

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

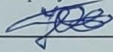
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Розвиток фрагменту електричних мереж 110 кВ акціонерного товариства
«Вінницяобленерго» з дослідженням умов застосування грозозахисту
підстанцій»**

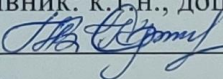
Виконав: студент 2 курсу, групи 2ЕСМ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи
і мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Ільчій О. В.

(прізвище та ініціали)

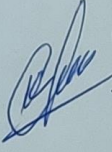
Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Остра Н. В.

(прізвище та ініціали)

« 12 » зрудня 2023 р.


Опонент: доц. каф. ЕСС Е.В., Р.В.

 кодога О.В.

(прізвище та ініціали)

« 12 » зрудня 2023 р.

Допущено до захисту

 Заддувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

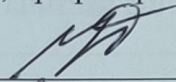
(прізвище та ініціали)

« 11 » зрудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

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


18 вересня 2023 року

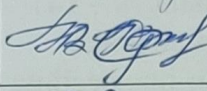
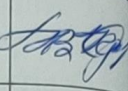
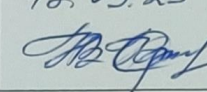
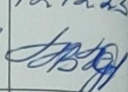
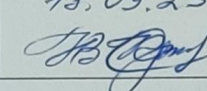
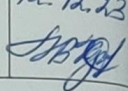
ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Гльчію Олександрю Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)











1. Тема роботи. «Розвиток фрагменту електричних мереж 110 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з дослідженням умов застосування грозозахисту підстанцій»
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Остра Н. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 04 грудня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: фрагмент електричної мережі 110 кВ АТ «Вінницяобленерго» та вихідні параметри для вузлів існуючої мережі і 4 нових споживачів: 701 - $P = 14,4$ МВт, $\cos\varphi = 0,86$; 702 - $P = 2,7$ МВт, $\cos\varphi = 0,91$; 703 - $P = 2,4$ МВт, $\cos\varphi = 0,9$; 704 - $P = 12,3$ МВт, $\cos\varphi = 1$
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз умов застосування грозозахисту підстанцій. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема існуючої електричної мережі з новими споживачами. 2. Варіанти розвитку електричної мережі. 3. Оптимальний варіант розвитку електричної мережі. 4. Фрагмент електричної схеми з'єднань оптимального варіанту розвитку мережі. 5. Схеми зон захисту блискавковідводів. 6. Техніко-економічні показники нової ЕМ.

6. Консультанти розділів роботи

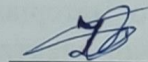
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23р 	12.12.23 
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.пед.н., професор, завідувач каф. БЖДПБ Остра Н.В.	18.09.23 	12.12.23 
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23 	12.12.23 

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

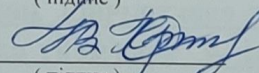
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування	21.09.23	27.09.23	
3	Електротехнічна частина	28.09.23	16.10.23	
4	Аналіз конструктивних особливостей та умов застосування грозозахисту підстанцій	17.10.23	29.10.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	30.10.23	08.11.23	
6	Економічна частина	09.11.23	17.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	18.11.23	25.11.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.11.23	29.11.23	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	30.11.23	01.12.23	
	Рецензування МКР	02.12.23	03.12.23	
	Захист МКР	15.12.23	-	

Студент


(підпис)

О. В. Ільчій

Керівник роботи


(підпис)

Н. В. Остра

АНОТАЦІЯ

Ільчій Олександр Васильович «Розвиток фрагменту електричних мереж 110кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з дослідженням умов застосування грозозахисту підстанцій». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023. – 84 с./ На укр. мові. Рисуноків: 20. Таблиць: 29. Бібліографія: 20.

У першому розділі обґрунтовано необхідність та причину проектування нового фрагменту мережі.

У другому розділі здійснено розвиток мережі для живлення нових споживачів. Знайдено оптимальний варіант розвитку, послідовність будівництва, підбрано трансформатори та проводи, встановлено компенсуючі пристрої, підбрані схеми розподільчих пристроїв, розраховані режими роботи мережі.

У третьому розділі проведено аналіз умов застосування грозозахисту підстанцій.

У четвертому розділі розроблено заходи з охорони праці персоналу під час експлуатації та ремонту обладнання. Розраховано захисне заземлення.

У п'ятому розділі здійснено техніко-економічний розрахунок нової мережі, та визначена рентабельність проєкту.

Ключові слова: електрична мережа, симплекс-метод, динамічне програмування, техніко-економічні показники, грозозахист, охорона праці.

ANNOTATION

Ilchii Oleksandr «Development of a fragment of the 110kV electrical networks of the «Vinnytsiaoblenergo» joint-stock company with the study of the conditions for the use of substation lightning protection». Master's thesis. – Vinnytsia: VNTU. 2023. – 84 p. Figures: 20. Tables: 29. Bibliography: 20.

The first section substantiates the need and reason for designing a new network fragment.

In the second section, the development of the network for feeding new consumers was carried out. The optimal development option was found, the sequence of construction, transformers and wires were selected, compensating devices were installed, schemes of distribution devices were selected, network operation modes were calculated.

In the third section, an analysis of the conditions of use of lightning protection of substations is carried out.

In the fourth section, measures for the protection of personnel during the operation and repair of equipment are developed. Protective grounding is calculated.

In the fifth section, the technical and economic calculation of the new network is carried out, and the profitability of the project is determined.

