975	0.003	0.050	0.014	1.254
22	223000	1.905	1.112	1.902	1.025	0.003	0.087	0.014	2.080
14	30001414	1.475	0.839	1.473	0.786	0.002	0.053	0.011	1.620
30001414	10001414	1.473	0.786	1.471	0.755	0.002	0.031	0.011	0.978
10001414	100014	1.471	0.755	1.471	0.755	0.000	0.000	0.117	0.000
300014	100014	0.929	0.494	0.927	0.475	0.001	0.019	0.007	0.979
14	300014	0.930	0.527	0.929	0.494	0.001	0.033	0.007	1.621
4	100044	4.606	2.374	4.600	2.224	0.007	0.150	0.030	1.448
100044	10004	4.600	2.224	4.599	2.224	0.000	0.000	0.328	0.001
4	10004	4.602	2.384	4.595	2.234	0.007	0.150	0.030	1.454
105	200	-32.631	-18.013	-32.699	-18.137	0.067	0.123	-0.216	-0.318
5	300055	3.144	1.709	3.140	1.588	0.004	0.120	0.021	1.700
300055	100055	3.140	1.588	3.137	1.588	0.004	0.000	0.021	0.086
100055	10005	3.137	1.588	3.137	1.588	0.000	0.000	0.219	0.000
30005	10005	1.262	0.678	1.261	0.660	0.001	0.018	0.008	0.676
5	30005	1.263	0.709	1.262	0.678	0.001	0.031	0.008	1.114
115	27	3.841	2.140	3.841	2.139	0.000	0.001	0.026	0.012
17	300017	4.034	2.927	4.016	2.441	0.018	0.484	0.034	5.707
300027	200027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	200017	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.016	2.441	3.997	2.159	0.018	0.281	0.034	3.415
16	100016	2.213	1.462	2.199	1.249	0.014	0.211	0.018	4.624
15	100015	2.515	1.461	2.498	1.209	0.017	0.251	0.019	4.698
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	14.580	8.842	14.276	8.401	0.303	0.439	0.100	2.837
300066	200066	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.209	1.340	2.199	1.189	0.010	0.150	0.015	3.344
30002626	20002626	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.210	1.354	2.199	1.189	0.011	0.164	0.016	3.656
21	113	3.839	2.263	3.838	2.262	0.000	0.000	0.029	0.009
113	22	3.838	2.320	3.836	2.315	0.003	0.005	0.029	0.097
504	504001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	501001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	503001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
502	502001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300010	200010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
223000	222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
21	100021	3.515	2.285	3.498	1.979	0.017	0.305	0.027	4.194
112	20	2.017	1.067	2.015	1.065	0.002	0.002	0.015	0.100
20	100020	2.009	1.118	1.999	0.969	0.010	0.148	0.015	3.440
19	100019	2.212	1.445	2.199	1.249	0.013	0.195	0.017	4.320
18	100018	2.514	1.449	2.498	1.209	0.016	0.238	0.019	4.480
13	100013	2.515	1.670	2.498	1.419	0.017	0.250	0.019	4.891
101	1	2.420	1.283	2.418	1.281	0.002	0.002	0.016	0.099
30006	20006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300088	200088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	100023	2.312	1.503	2.299	1.299	0.013	0.203	0.018	4.311
30001414	20001414	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	10007	2.615	1.505	2.598	1.259	0.016	0.245	0.019	4.436
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
107	13	2.522	1.712	2.522	1.712	0.000	0.000	0.020	0.000
30008	20008	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	100011	2.412	1.433	2.398	1.229	0.013	0.203	0.018	4.053
1	10001	2.410	1.328	2.398	1.159	0.011	0.168	0.016	3.320
15	16	6.302	4.243	6.271	4.198	0.031	0.045	0.051	0.592
16	17	4.053	2.924	4.045	2.913	0.008	0.011	0.034	0.222
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
104	3	2.420	1.532	2.419	1.530	0.001	0.002	0.017	0.073

3	10003	2.411	1.545	2.398	1.359	0.012	0.185	0.017	3.870
---	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

ДОДАТОК Е

Результати розрахунку режиму післяаварійного навантаження після розвитку ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год
Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 156.813 МВт / 972.243 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 149.930 МВт / 929.566 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.899 МВт / 18.031 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 5.899 МВт / 18.031 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.780 МВт / 4.835 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.270 МВт / 0.825 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.050 МВт / 5.659 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.948 МВт / 23.691 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-16.937	-7.050	115.000	0.00
101	101	0.000	0.000	114.673	-0.17
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.589	-0.18
102	102	0.000	0.000	114.238	-0.36
104	104	0.000	0.000	113.912	-0.46
3	Брацлав	0.000	0.000	113.850	-0.47
5	Тульчин	0.000	0.000	113.690	-0.52
2	Немирів	0.000	0.000	113.960	-0.45
103	103	0.000	0.000	113.936	-0.46
6	Рахни тяга	0.000	0.000	111.309	-1.10
105	105	0.000	0.000	114.743	-0.09
4	Ферментний завод	0.000	0.000	114.670	-0.10
106	106	0.000	0.000	114.632	-0.11
200	Ладизинська ТЕС	-102.744	-55.964	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	107.263	-2.43
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	106.240	-2.85
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.142	-0.28
109	109	0.000	0.000	111.295	-1.22
10	Тростянець	0.000	0.000	111.240	-1.24
108	108	0.000	0.000	111.193	-1.25
11	Соколівка	0.000	0.000	108.913	-2.00
12	Крижопіль	0.000	0.000	107.744	-2.38
107	107	0.000	0.000	106.621	-2.74
13	Вапнярка	0.000	0.000	106.621	-2.74
110	110	0.000	0.000	105.998	-2.97
14	Томашпіль	0.000	0.000	105.244	-3.24
111	111	0.000	0.000	103.863	-3.72
15	Антонівка	0.000	0.000	103.859	-3.72
16	Ворівка	0.000	0.000	103.410	-3.83
17	Моївка	0.000	0.000	103.241	-3.87
18	Гнатків	0.000	0.000	105.492	-3.17
19	Дзигівка	0.000	0.000	105.946	-3.03
112	112	0.000	0.000	106.043	-3.00
20	Радянське	0.000	0.000	105.965	-3.02
21	Ямпіль	0.000	0.000	106.483	-2.85
113	113	0.000	0.000	106.476	-2.85
22	Пороги	0.000	0.000	106.398	-2.88
23	Михайлівка	0.000	0.000	107.687	-2.40
24	Івонівка	0.000	0.000	108.716	-2.10
25	Коси	0.000	0.000	110.845	-1.47
114	114	0.000	0.000	111.262	-1.35
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	113.181	-0.79
115	115	0.000	0.000	114.186	-0.36
27	Яришів	0.000	0.000	114.176	-0.37

300	Дністровська ГЕС	-33.202	-15.003	115.000	0.00
10001		2.400	1.160	10.703	-2.47
30002		0.000	0.000	112.573	-1.69
20002		0.000	0.000	37.688	-1.69
10002		6.200	3.180	10.760	-1.67
300022		0.000	0.000	112.576	-1.69
200022		0.000	0.000	37.689	-1.69
100022		0.000	0.000	10.760	-1.67
10003		2.400	1.360	10.591	-2.79
10004		9.200	4.460	10.359	-1.20
100044		0.000	0.000	10.359	-1.20
10005		4.400	2.250	10.734	-1.76
30005		0.000	0.000	112.770	-1.31
20005		0.000	0.000	37.754	-1.31
300055		0.000	0.000	112.300	-1.78
200055		0.000	0.000	37.596	-1.78
100055		0.000	0.000	10.734	-1.77
30006		0.000	0.000	109.986	-2.24
20006		0.000	0.000	26.300	-2.24
10006		14.200	7.660	10.442	-2.95
300066		0.000	0.000	109.990	-2.24
200066		0.000	0.000	26.301	-2.24
100066		0.000	0.000	10.442	-2.95
10007		2.600	1.260	9.957	-5.27
30008		0.000	0.000	104.580	-4.27
20008		0.000	0.000	25.007	-4.27
10008		16.000	9.070	9.905	-5.15
300088		0.000	0.000	104.585	-4.27
100088		0.000	0.000	9.906	-5.16
200088		0.000	0.000	25.008	-4.27
10009		2.200	1.190	10.657	-2.39
300010		0.000	0.000	109.741	-2.62
200010		0.000	0.000	36.740	-2.62
100010		4.200	2.030	10.412	-3.42
30001010		0.000	0.000	109.743	-2.62
20001010		0.000	0.000	36.740	-2.62
10001010		0.000	0.000	10.412	-3.42
100011		2.400	1.230	10.130	-4.54
300012		0.000	0.000	107.024	-3.10
200012		0.000	0.000	35.830	-3.10
100012		3.600	1.740	10.195	-3.52
30001212		0.000	0.000	107.038	-3.08
20001212		0.000	0.000	35.835	-3.08
10001212		0.000	0.000	10.196	-3.52
100013		2.500	1.420	9.862	-5.50
300014		0.000	0.000	104.090	-4.32
200014		0.000	0.000	34.848	-4.32
100014		2.400	1.230	9.890	-4.94
30001414		0.000	0.000	104.091	-4.32
20001414		0.000	0.000	34.848	-4.32
10001414		0.000	0.000	9.891	-4.94
100015		2.500	1.210	9.633	-6.64
100016		2.200	1.250	9.587	-6.41
300017		0.000	0.000	99.533	-6.99
200017		0.000	0.000	33.322	-6.99
100017		4.000	2.160	9.319	-8.87
100018		2.500	1.210	9.794	-6.00
100019		2.200	1.250	9.838	-5.48
100020		2.000	0.970	9.903	-5.25
100021		3.500	1.980	9.897	-5.30
223000		0.000	0.000	104.903	-4.24
222000		0.000	0.000	35.120	-4.24
221000		3.800	1.950	9.949	-5.04
22223000		0.000	0.000	104.904	-4.24
22222000		0.000	0.000	35.120	-4.24
22221000		0.000	0.000	9.950	-5.04
100023		2.300	1.300	9.997	-4.88
100024		2.400	1.160	10.266	-3.35
10002424		0.000	0.000	10.266	-3.35
100025		2.200	1.190	9.227	-3.71
300026		0.000	0.000	111.738	-1.93
200026		0.000	0.000	37.408	-1.93
100026		3.600	2.040	10.606	-2.59
30002626		0.000	0.000	111.739	-1.93
20002626		0.000	0.000	37.409	-1.93
10002626		0.000	0.000	10.606	-2.59
300027		0.000	0.000	113.427	-1.04
200027		0.000	0.000	37.974	-1.04
100027		3.800	1.840	10.806	-1.43
30002727		0.000	0.000	113.045	-1.44
20002727		0.000	0.000	37.846	-1.44
10002727		0.000	0.000	10.806	-1.43

504	11.200	6.050	106.320	-2.81
501	-3.930	0.000	104.928	-3.33
503	20.910	11.850	103.738	-3.86
502	6.120	3.140	103.700	-3.84
501001	0.000	0.000	10.036	-3.33
502001	0.000	0.000	9.919	-3.84
503001	0.000	0.000	9.922	-3.86
504001	0.000	0.000	10.169	-2.81