Key words: electrical network, simplex method, dynamic programming, technical and economic indicators, lightning protection, labor protection.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	4
ВСТУП.....	5
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	7
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА. РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	10
2.1 Річний прогноз електричних навантажень	10
2.1.1 Розрахунок режиму існуючої ділянки мережі	12
2.1.2 Формування максимального графа нової ділянки мережі	13
2.2 Знаходження оптимальної схеми мережі	14
2.2.1 Лінеаризація функції.....	15
2.2.2 Оптимізація схеми нової ділянки мережі симплекс-методом.....	18
2.3 Визначення оптимальної схеми мережі методом динамічного програмування	22
2.3.1 Визначення оптимальної послідовності побудови мережі	23
2.3.2 Вибір остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку мережі....	27
2.4 Вибір потужності трансформаторів підстанцій та перерізу проводів ЛЕП.....	28
2.4.1 Вибір потужності трансформаторів	28
2.4.2 Вибір перерізів проводів ЛЕП	30
2.5 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.....	32
2.5.1 Вибір схем нових підстанцій мережі	33
2.5.2 Вибір схем існуючих підстанцій	34
2.5.3 Надійність схеми РП підстанції.....	35
2.6 Оцінка балансу потужностей мережі	38
2.7 Розрахунок ustalених режимів мережі.....	40
2.7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	40
2.7.2 Регулювання напруги в мережі.....	41
3 АНАЛІЗ УМОВ ЗАСТОСУВАННЯ ГРОЗОЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЙ	46
3.1 Комплекс засобів грозозахисту.....	46
3.2 Зовнішня блискавко-захисна система.....	46

3.3 Вибір блискавковідводів	50
3.4 Розрахунок зон захисту блискавковідводів.....	50
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	57
4.1 Постановка задачі.....	57
4.2 Аналіз умов праці при монтажі та обслуговуванні обладнання на підстанції .	58
4.3 Організаційно-технічні рішення з охорони праці під час експлуатації та обслуговування обладнання підстанції.....	59
4.4 Розрахунок захисного заземлення.....	61
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	65
ВИСНОВКИ.....	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	83
ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ	86
ДОДАТОК Б Технічне завдання МКР	87
ДОДАТОК В РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ	94
ДОДАТОК В1 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ.....	99
ДОДАТОК В2 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ.....	104
ДОДАТОК В3 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ.....	109
ДОДАТОК В4 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ.....	114
ДОДАТОК В5 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ	119
ДОДАТОК Г ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА.....	134

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

БСК – батарея статичних конденсаторів

ВБЗС – внутрішня блискавко-захисна система

ДСТУ – Державний стандарт України

ЕМ – електрична мережа

ЕЕС – електроенергетична система

ЗБЗС – зовнішня блискавко-захисна система

КП – компенсуючий пристрій

ЛЕП – лінія електропередач

ПС – підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РП – розподільчий пристрій

РПН – регулювання під навантаженням

СВ – секційний вимикач

СР – секційний роз'єднувач

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ВСТУП

Розподільні мережі, на відміну від магістральних, характеризуються великою кількістю одночасно споруджуваних об'єктів. В цих умовах особливо важливим стає комплексний підхід до проектування електричних мереж 110–330 кВ. Він має враховувати, з одного боку, вимоги до мережі як частини електроенергетичної системи, а з іншого боку – необхідність типізації й уніфікації споруджуваних ліній та підстанцій для забезпечення умов індустріалізації будівництва.[1]

Для вирішення задачі проектування, необхідно керуватись максимальною ефективністю майбутньої мережі при мінімумі витрат, тобто проводять оптимізацію електричної мережі. При цьому, потрібно зберегти надійність електропостачання існуючих споживачів. Також важливим критерієм є доцільність будівництва такої мережі та забезпечення безпеки нового обладнання від різних природних та неприродних чинників.

Питання грозозахисту підстанцій відіграє важливу роль при проектування електричної мережі. Блискавкозахист будівель та споруд, або як його ще називають грозозахист – це сукупність різних технічних засобів, що надають додатковий захист при випадковому попаданні блискавки в приміщення, або об'єкт.[15]

Незалежно від того, яку конструкцію, або висоту має спорудження, або будинок, вони однаково схильні до ризику ударів блискавки. Що стосується виробничих та комерційних приміщень, при попаданні в них заряду блискавки може повністю вийти з ладу обладнання та навіть системи сигналізації та захисту. У таких випадках доводиться витрачати великі суми на ремонт, або повну заміну технічного потенціалу підприємства. У порівнянні з такими витратами, встановлення грозозахисту – доволі вигідна інвестиція у надійність електричних мереж.[15]

Отже, оптимальний розвиток мережі та дослідження умов застосування грозозахисту підстанцій є актуальною науково-прикладною задачею.

Мета кваліфікаційної роботи – розвиток фрагменту електричної мережі АТ «Вінницяобленерго» та дослідження умов застосування грозозахисту на підстанціях.

Задачі кваліфікаційної роботи. Для виконання цілей та досягнення мети, виконано такі завдання:

- провести прогноз навантаження споживачів на наступні 5 років;
- вибрати оптимальну модель розвитку електричної мережі;
- провести розрахунок та аналіз режимів роботи нового фрагменту електричної мережі;
- встановити необхідність реконструкції елементів мережі;
- провести аналіз грозозахисту підстанцій;
- розробити заходи із забезпечення безпеки праці персоналу, який буде обслуговувати нові об'єкти.

Об'єкт дослідження: електричні мережі АТ «Вінницяобленерго».

Предмет дослідження: методи оптимізації електричних мереж.

Методи дослідження: метод динамічного програмування, симплекс-метод, використання програмного комплексу «Втрати-110».

Значення результатів дослідження: підтвердження перспективи використання існуючих засобів грозозахисту підстанцій.

Особистий внесок: результати дослідження, що наведені в основній частині пояснювальної записки МКР, отримані автором самостійно.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Метою даної роботи є проектування фрагменту електричних мереж для забезпечення електропостачання нових споживачів. У мирний час ця задача не вимагала якихось оперативних дій, було багато часу на роздуми та перебір можливих варіантів. Проте, зараз ситуація в електроенергетиці надто складна, щоб нехтувати часом, адже електроенергія потрібна всім, а якщо це об'єкти першої необхідності та критичної інфраструктури – то тим паче, будь-яка затримка в часі може коштувати велику ціну.