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.633	3.194	8.618	3.160	0.015	0.034	0.046	0.327
101	102	6.199	2.771	6.184	2.739	0.014	0.031	0.034	0.437
102	104	6.184	3.431	6.173	3.410	0.011	0.021	0.036	0.327
104	5	3.754	2.529	3.749	2.520	0.005	0.009	0.023	0.223
5	103	-1.993	-1.458	-1.996	-1.463	0.003	0.005	-0.013	-0.247
103	2	-1.996	-0.882	-1.996	-0.883	0.000	0.001	-0.011	-0.024
2	100	-8.259	-3.756	-8.304	-3.856	0.045	0.100	-0.046	-1.044
2	30002	3.102	1.678	3.100	1.591	0.003	0.087	0.018	1.433
30002	10002	3.100	1.591	3.097	1.591	0.003	0.000	0.018	0.074
10002	100022	-3.099	-1.587	-3.099	-1.587	0.000	0.000	-0.186	-0.000
300022	100022	3.102	1.587	3.099	1.587	0.003	0.000	0.018	0.074
2	300022	3.104	1.674	3.102	1.587	0.003	0.087	0.018	1.430
6	30006	7.101	4.141	7.097	3.952	0.004	0.189	0.043	1.387
30006	10006	7.097	3.952	7.092	3.835	0.004	0.117	0.043	0.878
10006	100066	-7.099	-3.821	-7.100	-3.821	0.000	0.000	-0.445	-0.001
300066	100066	7.104	3.938	7.100	3.821	0.004	0.117	0.043	0.876
6	300066	7.109	4.127	7.104	3.938	0.004	0.189	0.043	1.383
5	105	-13.221	-5.296	-13.303	-5.445	0.081	0.149	-0.072	-1.058
105	4	18.764	10.862	18.754	10.851	0.009	0.011	0.109	0.073
4	106	9.487	5.762	9.484	5.759	0.002	0.003	0.056	0.038
106	200	-42.102	-24.687	-42.190	-24.847	0.087	0.160	-0.245	-0.368
106	7	51.587	31.175	49.410	27.195	2.167	3.963	0.303	7.465
7	8	18.479	8.135	18.362	7.921	0.116	0.213	0.108	1.058
8	107	-12.270	-7.508	-12.298	-7.560	0.028	0.052	-0.078	-0.391
107	12	-14.817	-8.808	-14.918	-8.992	0.101	0.184	-0.093	-1.152
12	11	-18.565	-10.551	-18.695	-10.790	0.130	0.238	-0.114	-1.196
11	108	-21.113	-11.514	-21.399	-12.037	0.285	0.521	-0.127	-2.320
108	10	-21.399	-11.556	-21.406	-11.565	0.006	0.009	-0.126	-0.047
10	109	-25.652	-14.008	-25.661	-14.022	0.009	0.013	-0.151	-0.056
109	9	-25.661	-13.509	-26.086	-14.285	0.423	0.773	-0.150	-2.870
9	200	-28.302	-14.973	-28.441	-15.226	0.138	0.252	-0.162	-0.860
10	300010	2.103	1.118	2.101	1.053	0.002	0.065	0.012	1.587
300010	100010	2.101	1.053	2.098	1.015	0.002	0.038	0.012	0.964
100010	10001010	-2.099	-1.014	-2.099	-1.014	0.000	0.000	-0.129	-0.000
30001010	10001010	2.101	1.052	2.099	1.014	0.002	0.038	0.012	0.963
10	30001010	2.104	1.117	2.101	1.052	0.002	0.065	0.012	1.585
12	300012	1.033	0.513	1.033	0.497	0.001	0.016	0.006	0.783
300012	100012	1.033	0.497	1.032	0.487	0.001	0.009	0.006	0.476
100012	10001212	-2.566	-1.252	-2.566	-1.252	0.000	0.000	-0.161	-0.000
30001212	10001212	2.567	1.276	2.566	1.252	0.001	0.025	0.015	0.489
12	30001212	2.568	1.316	2.567	1.276	0.001	0.040	0.015	0.768
8	30008	8.004	4.983	7.997	4.709	0.006	0.272	0.051	1.818
30008	10008	7.997	4.709	7.991	4.540	0.006	0.169	0.051	1.148
10008	100088	-7.999	-4.524	-8.000	-4.524	0.000	0.000	-0.535	-0.001
300088	100088	8.007	4.694	8.000	4.524	0.006	0.169	0.051	1.145
8	300088	8.013	4.967	8.007	4.694	0.006	0.272	0.051	1.813
8	110	14.542	5.466	14.519	5.425	0.022	0.041	0.084	0.253
110	14	14.519	5.698	14.443	5.588	0.076	0.110	0.085	0.780
14	111	15.320	6.612	15.173	6.399	0.147	0.212	0.091	1.432
111	15	15.173	6.714	15.173	6.714	0.000	0.001	0.092	0.004
15	502	6.376	1.884	6.370	1.867	0.006	0.016	0.037	0.173
502	503	0.245	-0.978	0.245	-0.978	0.000	0.000	0.006	-0.036
503	501	-20.668	-12.479	-20.787	-12.815	0.119	0.335	-0.134	-1.248
501	504	-16.869	-12.270	-16.981	-12.585	0.111	0.314	-0.115	-1.441
504	7	-28.187	-18.213	-28.312	-18.566	0.125	0.352	-0.182	-0.975
24	100024	1.201	0.614	1.199	0.580	0.002	0.034	0.007	1.493
100024	10002424	-1.199	-0.579	-1.199	-0.579	0.000	0.000	-0.075	-0.000
24	10002424	1.202	0.613	1.199	0.579	0.002	0.034	0.007	1.492
14	18	-3.309	-1.750	-3.314	-1.758	0.006	0.008	-0.020	-0.254
18	19	-5.833	-2.667	-5.851	-2.694	0.018	0.026	-0.035	-0.469
19	112	-8.068	-3.816	-8.073	-3.824	0.005	0.008	-0.049	-0.100
112	21	-10.089	-4.487	-10.120	-4.531	0.030	0.044	-0.060	-0.453
21	23	-17.486	-8.544	-17.615	-8.779	0.128	0.235	-0.105	-1.241
23	24	-19.933	-9.801	-20.071	-10.001	0.137	0.199	-0.119	-1.051
24	25	-22.493	-10.804	-22.812	-11.266	0.318	0.460	-0.132	-2.166
25	114	-25.029	-12.201	-25.097	-12.300	0.068	0.098	-0.145	-0.422
114	26	-25.097	-11.924	-25.410	-12.378	0.312	0.452	-0.144	-1.939

26	115	-29.055	-13.675	-29.209	-14.016	0.153	0.340	-0.164	-1.014
115	300	-33.061	-14.688	-33.202	-15.003	0.141	0.313	-0.183	-0.816
27	300027	1.090	0.567	1.090	0.550	0.001	0.016	0.006	0.765
300027	100027	1.090	0.550	1.089	0.540	0.001	0.010	0.006	0.466
100027	10002727	-2.709	-1.298	-2.709	-1.298	0.000	0.000	-0.160	-0.000
30002727	10002727	2.711	1.298	2.709	1.298	0.002	0.000	0.015	0.064
27	30002727	2.713	1.363	2.711	1.298	0.002	0.064	0.015	1.164
26	300026	1.802	1.098	1.800	1.049	0.002	0.049	0.011	1.495
300026	100026	1.800	1.049	1.799	1.020	0.002	0.029	0.011	0.904
100026	10002626	-1.799	-1.019	-1.799	-1.019	0.000	0.000	-0.112	-0.000
30002626	10002626	1.801	1.048	1.799	1.019	0.002	0.029	0.011	0.903
26	30002626	1.803	1.097	1.801	1.048	0.002	0.049	0.011	1.494
22	22223000	1.904	1.069	1.901	1.009	0.002	0.060	0.012	1.647
22223000	22221000	1.901	1.009	1.899	0.974	0.002	0.035	0.012	0.996
22221000	221000	1.899	0.974	1.899	0.974	0.000	0.000	0.124	0.000
223000	221000	1.901	1.010	1.899	0.975	0.002	0.035	0.012	0.997
22	223000	1.903	1.070	1.901	1.010	0.002	0.060	0.012	1.648
14	30001414	1.474	0.812	1.473	0.776	0.001	0.036	0.009	1.281
30001414	10001414	1.473	0.776	1.471	0.755	0.001	0.021	0.009	0.775
10001414	100014	1.471	0.755	1.471	0.755	0.000	0.000	0.096	0.000
300014	100014	0.928	0.488	0.927	0.475	0.001	0.013	0.006	0.776
14	300014	0.929	0.511	0.928	0.488	0.001	0.023	0.006	1.281
4	100044	4.605	2.336	4.600	2.224	0.005	0.112	0.026	1.238
100044	10004	4.600	2.224	4.599	2.224	0.000	0.000	0.284	0.000
4	10004	4.600	2.346	4.595	2.234	0.005	0.112	0.026	1.243
105	200	-32.067	-15.805	-32.114	-15.891	0.047	0.085	-0.180	-0.257
5	300055	3.142	1.678	3.139	1.588	0.003	0.089	0.018	1.440
300055	100055	3.139	1.588	3.137	1.588	0.003	0.000	0.018	0.075
100055	10005	3.137	1.588	3.137	1.588	0.000	0.000	0.189	0.000
30005	10005	1.261	0.674	1.261	0.660	0.001	0.013	0.007	0.573
5	30005	1.262	0.696	1.261	0.674	0.001	0.023	0.007	0.944
115	27	3.851	2.168	3.851	2.168	0.000	0.000	0.022	0.011
17	300017	4.021	2.648	4.009	2.338	0.011	0.308	0.027	4.211
300027	200027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	200017	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.009	2.338	3.997	2.159	0.011	0.179	0.027	2.530
16	100016	2.208	1.390	2.199	1.249	0.009	0.140	0.015	3.571
15	100015	2.510	1.377	2.498	1.209	0.011	0.167	0.016	3.605
30002727	20002727	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	14.511	8.455	14.290	8.135	0.220	0.319	0.085	2.396
300066	200066	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.206	1.300	2.199	1.189	0.007	0.111	0.013	2.816
30002626	20002626	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
25	100025	2.206	1.307	2.199	1.189	0.008	0.118	0.013	3.001
21	113	3.844	2.190	3.844	2.189	0.000	0.000	0.024	0.008
113	22	3.844	2.271	3.842	2.268	0.002	0.003	0.024	0.080
504	504001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	501001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	503001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
502	502001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300010	200010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
223000	222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21	100021	3.509	2.188	3.498	1.979	0.012	0.209	0.022	3.325
112	20	2.016	0.997	2.015	0.995	0.001	0.002	0.012	0.081
20	100020	2.005	1.071	1.999	0.969	0.007	0.101	0.012	2.715
19	100019	2.207	1.383	2.199	1.249	0.009	0.133	0.014	3.412
18	100018	2.509	1.371	2.498	1.209	0.011	0.161	0.016	3.491
13	100013	2.510	1.590	2.498	1.419	0.011	0.171	0.016	3.868
101	1	2.419	1.223	2.418	1.221	0.001	0.002	0.014	0.085
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300088	200088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	100023	2.308	1.440	2.299	1.299	0.009	0.140	0.015	3.450
30001414	20001414	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.610	1.429	2.598	1.259	0.011	0.169	0.016	3.511
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
107	13	2.519	1.649	2.519	1.649	0.000	0.000	0.016	0.000
30008	20008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001010	20001010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	100011	2.408	1.372	2.398	1.229	0.009	0.142	0.015	3.265
1	10001	2.407	1.284	2.398	1.159	0.008	0.124	0.014	2.794
15	16	6.279	3.777	6.259	3.749	0.020	0.029	0.041	0.462
16	17	4.042	2.633	4.037	2.626	0.005	0.007	0.027	0.174
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
104	3	2.419	1.477	2.418	1.476	0.001	0.001	0.014	0.062
3	10003	2.408	1.496	2.398	1.359	0.009	0.136	0.014	3.245

ДОДАТОК 3

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після Встановлення бск та регулювання РПН на споживильних підстанціях

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год
Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 157.527 МВт / 976.665 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 149.930 МВт / 929.566 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.651 МВт / 20.332 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 6.651 МВт / 20.332 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.705 МВт / 4.373 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.301 МВт / 0.921 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.007 МВт / 5.294 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.658 МВт / 25.626 млн.кВт*г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-16.949	-7.437	110.000	0.00
101	101	0.000	0.000	109.647	-0.18
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.558	-0.20
102	102	0.000	0.000	109.180	-0.39
104	104	0.000	0.000	108.836	-0.50
3	Брацлав	0.000	0.000	108.771	-0.51
5	Тульчин	0.000	0.000	108.603	-0.57
2	Немирів	0.000	0.000	108.890	-0.49
103	103	0.000	0.000	108.864	-0.50
6	Рахни тяга	0.000	0.000	106.095	-1.19
105	105	0.000	0.000	109.725	-0.10
4	Ферментний завод	0.000	0.000	109.647	-0.11
106	106	0.000	0.000	109.606	-0.12
200	Ладизинська ТЕС	-103.261	-58.379	110.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	101.711	-2.65
8	Валнярка тяга	0.000	0.000	100.614	-3.11
9	Лукашівка	0.000	0.000	109.078	-0.30
109	109	0.000	0.000	106.025	-1.33
10	Тростянець	0.000	0.000	105.966	-1.34
108	108	0.000	0.000	105.916	-1.36
11	Соколівка	0.000	0.000	103.472	-2.18
12	Крижопіль	0.000	0.000	102.223	-2.60
107	107	0.000	0.000	101.021	-2.99
13	Валнярка	0.000	0.000	101.021	-2.99
110	110	0.000	0.000	100.352	-3.24
14	Томашпіль	0.000	0.000	99.541	-3.54
111	111	0.000	0.000	98.065	-4.08
15	Антонівка	0.000	0.000	98.060	-4.08
16	Ворівка	0.000	0.000	97.577	-4.20
17	Моївка	0.000	0.000	97.395	-4.24
18	Гнатків	0.000	0.000	99.802	-3.46
19	Дзигівка	0.000	0.000	100.287	-3.30
112	112	0.000	0.000	100.391	-3.27
20	Радянське	0.000	0.000	100.307	-3.29
21	Ямпіль	0.000	0.000	100.862	-3.11
113	113	0.000	0.000	100.854	-3.11
22	Пороги	0.000	0.000	100.772	-3.14
23	Михайлівка	0.000	0.000	102.151	-2.61
24	Івонівка	0.000	0.000	103.252	-2.28
25	Коси	0.000	0.000	105.533	-1.59
114	114	0.000	0.000	105.979	-1.46
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	108.037	-0.86
115	115	0.000	0.000	109.121	-0.39
27	Яришів	0.000	0.000	109.110	-0.40