Ситуація наступна: багато ліній електропередач та підстанцій зараз пошкоджені, та тимчасово відремонтовані у екстреному порядку. Зокрема, доволі постраждав шлях передачі безпосередньо біля об'єктів генерації. Були прийняті рішення по негайній ліквідації наслідків ситуації, але не завжди виконувались норми по надійності, бо електроенергії треба тут і зараз. Також зараз є ризик частих відключень, через недостатність генерації взимку і обладнання, яке відремонтоване з поспіхом не зможе довго витримувати часті перемикання в системі. Зараз проблема вирішена легким способом, проте такий спосіб не є надійним у довгостроковій перспективі та у майбутньому буде важка ситуація в системі, якщо залишити її в такому стані як є.

Почнуть пошкоджуватись лінії, відмовляти обладнання на підстанціях тощо. З іншого боку, багато несприятливих погодних умов, які дуже негативно впливають на обладнання підстанцій та лінії електропередач. Одним із таких природних негативних чинників є блискавка. Під час грози також проблемою є потрапляння води на обладнання та проводи, що в свою чергу погіршує ситуацію, адже дощова вода є хорошим провідником, через сукупність солей та різних речовин у її складі. Удар блискавки є загрозливим чинником для обладнання мережі, можуть відбутись непоправні наслідки як на самій підстанції, так і у споживачів. Нинішня ситуація в мережі тільки погіршує стан, адже критично важливі рішення приймаються з упушенням деяких вимог. Це може коштувати велику кількість коштів та часу і мати непоправні наслідки.

Зараз активно розвивається тенденція впровадження розосереджених джерел енергії (частіше всього фотовольтаїчні електростанції), тому також важливо забезпечити під'єднання таких об'єктів до системи, що в свою чергу збільшить надійність системи в цілому через додаткову генерацію.

Отже, обладнання пошкоджене, часто працює з упушенням вимог, часті відключення, необхідність нових приєднань та загроза погодних умов негативно впливають на систему і можуть відбутись непоправні наслідки. Також це зменшить надхід від електроенергетики у бюджет, що зараз є надзвичайно важливим.

Тому, поряд із оперативними рішенням по ремонту, необхідно займатись розвитком мережі у майбутньому та по мірі можливості впроваджувати ці проєкти, щоб вберегти систему від частих аварій та виконувати всі вимоги по електропостачанню. Використання сучасних комп'ютерних засобів та професійного програмного забезпечення є надзвичайно важливим, адже дозволяє зменшити час на проектування фрагменту мережі. Необхідно знати режим роботи існуючої мережі для оцінки можливості нових приєднань та реконструкції певного фрагменту мережі.

Для зменшення впливу грози на обладнання використовують системи грозозахисту. Вони спрямовують струм блискавки по спеціальному шляху у землю, таким чином запобігають пошкодженню обладнання через надвисокі струми.

Необхідністю розвитку існуючої електричної мережі також є наявність нових споживачів, тому потрібно спроектувати новий фрагмент мережі з виконанням вимог по економічності на надійності електропостачання. Схема фрагменту мережі з розташуванням нових споживачів показана на рис. 1.1.

З економічної точки зору, розвиток мережі принесе додаткові надходження в бюджет, що посилить економічну складову електроенергетики та країни в цілому.

Тому питання розвитку та реконструкції електричних мереж, застосування грозозахисту підстанцій є одними з найважливіших задач в електроенергетиці на сьогоднішній день.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА. РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Річний прогноз електричних навантажень

Прогнозування електричних навантажень вимагає точних розрахунків, адже це впливає на подальші дії в ході проектування електричної мережі. Для знаходження потужності споживання на подальші роки, потрібно визначити як з часом змінюється максимальна потужність навантаження.

Метод найменших квадратів застосовують для знаходження аналітичного виразу залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою. Цей метод дає можливість замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ функцією $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (2.1)$$

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

Для розрахунку відповідних числових коефіцієнтів a' та b' функції $P'_{\max}(T)$ потрібно мінімізувати вираз, що записаний у відповідності з методом найменших квадратів:

$$\mathcal{C} = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min, \quad (2.2)$$

де $P_{\max,i}$ - максимальне навантаження i -го року.

Далі виконується диференціювання заданого мінімізованого виразу:

$$\frac{\partial \mathcal{C}}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial \mathcal{C}}{\partial b'} = 0; \quad (2.3)$$

Після проведеного диференціювання, яке зазначене у виразі (2.3) отримуємо остаточний варіант системи лінійних рівнянь, за допомогою якої можна знайти потрібні коефіцієнти залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases}, \quad (2.4)$$

Підставляємо вхідні дані завдання з табл.1 у вираз (2.4) та отримуємо наступну систему рівнянь:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 951 \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1917815 \end{cases}, \quad (2.5)$$

Після розв'язання системи (2.5) отримуємо коефіцієнти функції $P'_{\max}(T)$ $a' = -1280,5$, $b' = 0,6818$. Залежність набуде вигляду:

$$P'_{\max} = 0,6818T - 1280,5$$

Для знаходження апроксимаційної функції та її коефіцієнтів, використано редактор MS Office Excel. Редактор побудував таблично-заданий графік функції $P'_{\max}(T)$ та отриману шляхом розрахунків $P'_{\max}(T)$. Результати наведені на рисунку 2.1.