300	Дністровська ГЕС	-33.386	-15.913	110.000	0.00
10001		2.400	1.160	10.208	-2.71
30002		0.000	0.000	107.434	-1.85
20002		0.000	0.000	35.967	-1.85
10002		6.200	3.180	10.268	-1.83
300022		0.000	0.000	107.437	-1.85
200022		0.000	0.000	35.968	-1.85
100022		0.000	0.000	10.269	-1.83
10003		2.400	1.360	10.090	-3.06
10004		9.200	4.460	9.895	-1.32
100044		0.000	0.000	9.895	-1.32
10005		4.400	2.250	10.240	-1.93
30005		0.000	0.000	107.637	-1.43
20005		0.000	0.000	36.035	-1.43
300055		0.000	0.000	107.143	-1.95
200055		0.000	0.000	35.870	-1.95
100055		0.000	0.000	10.240	-1.93
30006		0.000	0.000	104.698	-2.45
20006		0.000	0.000	25.035	-2.45
10006		14.200	7.660	9.932	-3.24
300066		0.000	0.000	104.702	-2.45
200066		0.000	0.000	25.036	-2.45
100066		0.000	0.000	9.933	-3.24
10007		2.600	1.260	9.406	-5.82
30008		0.000	0.000	98.847	-4.69
20008		0.000	0.000	23.636	-4.69
10008		16.000	9.070	9.351	-5.69
300088		0.000	0.000	98.852	-4.70
100088		0.000	0.000	9.352	-5.69
200088		0.000	0.000	23.638	-4.70
10009		2.200	1.190	10.159	-2.62
300010		0.000	0.000	104.381	-2.86
200010		0.000	0.000	34.945	-2.86
100010		4.200	2.030	9.895	-3.76
30001010		0.000	0.000	104.383	-2.86
20001010		0.000	0.000	34.946	-2.86
10001010		0.000	0.000	9.895	-3.76
100011		2.400	1.230	9.593	-5.00
300012		0.000	0.000	101.461	-3.39
200012		0.000	0.000	33.968	-3.39
100012		3.600	1.740	9.661	-3.86
30001212		0.000	0.000	101.475	-3.37
20001212		0.000	0.000	33.972	-3.37
10001212		0.000	0.000	9.661	-3.86
100013		2.500	1.420	9.305	-6.08
300014		0.000	0.000	98.313	-4.75
200014		0.000	0.000	32.914	-4.75
100014		2.400	1.230	9.334	-5.45
30001414		0.000	0.000	98.314	-4.75
20001414		0.000	0.000	32.914	-4.75
10001414		0.000	0.000	9.334	-5.45
100015		2.500	1.210	9.057	-7.37
100016		2.200	1.250	9.008	-7.11
300017		0.000	0.000	93.383	-7.76
200017		0.000	0.000	31.263	-7.76
100017		4.000	2.160	8.716	-9.91
100018		2.500	1.210	9.231	-6.64
100019		2.200	1.250	9.278	-6.05
100020		2.000	0.970	9.347	-5.79
100021		3.500	1.980	9.341	-5.85
223000		0.000	0.000	99.181	-4.66
222000		0.000	0.000	33.204	-4.66
221000		3.800	1.950	9.397	-5.55
22223000		0.000	0.000	99.183	-4.66
22222000		0.000	0.000	33.205	-4.66
22221000		0.000	0.000	9.397	-5.55
100023		2.300	1.300	9.449	-5.38
100024		2.400	1.160	9.736	-3.67
10002424		0.000	0.000	9.736	-3.67
100025		2.200	1.190	8.759	-4.07
300026		0.000	0.000	106.518	-2.11
200026		0.000	0.000	35.660	-2.11
100026		3.600	2.040	10.102	-2.84
30002626		0.000	0.000	106.519	-2.11
20002626		0.000	0.000	35.661	-2.11
10002626		0.000	0.000	10.103	-2.84
300027		0.000	0.000	108.324	-1.13
200027		0.000	0.000	36.265	-1.13
100027		3.800	1.840	10.316	-1.56
30002727		0.000	0.000	107.924	-1.58
20002727		0.000	0.000	36.131	-1.58
10002727		0.000	0.000	10.316	-1.56

504	11.200	6.050	100.703	-3.07
501	-3.930	0.000	99.210	-3.64
503	20.910	11.850	97.940	-4.23
502	6.120	3.140	97.895	-4.21
501001	0.000	0.000	9.489	-3.64
502001	0.000	0.000	9.363	-4.21
503001	0.000	0.000	9.368	-4.23
504001	0.000	0.000	9.632	-3.07

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.640	3.426	8.623	3.388	0.017	0.038	0.049	0.354
101	102	6.204	2.909	6.188	2.874	0.016	0.035	0.036	0.469
102	104	6.188	3.506	6.175	3.483	0.013	0.023	0.038	0.346
104	5	3.756	2.534	3.750	2.524	0.005	0.010	0.024	0.234
5	103	-1.997	-1.492	-2.000	-1.498	0.003	0.006	-0.013	-0.263
103	2	-2.000	-0.967	-2.001	-0.968	0.000	0.001	-0.012	-0.026
2	100	-8.259	-3.900	-8.309	-4.011	0.050	0.111	-0.048	-1.114
2	30002	3.103	1.687	3.100	1.591	0.003	0.095	0.019	1.508
30002	10002	3.100	1.591	3.097	1.591	0.003	0.000	0.019	0.077
10002	100022	-3.099	-1.587	-3.099	-1.587	0.000	0.000	-0.195	-0.000
300022	100022	3.102	1.587	3.099	1.587	0.003	0.000	0.019	0.077
2	300022	3.105	1.683	3.102	1.587	0.003	0.095	0.019	1.505
6	30006	7.102	4.174	7.097	3.964	0.005	0.209	0.045	1.469
30006	10006	7.097	3.964	7.092	3.835	0.005	0.129	0.045	0.930
10006	100066	-7.099	-3.821	-7.100	-3.821	0.000	0.000	-0.468	-0.001
300066	100066	7.105	3.950	7.100	3.821	0.005	0.129	0.045	0.928
6	300066	7.110	4.160	7.105	3.950	0.005	0.209	0.045	1.465
5	105	-13.230	-5.517	-13.321	-5.683	0.090	0.165	-0.076	-1.128
105	4	18.895	11.240	18.884	11.227	0.011	0.013	0.115	0.078
4	106	9.621	6.151	9.618	6.148	0.003	0.003	0.060	0.041
106	200	-42.294	-25.670	-42.392	-25.850	0.098	0.179	-0.260	-0.394
106	7	51.912	32.484	49.455	27.991	2.447	4.475	0.322	8.003
7	8	18.506	8.430	18.374	8.189	0.131	0.240	0.115	1.137
8	107	-12.292	-7.656	-12.324	-7.715	0.032	0.059	-0.083	-0.418
107	12	-14.844	-9.019	-14.958	-9.228	0.114	0.208	-0.099	-1.234
12	11	-18.600	-10.824	-18.748	-11.093	0.147	0.268	-0.121	-1.280
11	108	-21.165	-11.897	-21.488	-12.487	0.322	0.588	-0.135	-2.489
108	10	-21.488	-12.051	-21.496	-12.062	0.007	0.011	-0.134	-0.050
10	109	-25.739	-14.508	-25.750	-14.523	0.010	0.015	-0.161	-0.060
109	9	-25.750	-14.057	-26.229	-14.933	0.477	0.872	-0.159	-3.080
9	200	-28.445	-15.685	-28.601	-15.970	0.155	0.284	-0.172	-0.923
10	300010	2.104	1.129	2.101	1.057	0.003	0.072	0.013	1.685
300010	100010	2.101	1.057	2.098	1.015	0.003	0.042	0.013	1.023
100010	10001010	-2.099	-1.014	-2.099	-1.014	0.000	0.000	-0.136	-0.000
30001010	10001010	2.102	1.056	2.099	1.014	0.003	0.042	0.013	1.023
10	30001010	2.104	1.128	2.102	1.056	0.003	0.072	0.013	1.684
12	300012	1.033	0.516	1.033	0.498	0.001	0.018	0.007	0.835
300012	100012	1.033	0.498	1.032	0.487	0.001	0.011	0.007	0.507
100012	10001212	-2.566	-1.252	-2.566	-1.252	0.000	0.000	-0.170	-0.000
30001212	10001212	2.567	1.279	2.566	1.252	0.001	0.027	0.016	0.521
12	30001212	2.568	1.324	2.567	1.279	0.001	0.044	0.016	0.819
8	30008	8.005	5.037	7.998	4.730	0.007	0.306	0.054	1.950
30008	10008	7.998	4.730	7.991	4.540	0.007	0.189	0.054	1.231
10008	100088	-7.999	-4.524	-8.000	-4.524	0.000	0.000	-0.566	-0.001
300088	100088	8.007	4.714	8.000	4.524	0.007	0.189	0.054	1.228
8	300088	8.015	5.021	8.007	4.714	0.007	0.306	0.054	1.945
8	110	14.581	5.775	14.555	5.728	0.025	0.046	0.090	0.274
110	14	14.555	5.973	14.469	5.848	0.086	0.125	0.090	0.841
14	111	15.371	6.773	15.204	6.532	0.166	0.240	0.097	1.534
111	15	15.204	6.813	15.204	6.812	0.000	0.001	0.098	0.004
15	502	6.401	1.799	6.394	1.780	0.006	0.018	0.039	0.182
502	503	0.270	-1.096	0.270	-1.097	0.000	0.001	0.007	-0.043
503	501	-20.641	-12.635	-20.775	-13.014	0.134	0.377	-0.142	-1.336
501	504	-16.856	-12.526	-16.983	-12.884	0.126	0.356	-0.122	-1.548
504	7	-28.188	-18.555	-28.329	-18.953	0.141	0.396	-0.193	-1.045
24	100024	1.202	0.618	1.199	0.580	0.003	0.038	0.008	1.588
100024	10002424	-1.199	-0.579	-1.199	-0.579	0.000	0.000	-0.079	-0.000
24	10002424	1.202	0.617	1.199	0.579	0.003	0.038	0.008	1.586
14	18	-3.332	-1.725	-3.338	-1.734	0.006	0.009	-0.022	-0.269
18	19	-5.857	-2.712	-5.877	-2.742	0.021	0.030	-0.037	-0.501
19	112	-8.094	-3.908	-8.100	-3.917	0.006	0.009	-0.052	-0.107
112	21	-10.116	-4.635	-10.151	-4.685	0.034	0.050	-0.064	-0.486
21	23	-17.515	-8.779	-17.661	-9.046	0.145	0.265	-0.112	-1.331
23	24	-19.978	-10.126	-20.134	-10.352	0.155	0.225	-0.126	-1.125
24	25	-22.555	-11.204	-22.915	-11.726	0.359	0.519	-0.141	-2.321
25	114	-25.132	-12.709	-25.209	-12.820	0.077	0.111	-0.154	-0.452
114	26	-25.209	-12.479	-25.563	-12.992	0.353	0.511	-0.153	-2.081

26	115	-29.205	-14.384	-29.379	-14.769	0.173	0.383	-0.174	-1.094
115	300	-33.227	-15.559	-33.386	-15.913	0.159	0.353	-0.194	-0.881
27	300027	1.090	0.569	1.090	0.551	0.001	0.018	0.006	0.804
300027	100027	1.090	0.551	1.089	0.540	0.001	0.010	0.006	0.490
100027	10002727	-2.709	-1.298	-2.709	-1.298	0.000	0.000	-0.168	-0.000
30002727	10002727	2.711	1.298	2.709	1.298	0.002	0.000	0.016	0.067
27	30002727	2.713	1.369	2.711	1.298	0.002	0.070	0.016	1.224
26	300026	1.803	1.106	1.801	1.052	0.002	0.054	0.011	1.579
300026	100026	1.801	1.052	1.799	1.020	0.002	0.032	0.011	0.955
100026	10002626	-1.799	-1.019	-1.799	-1.019	0.000	0.000	-0.118	-0.000
30002626	10002626	1.801	1.051	1.799	1.019	0.002	0.032	0.011	0.954
26	30002626	1.803	1.105	1.801	1.051	0.002	0.054	0.011	1.578
22	22223000	1.904	1.080	1.902	1.013	0.002	0.067	0.013	1.766
22223000	22221000	1.902	1.013	1.899	0.974	0.002	0.039	0.013	1.067
22221000	221000	1.899	0.974	1.899	0.974	0.000	0.000	0.131	0.000
223000	221000	1.901	1.014	1.899	0.975	0.002	0.039	0.013	1.068
22	223000	1.904	1.081	1.901	1.014	0.002	0.067	0.013	1.768
14	30001414	1.474	0.819	1.473	0.778	0.002	0.041	0.010	1.374
30001414	10001414	1.473	0.778	1.471	0.755	0.002	0.024	0.010	0.831
10001414	100014	1.471	0.755	1.471	0.755	0.000	0.000	0.102	0.000
300014	100014	0.928	0.489	0.927	0.475	0.001	0.015	0.006	0.832
14	300014	0.929	0.515	0.928	0.489	0.001	0.026	0.006	1.375
4	100044	4.605	2.347	4.600	2.224	0.006	0.123	0.027	1.301
100044	10004	4.600	2.224	4.599	2.224	0.000	0.000	0.298	0.000
4	10004	4.601	2.357	4.595	2.234	0.006	0.123	0.027	1.306
105	200	-32.216	-16.463	-32.268	-16.559	0.052	0.096	-0.190	-0.275
5	300055	3.143	1.686	3.140	1.588	0.003	0.098	0.019	1.517
300055	100055	3.140	1.588	3.137	1.588	0.003	0.000	0.019	0.078
100055	10005	3.137	1.588	3.137	1.588	0.000	0.000	0.198	0.000
30005	10005	1.261	0.675	1.261	0.660	0.001	0.015	0.008	0.604
5	30005	1.262	0.700	1.261	0.675	0.001	0.025	0.008	0.994
115	27	3.848	2.156	3.847	2.156	0.000	0.001	0.023	0.011
17	300017	4.024	2.718	4.011	2.364	0.013	0.352	0.029	4.601
300027	200027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	200017	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.011	2.364	3.997	2.159	0.013	0.205	0.029	2.762
16	100016	2.209	1.408	2.199	1.249	0.011	0.158	0.015	3.856
15	100015	2.511	1.399	2.498	1.209	0.013	0.189	0.017	3.899
30002727	20002727	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300022	200022	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	6	14.529	8.566	14.284	8.212	0.244	0.353	0.090	2.526
300066	200066	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.207	1.311	2.199	1.189	0.008	0.122	0.014	2.971
30002626	20002626	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.207	1.320	2.199	1.189	0.009	0.130	0.014	3.188
21	113	3.842	2.208	3.842	2.208	0.000	0.000	0.025	0.008
113	22	3.842	2.281	3.840	2.277	0.002	0.004	0.026	0.084
504	504001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	501001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	503001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
502	502001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300010	200010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
223000	222000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21	100021	3.511	2.214	3.498	1.979	0.013	0.234	0.024	3.566
112	20	2.016	1.017	2.015	1.015	0.001	0.002	0.013	0.086
20	100020	2.006	1.083	1.999	0.969	0.008	0.114	0.013	2.915
19	100019	2.209	1.399	2.199	1.249	0.010	0.149	0.015	3.662
18	100018	2.511	1.392	2.498	1.209	0.012	0.182	0.017	3.761
13	100013	2.511	1.612	2.498	1.419	0.013	0.192	0.017	4.151
101	1	2.419	1.241	2.418	1.239	0.002	0.002	0.014	0.089
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300088	200088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	100023	2.309	1.457	2.299	1.299	0.010	0.157	0.015	3.691
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.611	1.449	2.598	1.259	0.013	0.189	0.017	3.767
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
107	13	2.520	1.664	2.520	1.664	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	100011	2.409	1.388	2.398	1.229	0.011	0.159	0.015	3.487
1	10001	2.408	1.297	2.398	1.159	0.009	0.137	0.014	2.949
15	16	6.284	3.904	6.261	3.871	0.023	0.033	0.043	0.497
16	17	4.044	2.707	4.039	2.699	0.006	0.008	0.029	0.187
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
104	3	2.419	1.493	2.418	1.491	0.001	0.001	0.015	0.065
3	10003	2.409	1.510	2.398	1.359	0.010	0.150	0.015	3.428

ДОДАТОК Ж

Результати розрахунку поетапного розвитку ем

1 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год
Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 148.040 МВт / 917.845 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 138.730 МВт / 860.126 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 8.374 МВт / 25.598 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 8.374 МВт / 25.598 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.676 МВт / 4.188 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.310 МВт / 0.947 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.985 МВт / 5.135 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 9.359 МВт / 30.733 млн.кВт*г (3.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-16.831	-7.366	110.000	0.00
101	101	0.000	0.000	109.650	-0.18
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.561	-0.20
102	102	0.000	0.000	109.188	-0.39
104	104	0.000	0.000	108.848	-0.50
3	Брацлав	0.000	0.000	108.783	-0.51
5	Тульчин	0.000	0.000	108.618	-0.56
2	Немирів	0.000	0.000	108.899	-0.49
103	103	0.000	0.000	108.874	-0.50
6	Рахни тяга	0.000	0.000	106.110	-1.19
105	105	0.000	0.000	109.752	-0.09
4	Ферментний завод	0.000	0.000	109.686	-0.10
106	106	0.000	0.000	109.658	-0.10
200	Ладизинська ТЕС	-94.994	-53.681	110.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	103.022	-2.19
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	100.410	-3.07
9	Лукашівка	0.000	0.000	109.063	-0.30
109	109	0.000	0.000	105.954	-1.31
10	Тростянець	0.000	0.000	105.893	-1.33
108	108	0.000	0.000	105.842	-1.34
11	Соколівка	0.000	0.000	103.346	-2.15
12	Крижопіль	0.000	0.000	102.066	-2.56
107	107	0.000	0.000	100.830	-2.95
13	Вапнярка	0.000	0.000	100.830	-2.95
110	110	0.000	0.000	99.660	-3.33
14	Томашпіль	0.000	0.000	97.417	-3.95
111	111	0.000	0.000	93.278	-5.13
15	Антонівка	0.000	0.000	93.267	-5.14
16	Борівка	0.000	0.000	92.751	-5.27
17	Моївка	0.000	0.000	92.557	-5.32
18	Гнатків	0.000	0.000	97.911	-3.83
19	Дзигівка	0.000	0.000	98.660	-3.61
112	112	0.000	0.000	98.805	-3.57
20	Радянське	0.000	0.000	98.720	-3.60
21	Ямпіль	0.000	0.000	99.431	-3.38
113	113	0.000	0.000	99.423	-3.38
22	Пороги	0.000	0.000	99.340	-3.41
23	Михайлівка	0.000	0.000	100.974	-2.81
24	Івонівка	0.000	0.000	102.264	-2.45
25	Коси	0.000	0.000	104.904	-1.71
114	114	0.000	0.000	105.414	-1.57
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	107.774	-0.92
115	115	0.000	0.000	109.009	-0.42
27	Яришів	0.000	0.000	108.998	-0.42
300	Дністровська ГЕС	-36.215	-18.591	110.000	0.00
10001		2.400	1.160	10.209	-2.71
30002		0.000	0.000	107.443	-1.85
20002		0.000	0.000	35.970	-1.85
10002		6.200	3.180	10.269	-1.83
300022		0.000	0.000	107.446	-1.85
200022		0.000	0.000	35.971	-1.85
100022		0.000	0.000	10.269	-1.83

10003	2.400	1.360	10.091	-3.05
10004	9.200	4.460	9.899	-1.30
100044	0.000	0.000	9.899	-1.30
10005	4.400	2.250	10.242	-1.92
30005	0.000	0.000	107.652	-1.42
20005	0.000	0.000	36.040	-1.42
300055	0.000	0.000	107.158	-1.95
200055	0.000	0.000	35.875	-1.95
100055	0.000	0.000	10.242	-1.92
30006	0.000	0.000	104.714	-2.44
20006	0.000	0.000	25.039	-2.44
10006	14.200	7.660	9.933	-3.23
300066	0.000	0.000	104.718	-2.44
200066	0.000	0.000	25.040	-2.44
100066	0.000	0.000	9.934	-3.23
10007	2.600	1.260	9.536	-5.29
30008	0.000	0.000	98.638	-4.66
20008	0.000	0.000	23.586	-4.66
10008	16.000	9.070	9.331	-5.66
300088	0.000	0.000	98.644	-4.66
100088	0.000	0.000	9.332	-5.66
200088	0.000	0.000	23.588	-4.66
10009	2.200	1.190	10.158	-2.61
300010	0.000	0.000	104.307	-2.85
200010	0.000	0.000	34.920	-2.85
100010	4.200	2.030	9.888	-3.74
30001010	0.000	0.000	104.309	-2.85
20001010	0.000	0.000	34.921	-2.85
10001010	0.000	0.000	9.888	-3.75
100011	2.400	1.230	9.580	-4.98
300012	0.000	0.000	101.303	-3.36
200012	0.000	0.000	33.915	-3.36
100012	3.600	1.740	9.646	-3.83
30001212	0.000	0.000	101.318	-3.34
20001212	0.000	0.000	33.919	-3.34
10001212	0.000	0.000	9.646	-3.83
100013	2.500	1.420	9.286	-6.05
300014	0.000	0.000	96.159	-5.21
200014	0.000	0.000	32.193	-5.21
100014	2.400	1.230	9.126	-5.94
30001414	0.000	0.000	96.160	-5.21
20001414	0.000	0.000	32.193	-5.21
10001414	0.000	0.000	9.126	-5.94
100015	2.500	1.210	8.579	-8.79
100016	2.200	1.250	8.527	-8.50
300017	0.000	0.000	88.247	-9.23
200017	0.000	0.000	29.544	-9.23
100017	4.000	2.160	8.211	-11.65
100018	2.500	1.210	9.043	-7.13
100019	2.200	1.250	9.116	-6.46
100020	2.000	0.970	9.191	-6.17
100021	3.500	1.980	9.199	-6.20
223000	0.000	0.000	97.722	-4.98
222000	0.000	0.000	32.716	-4.98
221000	3.800	1.950	9.256	-5.90
22223000	0.000	0.000	97.724	-4.98
22222000	0.000	0.000	32.716	-4.98
22221000	0.000	0.000	9.256	-5.90
100023	2.300	1.300	9.332	-5.65
100024	2.400	1.160	9.640	-3.87
10002424	0.000	0.000	9.640	-3.87
100025	2.200	1.190	8.704	-4.21
300026	0.000	0.000	106.251	-2.17
200026	0.000	0.000	35.571	-2.17
100026	3.600	2.040	10.077	-2.91
30002626	0.000	0.000	106.252	-2.17
20002626	0.000	0.000	35.571	-2.17
10002626	0.000	0.000	10.077	-2.91
300027	0.000	0.000	108.211	-1.16
200027	0.000	0.000	36.227	-1.16
100027	3.800	1.840	10.305	-1.59
30002727	0.000	0.000	107.811	-1.61
20002727	0.000	0.000	36.093	-1.61
10002727	0.000	0.000	10.305	-1.59
503	20.910	11.850	91.261	-6.22
502	6.120	3.140	92.197	-5.72
502001	0.000	0.000	8.818	-5.72
503001	0.000	0.000	8.729	-6.22

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.577	3.389	8.561	3.351	0.017	0.037	0.048	0.350
101	102	6.142	2.873	6.126	2.838	0.015	0.034	0.036	0.464
102	104	6.126	3.470	6.114	3.448	0.012	0.023	0.037	0.342
104	5	3.694	2.499	3.689	2.490	0.005	0.009	0.024	0.231
5	103	-1.942	-1.461	-1.945	-1.466	0.003	0.005	-0.013	-0.256
103	2	-1.945	-0.935	-1.945	-0.936	0.000	0.001	-0.011	-0.025
2	100	-8.204	-3.868	-8.253	-3.978	0.049	0.109	-0.048	-1.105
2	30002	3.103	1.687	3.100	1.591	0.003	0.095	0.019	1.508
30002	10002	3.100	1.591	3.097	1.591	0.003	0.000	0.019	0.077
10002	100022	-3.099	-1.587	-3.099	-1.587	0.000	0.000	-0.195	-0.000
300022	100022	3.102	1.587	3.099	1.587	0.003	0.000	0.019	0.077
2	300022	3.105	1.683	3.102	1.587	0.003	0.095	0.019	1.505
6	30006	7.102	4.174	7.097	3.964	0.005	0.209	0.045	1.469
30006	10006	7.097	3.964	7.092	3.835	0.005	0.129	0.045	0.930
10006	100066	-7.099	-3.821	-7.100	-3.821	0.000	0.000	-0.468	-0.001
300066	100066	7.105	3.950	7.100	3.821	0.005	0.129	0.045	0.927
6	300066	7.110	4.159	7.105	3.950	0.005	0.208	0.045	1.464
5	105	-13.346	-5.582	-13.439	-5.751	0.092	0.168	-0.077	-1.139
105	4	15.755	9.530	15.748	9.521	0.007	0.009	0.097	0.066
4	106	6.485	4.445	6.483	4.443	0.001	0.002	0.041	0.029
106	200	-37.024	-22.172	-37.099	-22.308	0.075	0.136	-0.227	-0.342
106	7	43.508	27.282	41.781	24.126	1.719	3.144	0.270	6.711
7	8	39.162	23.399	38.515	22.216	0.644	1.178	0.255	2.681
8	107	-12.319	-8.098	-12.352	-8.159	0.033	0.061	-0.085	-0.431
107	12	-14.872	-9.465	-14.990	-9.681	0.118	0.215	-0.101	-1.267
12	11	-18.633	-11.278	-18.784	-11.555	0.151	0.275	-0.123	-1.309
11	108	-21.202	-12.360	-21.532	-12.965	0.329	0.602	-0.137	-2.540
108	10	-21.532	-12.529	-21.540	-12.540	0.007	0.011	-0.136	-0.051
10	109	-25.783	-14.986	-25.794	-15.002	0.011	0.015	-0.162	-0.061
109	9	-25.794	-14.536	-26.283	-15.430	0.487	0.890	-0.161	-3.136
9	200	-28.499	-16.182	-28.658	-16.472	0.158	0.289	-0.173	-0.939
10	300010	2.104	1.129	2.101	1.057	0.003	0.072	0.013	1.686
300010	100010	2.101	1.057	2.098	1.015	0.003	0.042	0.013	1.024
100010	10001010	-2.099	-1.014	-2.099	-1.014	0.000	0.000	-0.136	-0.000
30001010	10001010	2.102	1.056	2.099	1.014	0.003	0.042	0.013	1.023
10	30001010	2.104	1.128	2.102	1.056	0.003	0.072	0.013	1.685
12	300012	1.033	0.516	1.033	0.498	0.001	0.018	0.007	0.835
300012	100012	1.033	0.498	1.032	0.487	0.001	0.011	0.007	0.508
100012	10001212	-2.566	-1.252	-2.566	-1.252	0.000	0.000	-0.171	-0.000
30001212	10001212	2.567	1.279	2.566	1.252	0.001	0.027	0.016	0.521
12	30001212	2.568	1.324	2.567	1.279	0.001	0.044	0.016	0.819
8	30008	8.005	5.039	7.998	4.731	0.007	0.307	0.054	1.953
30008	10008	7.998	4.731	7.991	4.540	0.007	0.190	0.054	1.233
10008	100088	-7.999	-4.524	-8.000	-4.524	0.000	0.000	-0.568	-0.001
300088	100088	8.007	4.715	8.000	4.524	0.007	0.190	0.054	1.230
8	300088	8.015	5.023	8.007	4.715	0.007	0.307	0.054	1.948
27	300027	1.090	0.569	1.090	0.551	0.001	0.018	0.007	0.806
300027	100027	1.090	0.551	1.089	0.540	0.001	0.010	0.007	0.491
100027	10002727	-2.709	-1.298	-2.709	-1.298	0.000	0.000	-0.168	-0.000
30002727	10002727	2.711	1.298	2.709	1.298	0.002	0.000	0.016	0.067
27	30002727	2.713	1.369	2.711	1.298	0.002	0.070	0.016	1.227
8	110	34.748	20.239	34.580	19.931	0.168	0.307	0.231	0.774
110	14	34.580	20.173	34.013	19.352	0.564	0.817	0.232	2.306
14	18	-5.686	-3.526	-5.707	-3.556	0.021	0.030	-0.040	-0.507
18	19	-8.226	-4.557	-8.271	-4.623	0.045	0.066	-0.055	-0.772
19	112	-10.488	-5.802	-10.500	-5.818	0.011	0.016	-0.070	-0.149
112	21	-12.516	-6.552	-12.573	-6.635	0.057	0.083	-0.082	-0.645
21	23	-19.937	-10.751	-20.137	-11.118	0.200	0.365	-0.131	-1.593
23	24	-22.455	-12.210	-22.663	-12.511	0.207	0.300	-0.146	-1.319
24	25	-25.084	-13.373	-25.551	-14.050	0.466	0.674	-0.160	-2.686
25	114	-27.768	-15.039	-27.866	-15.180	0.098	0.141	-0.173	-0.518
114	26	-27.866	-14.843	-28.316	-15.496	0.449	0.650	-0.173	-2.385
26	115	-31.959	-16.893	-32.174	-17.370	0.214	0.475	-0.193	-1.246
115	300	-36.021	-18.163	-36.215	-18.591	0.193	0.427	-0.213	-0.994
26	300026	1.803	1.106	1.801	1.052	0.002	0.055	0.011	1.586
300026	100026	1.801	1.052	1.799	1.020	0.002	0.032	0.011	0.959
100026	10002626	-1.799	-1.019	-1.799	-1.019	0.000	0.000	-0.118	-0.000
30002626	10002626	1.801	1.051	1.799	1.019	0.002	0.032	0.011	0.958
26	30002626	1.803	1.106	1.801	1.051	0.002	0.055	0.011	1.585
24	100024	1.202	0.618	1.199	0.580	0.003	0.038	0.008	1.612
100024	10002424	-1.199	-0.579	-1.199	-0.579	0.000	0.000	-0.080	-0.000
24	10002424	1.202	0.618	1.199	0.579	0.003	0.038	0.008	1.611
22	223000	1.904	1.084	1.901	1.015	0.003	0.069	0.013	1.810
223000	221000	1.901	1.015	1.899	0.975	0.003	0.040	0.013	1.093
221000	22221000	-1.899	-0.974	-1.899	-0.974	0.000	0.000	-0.133	-0.000
22223000	22221000	1.902	1.014	1.899	0.974	0.003	0.040	0.013	1.093
22	22223000	1.904	1.083	1.902	1.014	0.003	0.069	0.013	1.809
14	300014	0.929	0.517	0.928	0.490	0.001	0.027	0.006	1.424
300014	100014	0.928	0.490	0.927	0.475	0.001	0.016	0.006	0.861