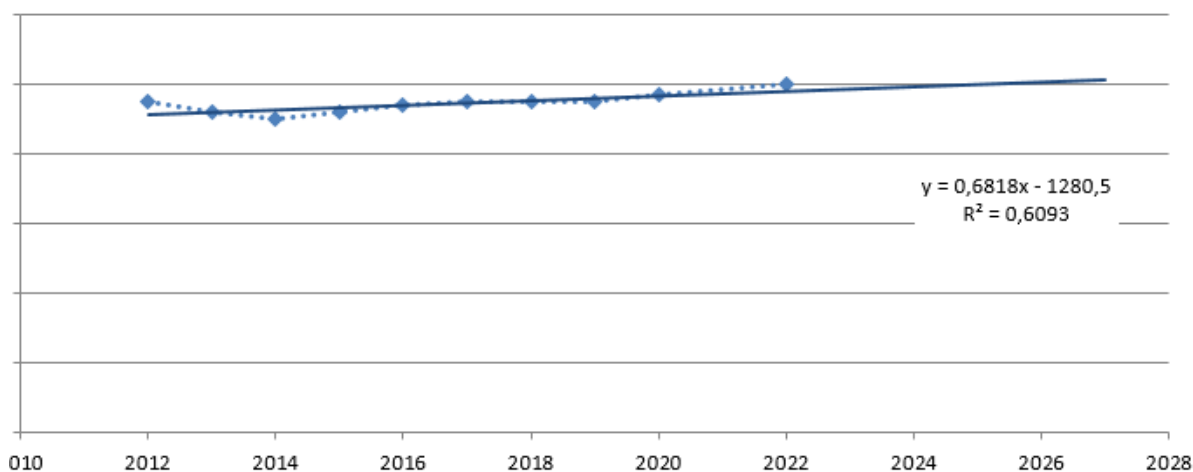


Рисунок 2.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимальної потужності від часу T

Після аналізу отриманого графіка, виявилось, що максимальне навантаження мережі з урахуванням прогнозу на 2027-й рік збільшиться до 101,5%, що в свою чергу більше на 1,5% проектної потужності електричних мереж. Тому, потрібно здійснити заходи по забезпеченню надійності та якості електропостачання, а, отже, перевірити відповідність прогнозного режиму експлуатації мережі технічним характеристикам наявного обладнання.

2.1.1 Розрахунок режиму існуючої ділянки мережі

Для розрахунку застосовується програмний комплекс «Втрати-110». За допомогою цього комплексу можна внести інформацію про вітки і вузли мережі та їх обладнання. За результатами розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої ділянки мережі (додаток В1) з урахуванням прогнозування виявлено, що напруги у вузлах відповідають технічним обмеженням, або можуть бути відкориговані наявними регулювальними пристроями. Зокрема, розрахункові струми ЛЕП, близьких до нових споживачів, відповідають допустимим межах, що в свою чергу відповідає роботі обладнання у економічно доцільних режимах (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Струмові навантаження ліній електропередач

	1-201	100-211	11-12	14-15
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	125	150	200	200
Розрах. струм	114	58	29	51

На ділянці, де відбудеться можливий розвиток існуючої мережі, ЛЕП мають достатню пропускну здатність щоб транспортувати електроенергію новим споживачам та допустимі рівні напруги у наближених вузлах (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Напруги у вузлах, можливих для приєднання

Вузли	5	6	7
Напруга вузла, кВ	110,804	110,779	111,512

Після проведення аналізу результатів розрахунку режиму виявлено, що струмове навантаження ліній електропередач дозволяє з запасом передавати додаткову електроенергію до нових споживачів. Зокрема, рівні напруги на наближених підстанціях дозволяють здійснити додаткові приєднання нового навантаження. Тому не потрібно проводити заміну обладнання чи перебудовувати наявну схему ділянки мережі.

2.1.2 Формування максимального графа нової ділянки мережі

Після аналізу місць розташування нових підстанцій та максимально наближених до них підстанцій існуючої мережі, сформовано максимально можливий граф нової ділянки мережі (рис. 2.2), де зображено варіанти приєднання нових споживачів. Знаходження остаточного варіанту графу нової мережі буде здійснюватись за допомогою симплекс-методу.

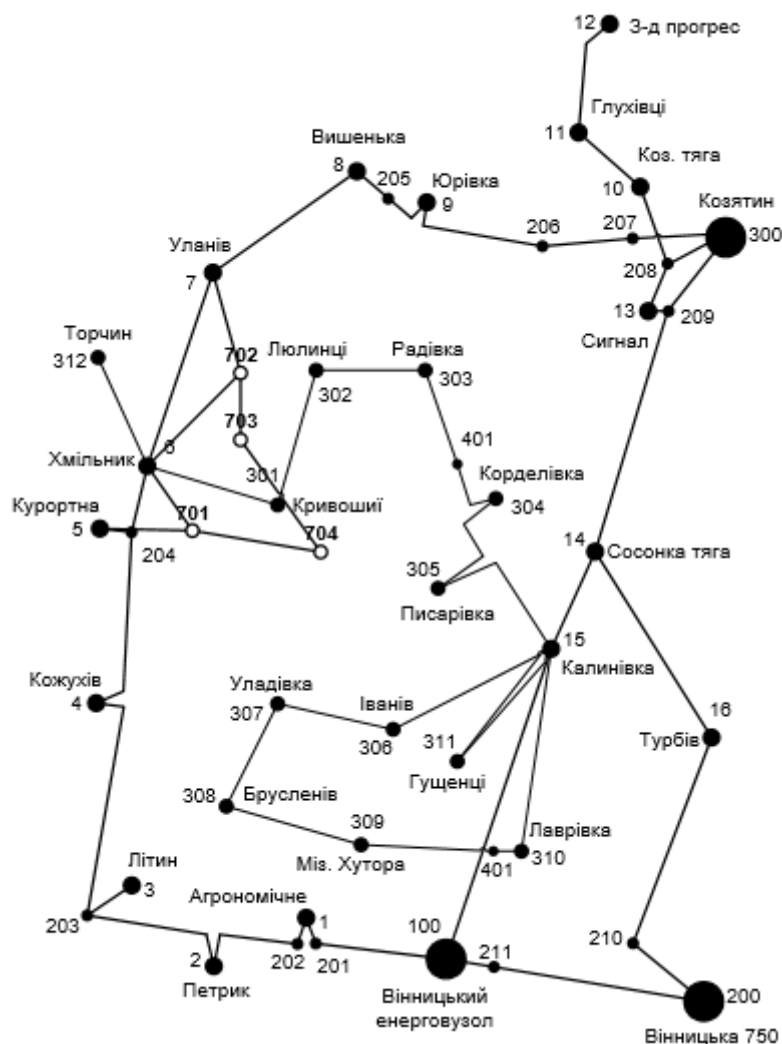


Рисунок 2.2 – Максимальний граф нової мережі

2.2 Знаходження оптимальної схеми мережі

Під час проектування нової мережі, потрібно здійснити пошук оптимального варіанту проекту з боку капіталовкладень та експлуатаційних витрат. Також до грошових вимог додаються технічні вимоги з постачання електроенергії споживачам. Врешті-решт, проектування мережі передбачає не тільки вибір конфігурації та класів напруг мереж, а й параметри й кількість елементів мережі, задля забезпечення необхідної якості електроенергії, запасу стійкості, та контролю мережі.

Для вирішення поставленої задачі застосовують методи лінійного програмування, проте є обмеження, через які одночасно вирішити задачу неможливо. Тому розв'язання задачі буде поетапне.

2.2.1 Лінеаризація функції

Необхідно вибрати критерії оптимальності, щоб побудувати математичну модель. Найкращим критерієм в нашому випадку будуть дисконтовані витрати на розвиток мережі $V_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n V_i$, а оптимізовані змінні будуть потоки потужності P_i , що протікають лініями електропередач.

Проте дані залежності є нелінійними. Тому загальна функція, що показує розвиток електричної мережі, подається нелінійною функцією з лінійними та нелінійними обмеженнями на змінні P_i .

Дисконтовані витрати V_i , для кожної i -ої лінії електропередач записують:

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.6)$$

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

E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$);

α – коефіцієнт нормативних відрахувань;

b_i – питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ;

l_i – довжина i -тої ЛЕП в кілометрах;

P_i – потужність i -тої ЛЕП.

Після лінеаризації:

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.7)$$

де, a_i – сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації);

b_i – питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП.

Лінеаризували функцію дисконтованих витрат методом найменших квадратів. Тут формується система рівнянь, схожа на (2.3), проте потрібно отримати n значень початкової функції для різних потужностей P_i . Після розв'язання цієї системи, можна визначити коефіцієнти функції у лінійному представленні.

Відповідно до ПУЕ [2] на нових лініях приймаємо провід АС-240. Керуючись нормативним документом СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення дорівнюють 1573,68 тис.грн/км.

Коефіцієнт b_i визначають наступним чином:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.8)$$

де, U_H – номінальна напруга (110 кВ);

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9);

τ – час максимальних втрат (4219 год/рік для $T_{нб} = 5700$ год/рік);

C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2.65 грн/кВт·год;

r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (провід АС-240

$r_{0i} = 0,131$ Ом/км).

Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку коефіцієнтів для функції $B_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	$U_{ном}$, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Диск. витрати за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
6	702	2	12	110	1573,680	0,131	6042,9	1,793	6222,3
7	702	1,6	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	1,435	4977,8
6	701	1,2	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	1,076	3733,4
5	701	1,4	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	1,255	4355,6
702	703	1	6	110	1573,680	0,131	3021,5	0,897	3111,1
703	704	2,1	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	1,883	6533,4
704	701	2	12	110	1573,680	0,131	6042,9	1,793	6222,3

Після лінеаризації початкової функції, значення коефіцієнтів a_i залишились сталими, тому що не залежать від потоків потужності, коефіцієнти b_i' змінились. Результати у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати розрахунку вартісних коефіцієнтів після лінеаризації для функції $V_d = a' + b' \cdot P$

ЛЕП	Довж., км	P, МВт	Диск. витрати (кв. ф.), тис. грн	Диск. витрати (0.8P), тис. грн	Диск. витрати (1.2P), тис. грн	Коеф. a' , тис. грн	Коеф. b' , тис. грн/МВт	Диск. витрати (лін. ф.), тис. грн	Диск. витрати (0.8P), тис. грн	Диск. витрати (1.2P), тис. грн
6-702	12	9,75	6213,4	6152	6288,4	6042,9	17,485	6213,4	6179,3	6247,5
7-702	9,6	9,75	4970,7	4921,6	5030,7	4834,3	13,988	4970,7	4943,4	4998
6-701	7,2	9,75	3728	3691,2	3773,0	3625,8	10,491	3728	3707,6	3748,5
5-701	8,4	9,75	4349,4	4306,4	4401,9	4230,1	12,239	4349,4	4325,5	4373,3
702-703	6	9,75	3106,7	3076	3144,2	3021,5	8,742	3106,7	3089,7	3123,8
703-704	12,6	9,75	6524,1	6459,6	6602,8	6345,1	18,359	6524,1	6488,3	6559,9
704-701	12	9,75	6213,4	6152	6288,4	6042,9	17,485	6213,4	6179,3	6247,5

Щоб врахувати питомі капіталовкладення на спорудження ЛЕП, отриману залежність перероблено у лінійну функцію без постійного коефіцієнта. Результати у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Результати розрахунку вартісного коефіцієнта c_i для функції дисконтованих витрат $V_d = c \cdot P$

ЛЕП	Довж., км	P, МВт	Диск. витрати (кв. ф.), тис. грн	Диск. витрати (0.9P), тис. грн	Диск. витрати (1.1P), тис. грн	Коеф. c , тис. грн/МВт	Диск. витрати (лін. ф.), тис. грн	Диск. витрати (0.9P), тис. грн	Диск. витрати (1.1P), тис. грн
6-702	12	9,75	6213,4	6181	6249,2	637,3	6213,4	5592,1	6834,7
7-702	9,6	9,75	4970,7	4944,8	4999,4	509,8	4970,7	4473,7	5467,8
6-701	7,2	9,75	3728	3708,6	3749,5	382,4	3728	3355,2	4100,8
5-701	8,4	9,75	4349,4	4326,7	4374,4	446,1	4349,4	3914,4	4784,3
702-703	6	9,75	3106,7	3090,5	3124,6	318,6	3106,7	2796	3417,4
703-704	12,6	9,75	6524,1	6490,1	6561,7	669,1	6524,1	5871,7	7176,5
704-701	12	9,75	6213,4	6181	6249,2	637,3	6213,4	5592,1	6834,7

3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.10) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;

4. Коефіцієнти c_i функції (2.9) – для задачі оптимізації схем ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.5);

5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для нашого випадку наведена на рис. 2.3.