100014	10001414	-1.471	-0.755	-1.471	-0.755	0.000	0.000	-0.104	-0.000
30001414	10001414	1.473	0.780	1.471	0.755	0.002	0.025	0.010	0.860
14	30001414	1.474	0.822	1.473	0.780	0.002	0.043	0.010	1.423
4	100044	4.605	2.347	4.600	2.224	0.006	0.123	0.027	1.300
100044	10004	4.600	2.224	4.599	2.224	0.000	0.000	0.297	0.000
4	10004	4.601	2.357	4.595	2.234	0.006	0.123	0.027	1.305
105	200	-29.194	-14.821	-29.237	-14.900	0.043	0.078	-0.172	-0.248
5	30005	1.262	0.700	1.261	0.675	0.001	0.025	0.008	0.994
30005	10005	1.261	0.675	1.261	0.660	0.001	0.015	0.008	0.604
10005	100055	-3.137	-1.588	-3.137	-1.588	0.000	0.000	-0.198	-0.000
300055	100055	3.140	1.588	3.137	1.588	0.003	0.000	0.019	0.078
5	300055	3.143	1.686	3.140	1.588	0.003	0.098	0.019	1.516
30001010	20001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	100011	2.409	1.389	2.398	1.229	0.011	0.159	0.016	3.490
1	10001	2.408	1.297	2.398	1.159	0.009	0.137	0.014	2.949
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	6	14.529	8.565	14.284	8.211	0.243	0.353	0.089	2.525
300026	200026	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	111	37.271	22.050	36.114	20.375	1.152	1.669	0.256	4.281
111	15	36.114	20.629	36.111	20.624	0.003	0.005	0.257	0.012
15	16	6.290	4.024	6.264	3.987	0.025	0.037	0.046	0.533
16	17	4.047	2.781	4.041	2.772	0.006	0.009	0.031	0.200
30002626	20002626	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.207	1.322	2.199	1.189	0.009	0.132	0.014	3.219
17	300017	4.027	2.789	4.012	2.390	0.015	0.397	0.031	5.056
300017	200017	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.012	2.390	3.997	2.159	0.015	0.231	0.031	3.029
23	100023	2.309	1.461	2.299	1.299	0.011	0.161	0.016	3.759
21	100021	3.511	2.221	3.498	1.979	0.013	0.242	0.024	3.649
21	113	3.841	2.214	3.841	2.213	0.000	0.000	0.026	0.008
113	22	3.841	2.285	3.839	2.281	0.002	0.004	0.026	0.086
16	100016	2.210	1.427	2.199	1.249	0.012	0.177	0.016	4.188
223000	222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	100015	2.512	1.420	2.498	1.209	0.014	0.210	0.018	4.251
15	502	27.301	15.441	27.141	14.990	0.159	0.449	0.194	1.154
502	503	21.018	12.084	20.909	11.777	0.108	0.305	0.152	1.015
503	503001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
22223000	22222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
112	20	2.016	1.023	2.015	1.021	0.001	0.002	0.013	0.088
20	100020	2.007	1.087	1.999	0.969	0.008	0.117	0.013	2.993
19	100019	2.209	1.404	2.199	1.249	0.010	0.155	0.015	3.759
18	100018	2.511	1.399	2.498	1.209	0.013	0.189	0.017	3.884
502	502001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300066	200066	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.207	1.311	2.199	1.189	0.008	0.122	0.014	2.971
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
107	13	2.520	1.665	2.520	1.665	0.000	0.000	0.017	0.000
7	10007	2.611	1.444	2.598	1.259	0.012	0.184	0.017	3.667
30008	20008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300010	200010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	100013	2.511	1.612	2.498	1.419	0.013	0.192	0.017	4.157
101	1	2.419	1.241	2.418	1.239	0.002	0.002	0.014	0.089
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30005	20005	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300088	200088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
115	27	3.848	2.156	3.847	2.156	0.000	0.001	0.023	0.011
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300027	200027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
104	3	2.419	1.493	2.418	1.491	0.001	0.001	0.015	0.065
3	10003	2.409	1.510	2.398	1.359	0.010	0.150	0.015	3.427

2 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год

Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 159.510 МВт / 988.960 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 149.930 МВт / 929.566 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 8.630 МВт / 26.380 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 8.630 МВт / 26.380 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.692 МВт / 4.288 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.311 МВт / 0.952 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.003 МВт / 5.240 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 9.633 МВт / 31.620 млн.кВт*г (3.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-16.914	-7.424	110.000	0.00
101	101	0.000	0.000	109.648	-0.18
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.559	-0.20
102	102	0.000	0.000	109.182	-0.39
104	104	0.000	0.000	108.839	-0.50
3	Брацлав	0.000	0.000	108.773	-0.51
5	Тульчин	0.000	0.000	108.606	-0.56
2	Немирів	0.000	0.000	108.892	-0.49
103	103	0.000	0.000	108.866	-0.50
6	Рахни тяга	0.000	0.000	106.098	-1.19
105	105	0.000	0.000	109.732	-0.09
4	Ферментний завод	0.000	0.000	109.657	-0.11
106	106	0.000	0.000	109.619	-0.11
200	Ладизинська ТЕС	-102.079	-59.131	110.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	102.017	-2.48
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	99.719	-3.23
9	Лукашівка	0.000	0.000	109.008	-0.31
109	109	0.000	0.000	105.705	-1.36
10	Тростянець	0.000	0.000	105.641	-1.38
108	108	0.000	0.000	105.586	-1.39
11	Соколівка	0.000	0.000	102.912	-2.24
12	Крижопіль	0.000	0.000	101.533	-2.68
107	107	0.000	0.000	100.184	-3.09
13	Вапнярка	0.000	0.000	100.184	-3.09
110	110	0.000	0.000	99.041	-3.45
14	Томашпіль	0.000	0.000	97.017	-3.97
111	111	0.000	0.000	93.177	-4.96
15	Антонівка	0.000	0.000	93.167	-4.96
16	Борівка	0.000	0.000	92.650	-5.09
17	Моївка	0.000	0.000	92.456	-5.14
18	Гнатків	0.000	0.000	97.555	-3.84
19	Дзигівка	0.000	0.000	98.354	-3.62
112	112	0.000	0.000	98.506	-3.58
20	Радянське	0.000	0.000	98.421	-3.61
21	Ямпіль	0.000	0.000	99.162	-3.39
113	113	0.000	0.000	99.153	-3.39
22	Пороги	0.000	0.000	99.070	-3.42
23	Михайлівка	0.000	0.000	100.753	-2.82
24	Івонівка	0.000	0.000	102.079	-2.45
25	Коси	0.000	0.000	104.785	-1.71
114	114	0.000	0.000	105.308	-1.57
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	107.724	-0.92
115	115	0.000	0.000	108.987	-0.42
27	Яришів	0.000	0.000	108.976	-0.42
300	Дністровська ГЕС	-36.587	-19.182	110.000	0.00
10001		2.400	1.160	10.208	-2.71
30002		0.000	0.000	107.436	-1.85
20002		0.000	0.000	35.968	-1.85
10002		6.200	3.180	10.269	-1.83
300022		0.000	0.000	107.439	-1.85
200022		0.000	0.000	35.969	-1.85
100022		0.000	0.000	10.269	-1.83
10003		2.400	1.360	10.090	-3.05
10004		9.200	4.460	9.896	-1.31
100044		0.000	0.000	9.896	-1.31
10005		4.400	2.250	10.240	-1.93

30005	0.000	0.000	107.640	-1.43
20005	0.000	0.000	36.036	-1.43
300055	0.000	0.000	107.146	-1.95
200055	0.000	0.000	35.871	-1.95
100055	0.000	0.000	10.241	-1.93
30006	0.000	0.000	104.702	-2.45
20006	0.000	0.000	25.036	-2.45
10006	14.200	7.660	9.932	-3.23
300066	0.000	0.000	104.706	-2.45
200066	0.000	0.000	25.037	-2.45
100066	0.000	0.000	9.933	-3.24
10007	2.600	1.260	9.437	-5.64
30008	0.000	0.000	97.933	-4.84
20008	0.000	0.000	23.418	-4.84
10008	16.000	9.070	9.263	-5.85
300088	0.000	0.000	97.939	-4.84
100088	0.000	0.000	9.264	-5.85
200088	0.000	0.000	23.419	-4.84
10009	2.200	1.190	10.152	-2.63
300010	0.000	0.000	104.051	-2.91
200010	0.000	0.000	34.835	-2.91
100010	4.200	2.030	9.863	-3.80
30001010	0.000	0.000	104.052	-2.91
20001010	0.000	0.000	34.835	-2.91
10001010	0.000	0.000	9.863	-3.81
100011	2.400	1.230	9.537	-5.10
300012	0.000	0.000	100.766	-3.49
200012	0.000	0.000	33.735	-3.49
100012	3.600	1.740	9.594	-3.96
30001212	0.000	0.000	100.780	-3.47
20001212	0.000	0.000	33.740	-3.47
10001212	0.000	0.000	9.594	-3.96
100013	2.500	1.420	9.221	-6.24
300014	0.000	0.000	95.753	-5.23
200014	0.000	0.000	32.057	-5.23
100014	2.400	1.230	9.087	-5.97
30001414	0.000	0.000	95.754	-5.23
20001414	0.000	0.000	32.057	-5.23
10001414	0.000	0.000	9.087	-5.97
100015	2.500	1.210	8.569	-8.62
100016	2.200	1.250	8.517	-8.34
300017	0.000	0.000	88.139	-9.07
200017	0.000	0.000	29.507	-9.07
100017	4.000	2.160	8.200	-11.49
100018	2.500	1.210	9.007	-7.17
100019	2.200	1.250	9.086	-6.49
100020	2.000	0.970	9.161	-6.20
100021	3.500	1.980	9.172	-6.23
223000	0.000	0.000	97.447	-4.99
222000	0.000	0.000	32.624	-4.99
221000	3.800	1.950	9.230	-5.92
22223000	0.000	0.000	97.449	-5.00
22222000	0.000	0.000	32.624	-5.00
22221000	0.000	0.000	9.230	-5.92
100023	2.300	1.300	9.310	-5.67
100024	2.400	1.160	9.622	-3.88
10002424	0.000	0.000	9.622	-3.88
100025	2.200	1.190	8.693	-4.22
300026	0.000	0.000	106.199	-2.18
200026	0.000	0.000	35.554	-2.18
100026	3.600	2.040	10.072	-2.91
30002626	0.000	0.000	106.200	-2.18
20002626	0.000	0.000	35.554	-2.18
10002626	0.000	0.000	10.072	-2.91
300027	0.000	0.000	108.189	-1.16
200027	0.000	0.000	36.220	-1.16
100027	3.800	1.840	10.303	-1.59
30002727	0.000	0.000	107.789	-1.61
20002727	0.000	0.000	36.086	-1.61
10002727	0.000	0.000	10.303	-1.59
504	11.200	6.050	101.669	-2.66
501	-3.930	0.000	91.432	-5.67
503	20.910	11.850	91.328	-5.83
502	6.120	3.140	92.177	-5.44
501001	0.000	0.000	8.745	-5.67
502001	0.000	0.000	8.817	-5.44
503001	0.000	0.000	8.735	-5.83
504001	0.000	0.000	9.724	-2.66

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.621	3.419	8.604	3.381	0.017	0.038	0.049	0.353
101	102	6.185	2.903	6.169	2.868	0.016	0.035	0.036	0.468
102	104	6.169	3.500	6.157	3.477	0.013	0.023	0.037	0.345
104	5	3.737	2.528	3.732	2.518	0.005	0.009	0.024	0.233
5	103	-1.981	-1.487	-1.984	-1.493	0.003	0.006	-0.013	-0.261
103	2	-1.984	-0.962	-1.984	-0.962	0.000	0.001	-0.012	-0.026
2	100	-8.243	-3.895	-8.293	-4.005	0.050	0.110	-0.048	-1.112
2	30002	3.103	1.687	3.100	1.591	0.003	0.095	0.019	1.508
30002	10002	3.100	1.591	3.097	1.591	0.003	0.000	0.019	0.077
10002	100022	-3.099	-1.587	-3.099	-1.587	0.000	0.000	-0.195	-0.000
300022	100022	3.102	1.587	3.099	1.587	0.003	0.000	0.019	0.077
2	300022	3.105	1.683	3.102	1.587	0.003	0.095	0.019	1.505
6	30006	7.102	4.174	7.097	3.964	0.005	0.209	0.045	1.469
30006	10006	7.097	3.964	7.092	3.835	0.005	0.129	0.045	0.930
10006	100066	-7.099	-3.821	-7.100	-3.821	0.000	0.000	-0.468	-0.001
300066	100066	7.105	3.950	7.100	3.821	0.005	0.129	0.045	0.928
6	300066	7.110	4.160	7.105	3.950	0.005	0.209	0.045	1.465
5	105	-13.265	-5.528	-13.356	-5.695	0.091	0.166	-0.076	-1.130
105	4	17.962	10.953	17.953	10.941	0.010	0.012	0.111	0.075
4	106	8.689	5.865	8.687	5.862	0.002	0.003	0.055	0.038
106	200	-40.694	-25.021	-40.785	-25.189	0.091	0.167	-0.251	-0.382
106	7	49.381	31.551	47.131	27.437	2.240	4.097	0.308	7.697
7	8	33.287	20.798	32.799	19.905	0.486	0.889	0.222	2.360
8	107	-13.417	-8.957	-13.458	-9.032	0.041	0.074	-0.093	-0.478
107	12	-15.977	-10.344	-16.117	-10.599	0.139	0.254	-0.110	-1.384
12	11	-19.759	-12.200	-19.933	-12.518	0.173	0.316	-0.132	-1.411
11	108	-22.351	-13.329	-22.726	-14.015	0.373	0.683	-0.146	-2.722
108	10	-22.726	-13.581	-22.734	-13.594	0.008	0.012	-0.145	-0.055
10	109	-26.977	-16.040	-26.989	-16.057	0.012	0.017	-0.171	-0.065
109	9	-26.989	-15.595	-27.533	-16.589	0.542	0.991	-0.170	-3.331
9	200	-29.750	-17.342	-29.925	-17.663	0.175	0.319	-0.182	-0.994
10	300010	2.104	1.130	2.101	1.057	0.003	0.072	0.013	1.693
300010	100010	2.101	1.057	2.098	1.015	0.003	0.042	0.013	1.028
100010	10001010	-2.099	-1.014	-2.099	-1.014	0.000	0.000	-0.136	-0.000
30001010	10001010	2.102	1.056	2.099	1.014	0.003	0.042	0.013	1.027
10	30001010	2.104	1.129	2.102	1.056	0.003	0.072	0.013	1.692
12	300012	1.033	0.516	1.033	0.498	0.001	0.018	0.007	0.843
300012	100012	1.033	0.498	1.032	0.487	0.001	0.011	0.007	0.512
100012	10001212	-2.566	-1.252	-2.566	-1.252	0.000	0.000	-0.171	-0.000
30001212	10001212	2.567	1.280	2.566	1.252	0.001	0.028	0.016	0.526
12	30001212	2.568	1.325	2.567	1.280	0.001	0.045	0.016	0.827
8	30008	8.006	5.047	7.998	4.734	0.007	0.312	0.055	1.976
30008	10008	7.998	4.734	7.991	4.540	0.007	0.193	0.055	1.248
10008	100088	-7.999	-4.524	-8.000	-4.524	0.000	0.000	-0.572	-0.001
300088	100088	8.008	4.718	8.000	4.524	0.007	0.193	0.055	1.244
8	300088	8.015	5.031	8.008	4.718	0.007	0.312	0.055	1.971
27	300027	1.090	0.569	1.090	0.551	0.001	0.018	0.007	0.806
300027	100027	1.090	0.551	1.089	0.540	0.001	0.010	0.007	0.491
100027	10002727	-2.709	-1.298	-2.709	-1.298	0.000	0.000	-0.168	-0.000
30002727	10002727	2.711	1.298	2.709	1.298	0.002	0.000	0.016	0.067
27	30002727	2.713	1.369	2.711	1.298	0.002	0.070	0.016	1.227
8	110	30.131	18.773	29.998	18.530	0.133	0.243	0.205	0.700
110	14	29.998	18.768	29.550	18.119	0.447	0.647	0.206	2.077
14	18	-5.973	-3.958	-5.997	-3.993	0.024	0.035	-0.043	-0.551
18	19	-8.516	-4.998	-8.567	-5.072	0.050	0.073	-0.058	-0.822
19	112	-10.784	-6.253	-10.796	-6.271	0.012	0.018	-0.073	-0.157
112	21	-12.812	-7.007	-12.874	-7.096	0.061	0.089	-0.085	-0.674
21	23	-20.237	-11.217	-20.448	-11.601	0.209	0.383	-0.134	-1.643
23	24	-22.765	-12.697	-22.982	-13.011	0.216	0.313	-0.149	-1.355
24	25	-25.403	-13.874	-25.890	-14.579	0.485	0.702	-0.163	-2.753
25	114	-28.106	-15.568	-28.208	-15.716	0.101	0.147	-0.177	-0.530
114	26	-28.208	-15.379	-28.676	-16.056	0.466	0.675	-0.176	-2.441
26	115	-32.318	-17.454	-32.540	-17.947	0.221	0.491	-0.197	-1.275
115	300	-36.388	-18.740	-36.587	-19.182	0.198	0.440	-0.216	-1.016
26	300026	1.803	1.107	1.801	1.052	0.002	0.055	0.011	1.587
300026	100026	1.801	1.052	1.799	1.020	0.002	0.032	0.011	0.959
100026	10002626	-1.799	-1.019	-1.799	-1.019	0.000	0.000	-0.118	-0.000
30002626	10002626	1.801	1.051	1.799	1.019	0.002	0.032	0.011	0.959
26	30002626	1.803	1.106	1.801	1.051	0.002	0.055	0.011	1.586
24	100024	1.202	0.619	1.199	0.580	0.003	0.039	0.008	1.615
100024	10002424	-1.199	-0.579	-1.199	-0.579	0.000	0.000	-0.080	-0.000
24	10002424	1.202	0.618	1.199	0.579	0.003	0.039	0.008	1.614
22	223000	1.904	1.085	1.901	1.015	0.003	0.069	0.013	1.816
223000	221000	1.901	1.015	1.899	0.975	0.003	0.040	0.013	1.097
221000	22221000	-1.899	-0.974	-1.899	-0.974	0.000	0.000	-0.133	-0.000
22223000	22221000	1.902	1.014	1.899	0.974	0.003	0.040	0.013	1.096
22	22223000	1.904	1.084	1.902	1.014	0.003	0.069	0.013	1.815
14	30001414	1.474	0.823	1.473	0.780	0.002	0.043	0.010	1.430
30001414	10001414	1.473	0.780	1.471	0.755	0.002	0.025	0.010	0.864

10001414	100014	1.471	0.755	1.471	0.755	0.000	0.000	0.105	0.000
300014	100014	0.928	0.490	0.927	0.475	0.001	0.016	0.006	0.865
14	300014	0.929	0.517	0.928	0.490	0.001	0.027	0.006	1.431
4	100044	4.605	2.347	4.600	2.224	0.006	0.123	0.027	1.301
100044	10004	4.600	2.224	4.599	2.224	0.000	0.000	0.298	0.000
4	10004	4.601	2.357	4.595	2.234	0.006	0.123	0.027	1.306
105	200	-31.318	-16.188	-31.368	-16.279	0.050	0.091	-0.185	-0.269
5	30005	1.262	0.700	1.261	0.675	0.001	0.025	0.008	0.994
30005	10005	1.261	0.675	1.261	0.660	0.001	0.015	0.008	0.604
10005	100055	-3.137	-1.588	-3.137	-1.588	0.000	0.000	-0.198	-0.000
300055	100055	3.140	1.588	3.137	1.588	0.003	0.000	0.019	0.078
5	300055	3.143	1.686	3.140	1.588	0.003	0.098	0.019	1.517
30002	20002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300027	200027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	100011	2.409	1.390	2.398	1.229	0.011	0.160	0.016	3.515
1	10001	2.408	1.297	2.398	1.159	0.009	0.137	0.014	2.949
300012	200012	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	14.529	8.566	14.284	8.212	0.244	0.353	0.090	2.526
300026	200026	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	111	33.094	21.244	32.132	19.851	0.958	1.387	0.234	3.956
111	15	32.132	20.105	32.130	20.100	0.002	0.004	0.234	0.011
15	16	6.290	4.026	6.264	3.989	0.025	0.037	0.046	0.533
16	17	4.047	2.782	4.041	2.773	0.006	0.009	0.031	0.200
30002626	20002626	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.207	1.322	2.199	1.189	0.009	0.132	0.014	3.224
17	300017	4.027	2.790	4.012	2.391	0.015	0.398	0.031	5.047
300017	200017	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.012	2.391	3.997	2.159	0.015	0.231	0.031	3.024
23	100023	2.309	1.461	2.299	1.299	0.011	0.162	0.016	3.769
21	100021	3.511	2.223	3.498	1.979	0.013	0.243	0.024	3.661
21	113	3.841	2.215	3.841	2.214	0.000	0.000	0.026	0.008
113	22	3.841	2.285	3.839	2.281	0.002	0.004	0.026	0.086
16	100016	2.210	1.427	2.199	1.249	0.012	0.177	0.016	4.180
223000	222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15	100015	2.513	1.421	2.498	1.209	0.014	0.211	0.018	4.240
15	502	23.320	14.914	23.195	14.562	0.124	0.351	0.171	1.056
502	503	17.072	11.655	16.993	11.433	0.079	0.222	0.129	0.907
22223000	22222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
503	501	-3.917	-0.145	-3.921	-0.157	0.004	0.011	-0.025	-0.130
112	20	2.016	1.024	2.015	1.023	0.001	0.002	0.013	0.088
20	100020	2.007	1.088	1.999	0.969	0.008	0.118	0.013	3.005
19	100019	2.209	1.406	2.199	1.249	0.010	0.156	0.015	3.774
18	100018	2.511	1.401	2.498	1.209	0.013	0.191	0.017	3.903
501	501001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	503001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
502	502001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300066	200066	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	10009	2.207	1.312	2.199	1.189	0.008	0.122	0.014	2.974
30001414	20001414	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.611	1.448	2.598	1.259	0.013	0.188	0.017	3.738
7	504	11.225	6.037	11.205	5.982	0.020	0.055	0.072	0.362
504	504001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
107	13	2.520	1.667	2.520	1.667	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300010	200010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13	100013	2.511	1.615	2.498	1.419	0.013	0.195	0.017	4.203
101	1	2.419	1.241	2.418	1.239	0.002	0.002	0.014	0.089
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300088	200088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
115	27	3.848	2.156	3.847	2.156	0.000	0.001	0.023	0.011
300055	200055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30005	20005	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
104	3	2.419	1.493	2.418	1.491	0.001	0.001	0.015	0.065
3	10003	2.409	1.510	2.398	1.359	0.010	0.150	0.015	3.428

3 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год

Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 157.527 МВт / 976.665 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 149.930 МВт / 929.566 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.651 МВт / 20.332 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 6.651 МВт / 20.332 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.705 МВт / 4.373 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.301 МВт / 0.921 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.007 МВт / 5.294 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.658 МВт / 25.626 млн.кВт*г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-16.949	-7.437	110.000	0.00
101	101	0.000	0.000	109.647	-0.18
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.558	-0.20
102	102	0.000	0.000	109.180	-0.39
104	104	0.000	0.000	108.836	-0.50
3	Брацлав	0.000	0.000	108.771	-0.51
5	Тульчин	0.000	0.000	108.603	-0.57
2	Немирів	0.000	0.000	108.890	-0.49
103	103	0.000	0.000	108.864	-0.50
6	Рахни тяга	0.000	0.000	106.095	-1.19
105	105	0.000	0.000	109.725	-0.10
4	Ферментний завод	0.000	0.000	109.647	-0.11
106	106	0.000	0.000	109.606	-0.12
200	Ладизинська ТЕС	-103.261	-58.379	110.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	101.711	-2.65
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	100.614	-3.11
9	Лукашівка	0.000	0.000	109.078	-0.30
109	109	0.000	0.000	106.025	-1.33
10	Тростянець	0.000	0.000	105.966	-1.34
108	108	0.000	0.000	105.916	-1.36
11	Соколівка	0.000	0.000	103.472	-2.18
12	Крижопіль	0.000	0.000	102.223	-2.60
107	107	0.000	0.000	101.021	-2.99
13	Вапнярка	0.000	0.000	101.021	-2.99
110	110	0.000	0.000	100.352	-3.24
14	Томашпіль	0.000	0.000	99.541	-3.54
111	111	0.000	0.000	98.065	-4.08
15	Антонівка	0.000	0.000	98.060	-4.08
16	Борівка	0.000	0.000	97.577	-4.20
17	Моївка	0.000	0.000	97.395	-4.24
18	Гнатків	0.000	0.000	99.802	-3.46
19	Дзигівка	0.000	0.000	100.287	-3.30
112	112	0.000	0.000	100.391	-3.27
20	Радянське	0.000	0.000	100.307	-3.29
21	Ямпіль	0.000	0.000	100.862	-3.11
113	113	0.000	0.000	100.854	-3.11
22	Пороги	0.000	0.000	100.772	-3.14
23	Михайлівка	0.000	0.000	102.151	-2.61
24	Івонівка	0.000	0.000	103.252	-2.28
25	Коси	0.000	0.000	105.533	-1.59
114	114	0.000	0.000	105.979	-1.46
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	108.037	-0.86
115	115	0.000	0.000	109.121	-0.39
27	Яришів	0.000	0.000	109.110	-0.40
300	Дністровська ГЕС	-33.386	-15.913	110.000	0.00
10001		2.400	1.160	10.208	-2.71
30002		0.000	0.000	107.434	-1.85
20002		0.000	0.000	35.967	-1.85
10002		6.200	3.180	10.268	-1.83
300022		0.000	0.000	107.437	-1.85
200022		0.000	0.000	35.968	-1.85
100022		0.000	0.000	10.269	-1.83
10003		2.400	1.360	10.090	-3.06
10004		9.200	4.460	9.895	-1.32
100044		0.000	0.000	9.895	-1.32
10005		4.400	2.250	10.240	-1.93
30005		0.000	0.000	107.637	-1.43