	Від ЦЖ				Між вузлами									
	6	7	6	5	702	703	703	704	701	701	0	0	0	0
Початок	702	702	701	701	703	702	704	703	701	704	0	0	0	0
Кінець	702	702	701	701	703	702	704	703	701	704	0	0	0	0
коефіцієнт а	6042,932	4834,345	3625,759	4230,052	3021,466	3021,466	6345,078	6345,078	6042,932	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000
коефіцієнт b	1,793	1,435	1,076	1,255	0,897	0,897	1,883	1,883	1,793	1,793	0,000	0,000	0,000	0,000
розрах. потужн.	9,08	16,31	1,86	1,86	1,86	2,51	1,86	8,30	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
коефіцієнт с	681,7295	319,8338	1946,642	2271,082	1622,202	1207,787	3406,623	780,0958	3244,403	3244,403	0	0	0	0

Рисунок 2.3 – Симплекс таблиця, потрібна для розв'язку задачі

Для застосування симплекс методу скористаємося елементом «Пошук рішень» MS Excel. Результати наведені на рис. 2.4.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	6-702	7-702	6-701	5-701	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0				
701	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	14,62	0,00	
702	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,74	0,00	
703	0	0	0	0	0	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	2,40	0,00	
704	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-12,30	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	681,730	319,834	1946,642	2271,082	1622,202	1207,787	3406,623	780,096	3244,403	3244,403	0,000	0,000	0,000	0,000		44051,173		
Потужності ЛЕП	0,000	2,741	4,717	0,000	0,000	0,000	0,000	2,400	9,900	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	0,000	4834,345	3625,759	0,000	0,000	3021,466	0,000	6345,078	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			23869,580	
Змінні складові витрат	0,000	10,776	23,943	0,000	0,000	0,000	0,000	10,846	175,761	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			221,326	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		24090,906

Рисунок 2.4 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

Оскільки відбулась зміна потоків потужності по лініям, проводимо другу ітерацію для уточнення коефіцієнтів. Результати на рис. 2.5.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	6-702	7-702	6-701	5-701	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0			
701	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	14,62	0,00	
702	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,74	0,00	
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,40	0,00	
704	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-12,30	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	3244,403	2595,523	494,184	2271,082	#####	#####	3406,623	1243,955	856,910	3244,403	0,000	0,000	0,000	0,000	#####	#####	
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	7,458	0,000	0,000	2,741	0,000	5,141	7,159	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	3625,759	0,000	0,000	3021,466	0,000	6345,078	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		19035,235	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	59,847	0,000	0,000	6,735	0,000	49,761	91,915	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		208,259	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	19243,494

Рисунок 2.5 – Результат розрахунку коефіцієнтів після другої ітерації

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	6-702	7-702	6-701	5-701	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0			
701	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	14,62	0,00	
702	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,74	0,00	
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,40	0,00	
704	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-12,30	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	3244,403	2595,523	494,184	2271,082	1622,202	1104,888	3406,623	1243,955	856,910	3244,403	0,000	0,000	0,000	0,000		19243,494	
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	7,458	0,000	0,000	2,741	0,000	5,141	7,159	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	3625,759	0,000	0,000	3021,466	0,000	6345,078	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		19035,235	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	59,847	0,000	0,000	6,735	0,000	49,761	91,915	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		208,259	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	19243,494

Рисунок 2.6 – Третя ітерація

Остаточна перевірка:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	6-702	7-702	6-701	5-701	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0			
701	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	14,62	0,00	
702	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,74	0,00	
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,40	0,00	
704	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-12,30	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	3244,403	2595,523	494,184	2271,082	1622,202	1104,888	3406,623	1243,955	856,910	3244,403	0,000	0,000	0,000	0,000		19243,494	
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	7,458	0,000	0,000	2,741	0,000	5,141	7,159	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	3625,759	0,000	0,000	3021,466	0,000	6345,078	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		19035,235	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	59,847	0,000	0,000	6,735	0,000	49,761	91,915	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		208,259	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	19243,494

Рисунок 2.7 – Остаточний оптимальний варіант схеми (четверта ітерація)

На рисунку 2.7 показаний варіант схеми, що забезпечує мінімум дисконтованих витрат. Графічне зображення цієї схеми наведено на рисунку 2.8.

Втім отримана схема, згідно ПУЕ [2], не відповідає вимогам надійності електропостачання для цих категорій споживачів, оскільки повинен бути резервний шлях живлення у разі аварійної відмови. Тому прийнято рішення побудувати додаткову лінію між вузлами 7-702, що забезпечить кожного споживача двома незалежними джерелами живлення. Остаточна схема графу наведена на рис. 2.9.

Симплекс метод не завжди здатен побудувати повну схему, тому потрібно добувати схему, опираючись на додаткові вимоги, які не можна внести у лінійні рівняння.