20005	0.000	0.000	36.035	-1.43
300055	0.000	0.000	107.143	-1.95
200055	0.000	0.000	35.870	-1.95
100055	0.000	0.000	10.240	-1.93
30006	0.000	0.000	104.698	-2.45
20006	0.000	0.000	25.035	-2.45
10006	14.200	7.660	9.932	-3.24
300066	0.000	0.000	104.702	-2.45
200066	0.000	0.000	25.036	-2.45
100066	0.000	0.000	9.933	-3.24
10007	2.600	1.260	9.406	-5.82
30008	0.000	0.000	98.847	-4.69
20008	0.000	0.000	23.636	-4.69
10008	16.000	9.070	9.351	-5.69
300088	0.000	0.000	98.852	-4.70
100088	0.000	0.000	9.352	-5.69
200088	0.000	0.000	23.638	-4.70
10009	2.200	1.190	10.159	-2.62
300010	0.000	0.000	104.381	-2.86
200010	0.000	0.000	34.945	-2.86
100010	4.200	2.030	9.895	-3.76
30001010	0.000	0.000	104.383	-2.86
20001010	0.000	0.000	34.946	-2.86
10001010	0.000	0.000	9.895	-3.76
100011	2.400	1.230	9.593	-5.00
300012	0.000	0.000	101.461	-3.39
200012	0.000	0.000	33.968	-3.39
100012	3.600	1.740	9.661	-3.86
30001212	0.000	0.000	101.475	-3.37
20001212	0.000	0.000	33.972	-3.37
10001212	0.000	0.000	9.661	-3.86
100013	2.500	1.420	9.305	-6.08
300014	0.000	0.000	98.313	-4.75
200014	0.000	0.000	32.914	-4.75
100014	2.400	1.230	9.334	-5.45
30001414	0.000	0.000	98.314	-4.75
20001414	0.000	0.000	32.914	-4.75
10001414	0.000	0.000	9.334	-5.45
100015	2.500	1.210	9.057	-7.37
100016	2.200	1.250	9.008	-7.11
300017	0.000	0.000	93.383	-7.76
200017	0.000	0.000	31.263	-7.76
100017	4.000	2.160	8.716	-9.91
100018	2.500	1.210	9.231	-6.64
100019	2.200	1.250	9.278	-6.05
100020	2.000	0.970	9.347	-5.79
100021	3.500	1.980	9.341	-5.85
223000	0.000	0.000	99.181	-4.66
222000	0.000	0.000	33.204	-4.66
221000	3.800	1.950	9.397	-5.55
22223000	0.000	0.000	99.183	-4.66
22222000	0.000	0.000	33.205	-4.66
22221000	0.000	0.000	9.397	-5.55
100023	2.300	1.300	9.449	-5.38
100024	2.400	1.160	9.736	-3.67
10002424	0.000	0.000	9.736	-3.67
100025	2.200	1.190	8.759	-4.07
300026	0.000	0.000	106.518	-2.11
200026	0.000	0.000	35.660	-2.11
100026	3.600	2.040	10.102	-2.84
30002626	0.000	0.000	106.519	-2.11
20002626	0.000	0.000	35.661	-2.11
10002626	0.000	0.000	10.103	-2.84
300027	0.000	0.000	108.324	-1.13
200027	0.000	0.000	36.265	-1.13
100027	3.800	1.840	10.316	-1.56
30002727	0.000	0.000	107.924	-1.58
20002727	0.000	0.000	36.131	-1.58
10002727	0.000	0.000	10.316	-1.56
504	11.200	6.050	100.703	-3.07
501	-3.930	0.000	99.210	-3.64
503	20.910	11.850	97.940	-4.23
502	6.120	3.140	97.895	-4.21
501001	0.000	0.000	9.489	-3.64
502001	0.000	0.000	9.363	-4.21
503001	0.000	0.000	9.368	-4.23
504001	0.000	0.000	9.632	-3.07

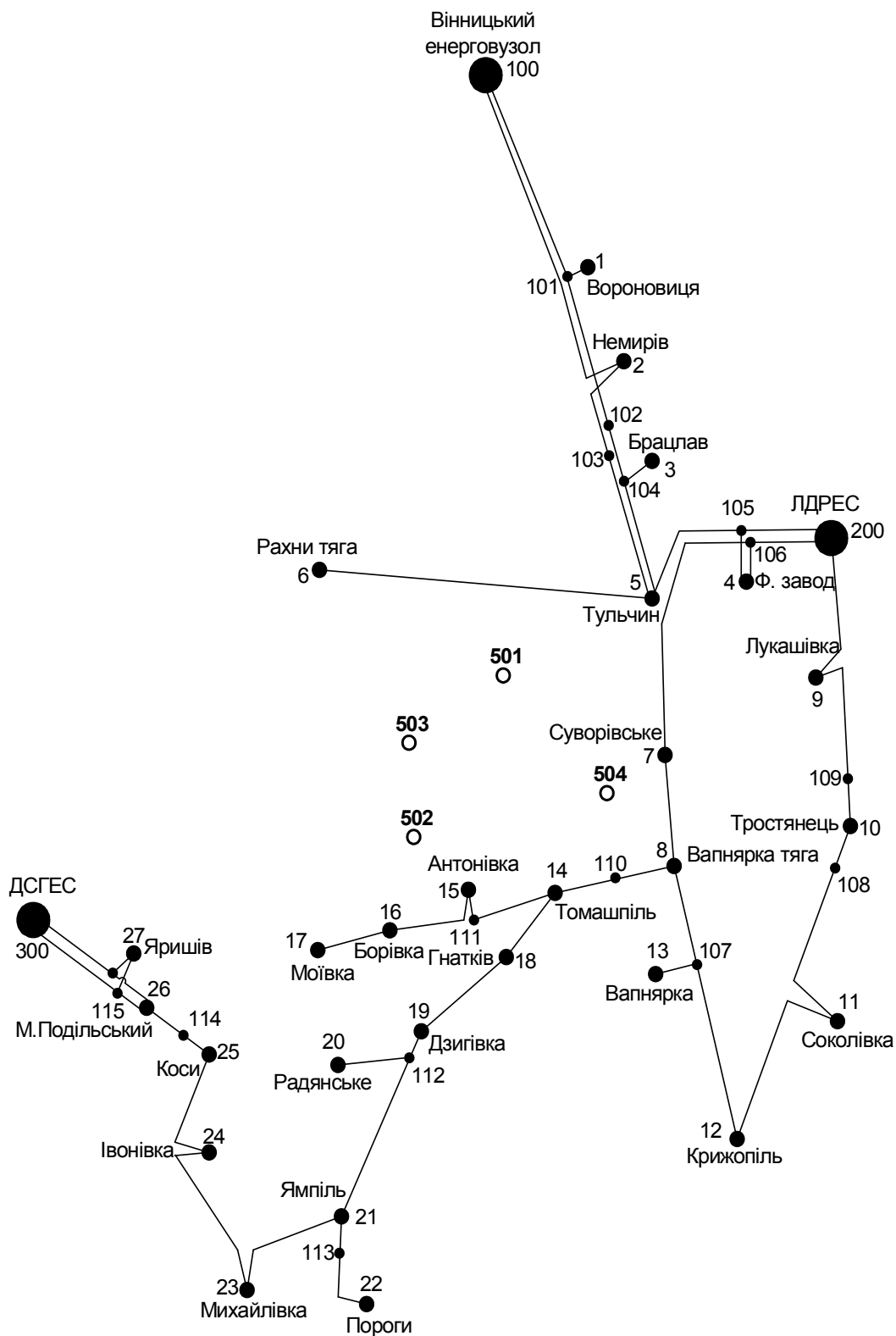
N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
100	101	8.640	3.426	8.623	3.388	0.017	0.038	0.049	0.354
101	102	6.204	2.909	6.188	2.874	0.016	0.035	0.036	0.469
102	104	6.188	3.506	6.175	3.483	0.013	0.023	0.038	0.346
104	5	3.756	2.534	3.750	2.524	0.005	0.010	0.024	0.234
5	103	-1.997	-1.492	-2.000	-1.498	0.003	0.006	-0.013	-0.263
103	2	-2.000	-0.967	-2.001	-0.968	0.000	0.001	-0.012	-0.026
2	100	-8.259	-3.900	-8.309	-4.011	0.050	0.111	-0.048	-1.114
2	30002	3.103	1.687	3.100	1.591	0.003	0.095	0.019	1.508
30002	10002	3.100	1.591	3.097	1.591	0.003	0.000	0.019	0.077
10002	100022	-3.099	-1.587	-3.099	-1.587	0.000	0.000	-0.195	-0.000
300022	100022	3.102	1.587	3.099	1.587	0.003	0.000	0.019	0.077
2	300022	3.105	1.683	3.102	1.587	0.003	0.095	0.019	1.505
6	30006	7.102	4.174	7.097	3.964	0.005	0.209	0.045	1.469
30006	10006	7.097	3.964	7.092	3.835	0.005	0.129	0.045	0.930
10006	100066	-7.099	-3.821	-7.100	-3.821	0.000	0.000	-0.468	-0.001
300066	100066	7.105	3.950	7.100	3.821	0.005	0.129	0.045	0.928
6	300066	7.110	4.160	7.105	3.950	0.005	0.209	0.045	1.465
5	105	-13.230	-5.517	-13.321	-5.683	0.090	0.165	-0.076	-1.128
105	4	18.895	11.240	18.884	11.227	0.011	0.013	0.115	0.078
4	106	9.621	6.151	9.618	6.148	0.003	0.003	0.060	0.041
106	200	-42.294	-25.670	-42.392	-25.850	0.098	0.179	-0.260	-0.394
106	7	51.912	32.484	49.455	27.991	2.447	4.475	0.322	8.003
7	8	18.506	8.430	18.374	8.189	0.131	0.240	0.115	1.137
8	107	-12.292	-7.656	-12.324	-7.715	0.032	0.059	-0.083	-0.418
107	12	-14.844	-9.019	-14.958	-9.228	0.114	0.208	-0.099	-1.234
12	11	-18.600	-10.824	-18.748	-11.093	0.147	0.268	-0.121	-1.280
11	108	-21.165	-11.897	-21.488	-12.487	0.322	0.588	-0.135	-2.489
108	10	-21.488	-12.051	-21.496	-12.062	0.007	0.011	-0.134	-0.050
10	109	-25.739	-14.508	-25.750	-14.523	0.010	0.015	-0.161	-0.060
109	9	-25.750	-14.057	-26.229	-14.933	0.477	0.872	-0.159	-3.080
9	200	-28.445	-15.685	-28.601	-15.970	0.155	0.284	-0.172	-0.923
10	300010	2.104	1.129	2.101	1.057	0.003	0.072	0.013	1.685
300010	100010	2.101	1.057	2.098	1.015	0.003	0.042	0.013	1.023
100010	10001010	-2.099	-1.014	-2.099	-1.014	0.000	0.000	-0.136	-0.000
30001010	10001010	2.102	1.056	2.099	1.014	0.003	0.042	0.013	1.023
10	30001010	2.104	1.128	2.102	1.056	0.003	0.072	0.013	1.684
12	300012	1.033	0.516	1.033	0.498	0.001	0.018	0.007	0.835
300012	100012	1.033	0.498	1.032	0.487	0.001	0.011	0.007	0.507
100012	10001212	-2.566	-1.252	-2.566	-1.252	0.000	0.000	-0.170	-0.000
30001212	10001212	2.567	1.279	2.566	1.252	0.001	0.027	0.016	0.521
12	30001212	2.568	1.324	2.567	1.279	0.001	0.044	0.016	0.819
8	30008	8.005	5.037	7.998	4.730	0.007	0.306	0.054	1.950
30008	10008	7.998	4.730	7.991	4.540	0.007	0.189	0.054	1.231
10008	100088	-7.999	-4.524	-8.000	-4.524	0.000	0.000	-0.566	-0.001
300088	100088	8.007	4.714	8.000	4.524	0.007	0.189	0.054	1.228
8	300088	8.015	5.021	8.007	4.714	0.007	0.306	0.054	1.945
8	110	14.581	5.775	14.555	5.728	0.025	0.046	0.090	0.274
110	14	14.555	5.973	14.469	5.848	0.086	0.125	0.090	0.841
14	111	15.371	6.773	15.204	6.532	0.166	0.240	0.097	1.534
111	15	15.204	6.813	15.204	6.812	0.000	0.001	0.098	0.004
15	502	6.401	1.799	6.394	1.780	0.006	0.018	0.039	0.182
502	503	0.270	-1.096	0.270	-1.097	0.000	0.001	0.007	-0.043
503	501	-20.641	-12.635	-20.775	-13.014	0.134	0.377	-0.142	-1.336
501	504	-16.856	-12.526	-16.983	-12.884	0.126	0.356	-0.122	-1.548
504	7	-28.188	-18.555	-28.329	-18.953	0.141	0.396	-0.193	-1.045
24	100024	1.202	0.618	1.199	0.580	0.003	0.038	0.008	1.588
100024	10002424	-1.199	-0.579	-1.199	-0.579	0.000	0.000	-0.079	-0.000
24	10002424	1.202	0.617	1.199	0.579	0.003	0.038	0.008	1.586
14	18	-3.332	-1.725	-3.338	-1.734	0.006	0.009	-0.022	-0.269
18	19	-5.857	-2.712	-5.877	-2.742	0.021	0.030	-0.037	-0.501
19	112	-8.094	-3.908	-8.100	-3.917	0.006	0.009	-0.052	-0.107
112	21	-10.116	-4.635	-10.151	-4.685	0.034	0.050	-0.064	-0.486
21	23	-17.515	-8.779	-17.661	-9.046	0.145	0.265	-0.112	-1.331
23	24	-19.978	-10.126	-20.134	-10.352	0.155	0.225	-0.126	-1.125
24	25	-22.555	-11.204	-22.915	-11.726	0.359	0.519	-0.141	-2.321
25	114	-25.132	-12.709	-25.209	-12.820	0.077	0.111	-0.154	-0.452
114	26	-25.209	-12.479	-25.563	-12.992	0.353	0.511	-0.153	-2.081
26	115	-29.205	-14.384	-29.379	-14.769	0.173	0.383	-0.174	-1.094
115	300	-33.227	-15.559	-33.386	-15.913	0.159	0.353	-0.194	-0.881
27	300027	1.090	0.569	1.090	0.551	0.001	0.018	0.006	0.804
300027	100027	1.090	0.551	1.089	0.540	0.001	0.010	0.006	0.490
100027	10002727	-2.709	-1.298	-2.709	-1.298	0.000	0.000	-0.168	-0.000
30002727	10002727	2.711	1.298	2.709	1.298	0.002	0.000	0.016	0.067
27	30002727	2.713	1.369	2.711	1.298	0.002	0.070	0.016	1.224
26	300026	1.803	1.106	1.801	1.052	0.002	0.054	0.011	1.579
300026	100026	1.801	1.052	1.799	1.020	0.002	0.032	0.011	0.955
100026	10002626	-1.799	-1.019	-1.799	-1.019	0.000	0.000	-0.118	-0.000
30002626	10002626	1.801	1.051	1.799	1.019	0.002	0.032	0.011	0.954
26	30002626	1.803	1.105	1.801	1.051	0.002	0.054	0.011	1.578
22	22223000	1.904	1.080	1.902	1.013	0.002	0.067	0.013	1.766

22223000	22221000	1.902	1.013	1.899	0.974	0.002	0.039	0.013	1.067
22221000	221000	1.899	0.974	1.899	0.974	0.000	0.000	0.131	0.000
223000	221000	1.901	1.014	1.899	0.975	0.002	0.039	0.013	1.068
22	223000	1.904	1.081	1.901	1.014	0.002	0.067	0.013	1.768
14	30001414	1.474	0.819	1.473	0.778	0.002	0.041	0.010	1.374
30001414	10001414	1.473	0.778	1.471	0.755	0.002	0.024	0.010	0.831
10001414	100014	1.471	0.755	1.471	0.755	0.000	0.000	0.102	0.000
300014	100014	0.928	0.489	0.927	0.475	0.001	0.015	0.006	0.832
14	300014	0.929	0.515	0.928	0.489	0.001	0.026	0.006	1.375
4	100044	4.605	2.347	4.600	2.224	0.006	0.123	0.027	1.301
100044	10004	4.600	2.224	4.599	2.224	0.000	0.000	0.298	0.000
4	10004	4.601	2.357	4.595	2.234	0.006	0.123	0.027	1.306
105	200	-32.216	-16.463	-32.268	-16.559	0.052	0.096	-0.190	-0.275
5	300055	3.143	1.686	3.140	1.588	0.003	0.098	0.019	1.517
300055	100055	3.140	1.588	3.137	1.588	0.003	0.000	0.019	0.078
100055	10005	3.137	1.588	3.137	1.588	0.000	0.000	0.198	0.000
30005	10005	1.261	0.675	1.261	0.660	0.001	0.015	0.008	0.604
5	30005	1.262	0.700	1.261	0.675	0.001	0.025	0.008	0.994
115	27	3.848	2.156	3.847	2.156	0.000	0.001	0.023	0.011
17	300017	4.024	2.718	4.011	2.364	0.013	0.352	0.029	4.601
300027	200027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	200017	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.011	2.364	3.997	2.159	0.013	0.205	0.029	2.762
16	100016	2.209	1.408	2.199	1.249	0.011	0.158	0.015	3.856
15	100015	2.511	1.399	2.498	1.209	0.013	0.189	0.017	3.899
30002727	20002727	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300022	200022	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	6	14.529	8.566	14.284	8.212	0.244	0.353	0.090	2.526
300066	200066	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.207	1.311	2.199	1.189	0.008	0.122	0.014	2.971
30002626	20002626	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.207	1.320	2.199	1.189	0.009	0.130	0.014	3.188
21	113	3.842	2.208	3.842	2.208	0.000	0.000	0.025	0.008
113	22	3.842	2.281	3.840	2.277	0.002	0.004	0.026	0.084
504	504001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	501001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	503001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
502	502001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300010	200010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
223000	222000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21	100021	3.511	2.214	3.498	1.979	0.013	0.234	0.024	3.566
112	20	2.016	1.017	2.015	1.015	0.001	0.002	0.013	0.086
20	100020	2.006	1.083	1.999	0.969	0.008	0.114	0.013	2.915
19	100019	2.209	1.399	2.199	1.249	0.010	0.149	0.015	3.662
18	100018	2.511	1.392	2.498	1.209	0.012	0.182	0.017	3.761
13	100013	2.511	1.612	2.498	1.419	0.013	0.192	0.017	4.151
101	1	2.419	1.241	2.418	1.239	0.002	0.002	0.014	0.089
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300088	200088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	100023	2.309	1.457	2.299	1.299	0.010	0.157	0.015	3.691
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.611	1.449	2.598	1.259	0.013	0.189	0.017	3.767
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
107	13	2.520	1.664	2.520	1.664	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	100011	2.409	1.388	2.398	1.229	0.011	0.159	0.015	3.487
1	10001	2.408	1.297	2.398	1.159	0.009	0.137	0.014	2.949
15	16	6.284	3.904	6.261	3.871	0.023	0.033	0.043	0.497
16	17	4.044	2.707	4.039	2.699	0.006	0.008	0.029	0.187
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
104	3	2.419	1.493	2.418	1.491	0.001	0.001	0.015	0.065
3	10003	2.409	1.510	2.398	1.359	0.010	0.150	0.015	3.428

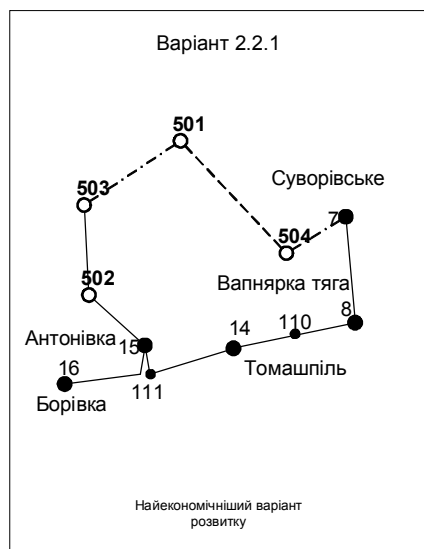
ДОДАТОК Л
Ілюстративна частина

**Розвиток фрагменту електромереж з аналізом особливостей
застосування елементів систем блискавки захисту**

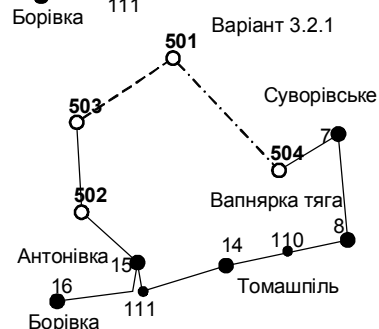
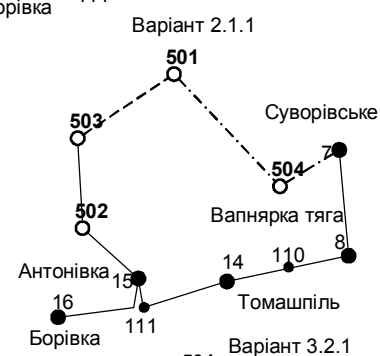
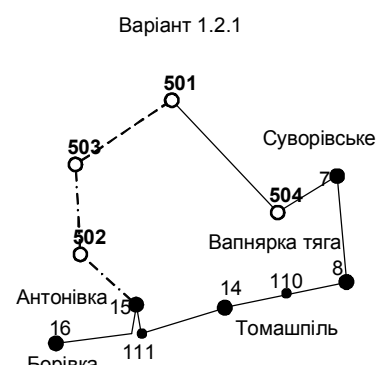
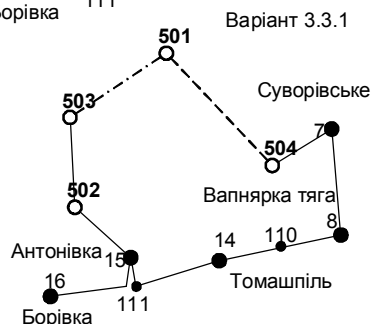
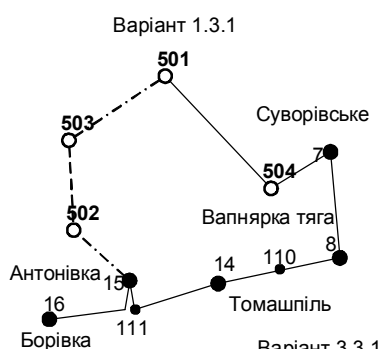
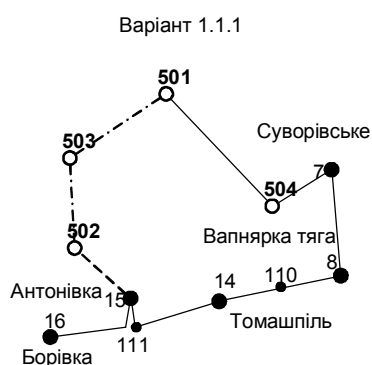
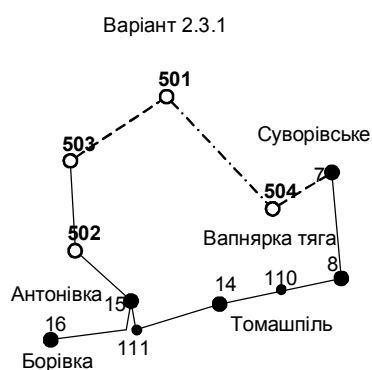
СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ



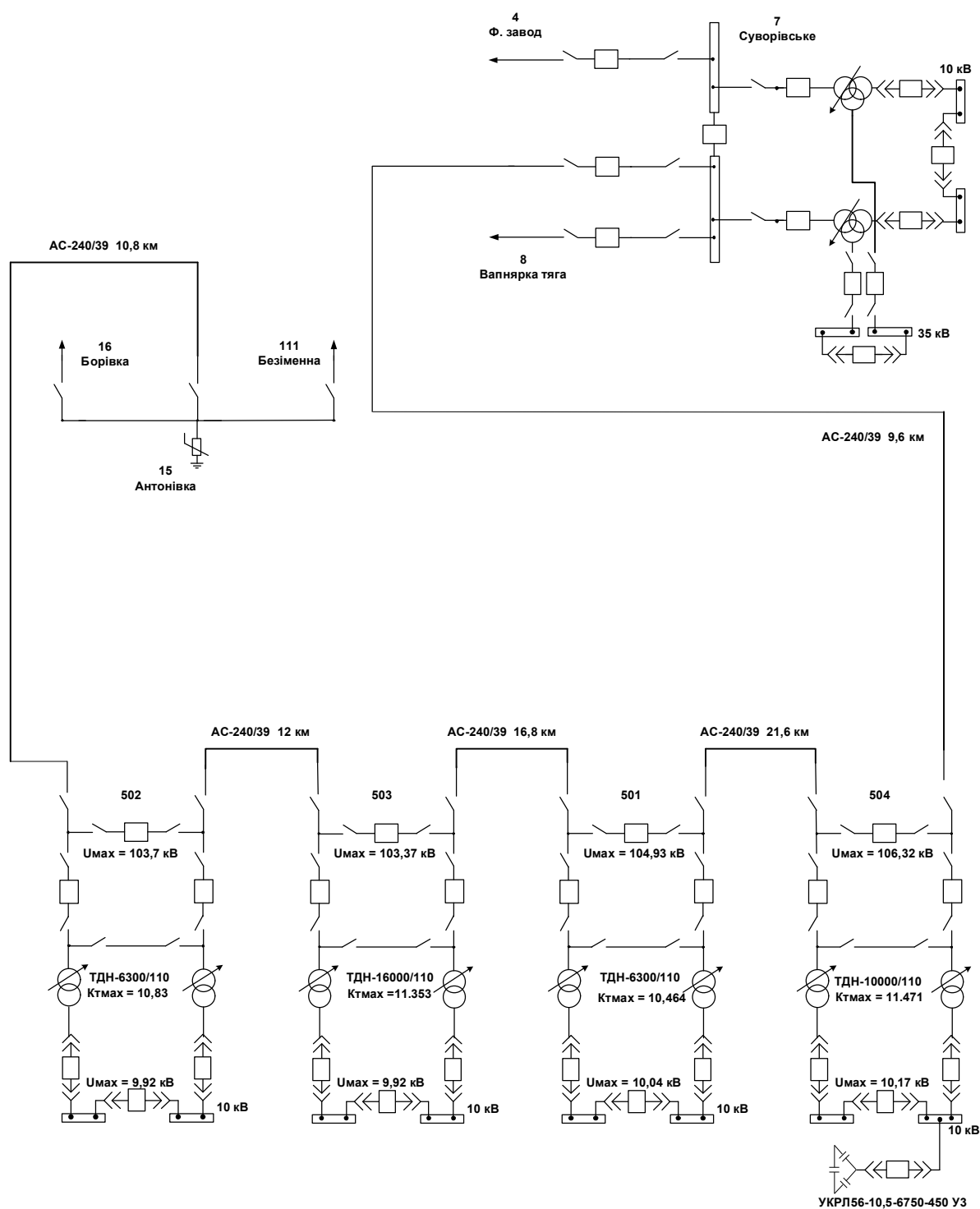
ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



Послідовність будівництва	
	ЛЕП яка будується на першому році
	ЛЕП яка будується на другому році
	ЛЕП яка будується на третьому році



ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ



Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,1
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6 200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	149 930
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	288 202,45
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	12,7
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	7,66
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,62
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	3 800
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	25 630