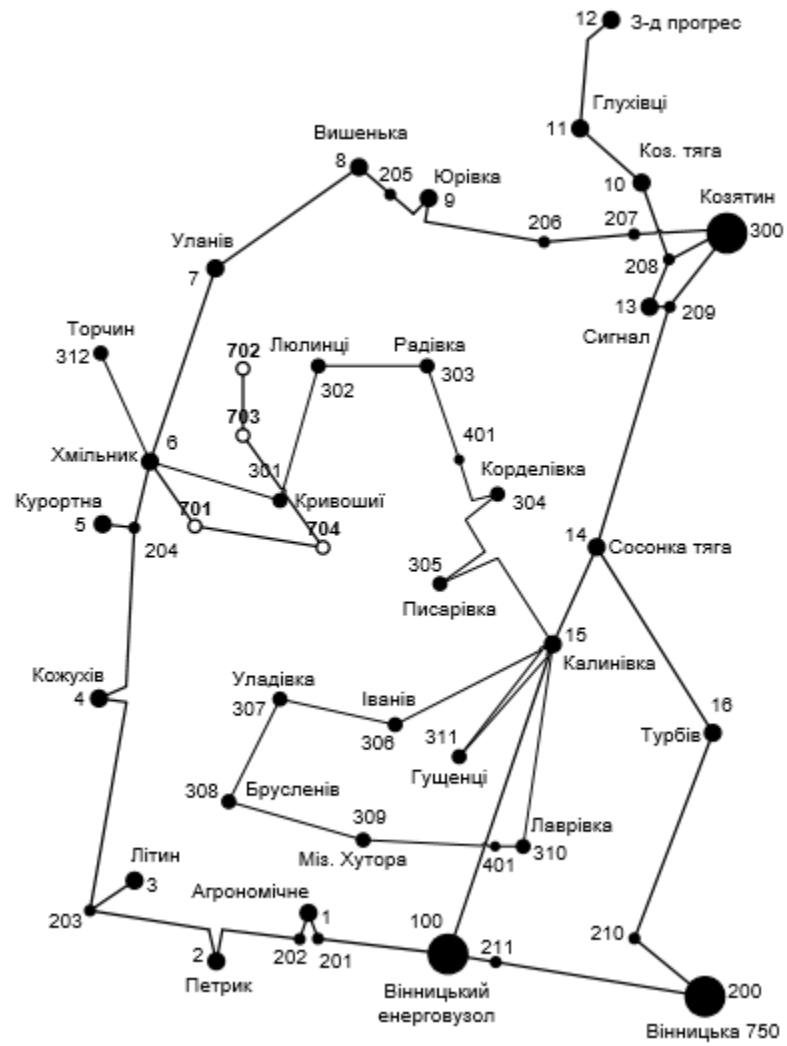


Рисунок 2.8 – Остаточна схема, отримана симплекс-методом з використанням MS Excel

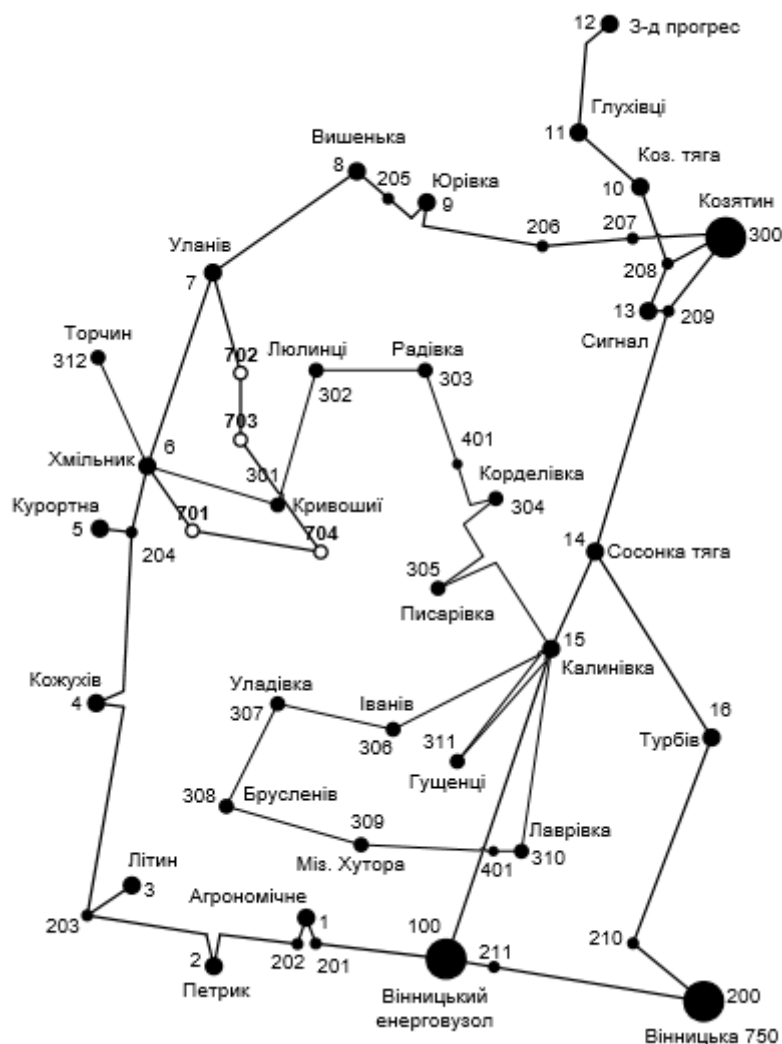


Рисунок 2.9 – Оптимальна схема нової ділянки мережі з виконанням вимог по надійності

2.3 Визначення оптимальної схеми мережі методом динамічного програмування

Щоб вирішувати задачі оптимізації, які пов'язані з формуванням плану розвитку мережі з врахуванням часу, окрім методів лінійної та нелінійної оптимізації потрібно скористатись методом динамічного програмування.

Динамічне програмування – це метод нелінійного програмування, оскільки присутня функція багатьох змінних. Окрім розбиття цільової функції на функції однієї змінної, тут грає роль послідовність розбиття функції на ряд кроків.

2.3.1 Визначення оптимальної послідовності побудови мережі

Для існуючої схеми електричної мережі потрібно забезпечити розвиток для постачання електроенергії новим споживачам, які будуть вводиться протягом двох років (вузли 701, 702, 703, 704). Наша ділянка має два пункти живлення (вузли 6 та 7) відносно яких буде розглядатись послідовність будівництва.

Цільова функція матиме вигляд:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.11)$$

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

$E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрат до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,2$);

T – тривалість будівництва (в роках).

Витрати B_t для кожного року:

$$B_t = K \cdot K_d + E \quad (2.12)$$

Метод динамічного програмування має прямий та зворотній хід.

Прямий хід: рухаємось від першого до останнього року та визначаємо умовно оптимальну схему нової мережі. Кожен крок вибирається з мінімальними сумарними витратами на i -му та $i+1$ році:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.13)$$

Це означає, що витрати на першому році будівництва розраховуються з урахуванням усіх варіантів. Такий варіант побудови буде вважатись з оптимальними дисконтованими витратами.

Проте, на попередніх кроках невідомо, що буде у наступних, тому отриманий варіант є наближеним і потребує уточнення.

Зворотній хід: рухаємось від отриманого оптимального варіанту мережі до початку з уточненням параметрів мережі та траєкторією будівництва і враховують критерій (2.13).

Функція дисконтованих витрат (2.11) може мати лінійний та нелінійний вигляд.

Обмеження, що застосовуються у нашому випадку:

- 1) Баланс потужностей $\Sigma P_{лі} = P_{Hj}$;
- 2) Довжина ЛЕП яку можна будувати за 1 рік $l_{\Sigma t} = l_{max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{лі} \leq P_{max}$.

Тому наша функція набуде вигляду:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i, \quad (2.14)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться попередньо з (2.3). Також треба взяти до уваги, що максимальна довжина ліній, яку може побудувати підприємство, $L_{max} \leq 30$ км. Обов'язково перевіряється баланс потужностей.

Через обмеження побудованої довжини ліній, на першому році будівництва пропонується заживити одного чи двох споживачів, на другому році – решту двох, а на третьому – завершити будівництво резервних ліній.

Перший рік: будуємо одноланцюгові лінії до споживачів 701 та 704. Тоді загальна довжина побудованих ліній складе:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{6-701} + \Delta L_{701-704} = 7,2 + 12 = 19,2(\text{км}),$$

що в свою чергу не перевищує допустиму довжину.

Далі, керуючись (2.14), розраховуємо дисконтовані витрати B_t для кожної нової лінії. Для решти варіантів будівництва першого року розрахунок проводиться

аналогічно. Для розрахунку використаний MS Office Excel. Результати подані на рис. 2.10.

Другий рік: для отриманих варіантів першого року подаємо варіанти розвитку на другому році. Для кожного варіанту враховуються обмеження, наведені вище. Для розвитку варіанту вище, будуюмо лінії 7-702 та 702-703. Результати будівництва другого року наведені на рис. 2.11.

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вt	Вартість
1	1	7-702	9,6	5,14	15,6	17216,43	27965,54	23304,61	23304,61
		702-703	6	2,4		10749,11			
	2	6-701	7,2	10,95	19,2	12972,9	34479,68	16627,93	16627,93
		704-701	12	3,7		21506,79			
1	3	7-702	9,6	2,74	9,6	17200,09	17200,09	14333,41	14333,41
	4	6-701	7,2	14,62	7,2	13033,71	13033,71	10861,42	10861,42

Рисунок 2.10 – Результати розрахунку дисконтованих витрат на першому році будівництва

Третій рік: аналогічно проводиться розвиток мережі з урахуванням варіантів на першому та другому році будівництва. Для розвитку варіанту вище, побудуємо лінію 703-704. Результати наведені на рис. 2.12.

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
2	11	703-704	12,6	2,32	24,6	22572,7	44295,55	30760,8	54065,41
		704-701	12	14,62		21722,84			
	12	703-704	12,6	1,34	19,8	22568,64	35602,34	24723,85	48028,46
		6-701	7,2	14,62		13033,71			
	13	6-701	7,2	3,7	19,2	12904,07	34525,57	23976,09	57830,18
		704-701	12	10,95		21621,49			
	21	703-704	12,6	5,14	18,6	22596,56	33346,61	23157,37	39785,3
		702-703	6	2,74		10750,05			
	22	703-704	12,6	2,4	22,2	22573,13	39773,22	27620,29	44248,22
		7-702	9,6	2,74		17200,09			
	23	7-702	9,6	5,14	15,6	17216,43	27965,54	19420,51	36048,44
		702-703	6	2,4		10749,11			
	31	702-703	6	1,06	18,6	10746,61	33315,24	23135,59	37468,99
		703-704	12,6	1,34		22568,64			
32	6-701	7,2	3,7	19,2	12904,07	34525,57	23976,09	38309,49	
	701-704	12	10,95		21621,49				
41	704-701	12	10,95	24,6	21621,49	44194,63	30690,71	41552,13	
	703-704	12,6	2,4		22573,13				
	7-702	9,6	5,14		17216,43				
42	702-703	6	2,4	15,6	10749,11	27965,54	19420,51	37325,17	

Рисунок 2.11 – Можливі варіанти другого року будівництва

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
3	111	6-701	7,2	3,7	7,2	12904,07	12904,07	7467,634	61533,04
	121	704-701	12	10,95	12	21621,49	21621,49	12512,44	60540,9
	131	703-704	12,6	1,34	12,6	22568,64	22568,64	13060,55	70890,73
	211	7-702	9,6	3,81	9,6	17206,14	17206,14	9957,258	49742,56
	221	702-703	6	1,06	6	10746,61	10746,61	6219,101	50467,32
	231	703-704	12,6	1,34	12,6	22568,64	22568,64	13060,55	49109
	311	6-701	7,2	3,7	19,2	12904,07	34525,57	19980,07	57449,06
		704-701	12	10,95		21621,49			
	321	702-703	6	1,06	18,6	10746,61	33315,24	19279,65	57589,15
		703-704	12,6	1,34		22568,64			
412	7-702	9,6	3,81	15,6	17206,14	27952,75	16176,36	57728,49	
	702-703	6	1,06		10746,61				
422	704-701	12	10,95	24,6	21621,49	44190,13	25572,99	62898,16	
	703-704	12,6	1,34		22568,64				

Рисунок 2.12 – Варіанти розвитку на третьому році

2.3.2 Вибір остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку мережі

По сумарним дисконтованим витратам (рис. 2.12) обрано варіант з найменшим V_{Σ} . По завершенню розрахунків вартості будівництва ліній, обрано умовно-оптимальний варіант 2-3-1. Схема послідовності будівництва наведена на рисунку 2.13.

Варто зазначити, що після будівництва на третьому році потоки потужності по нових лініях змінили своє значення. Проте, ця зміна не є суттєвою і практично не вплинула на зворотній хід, адже ми маємо достатньо велику генерацію ФЕС у вузлі 704. Тому варіант 2-3-1 так і залишився найоптимальнішим.

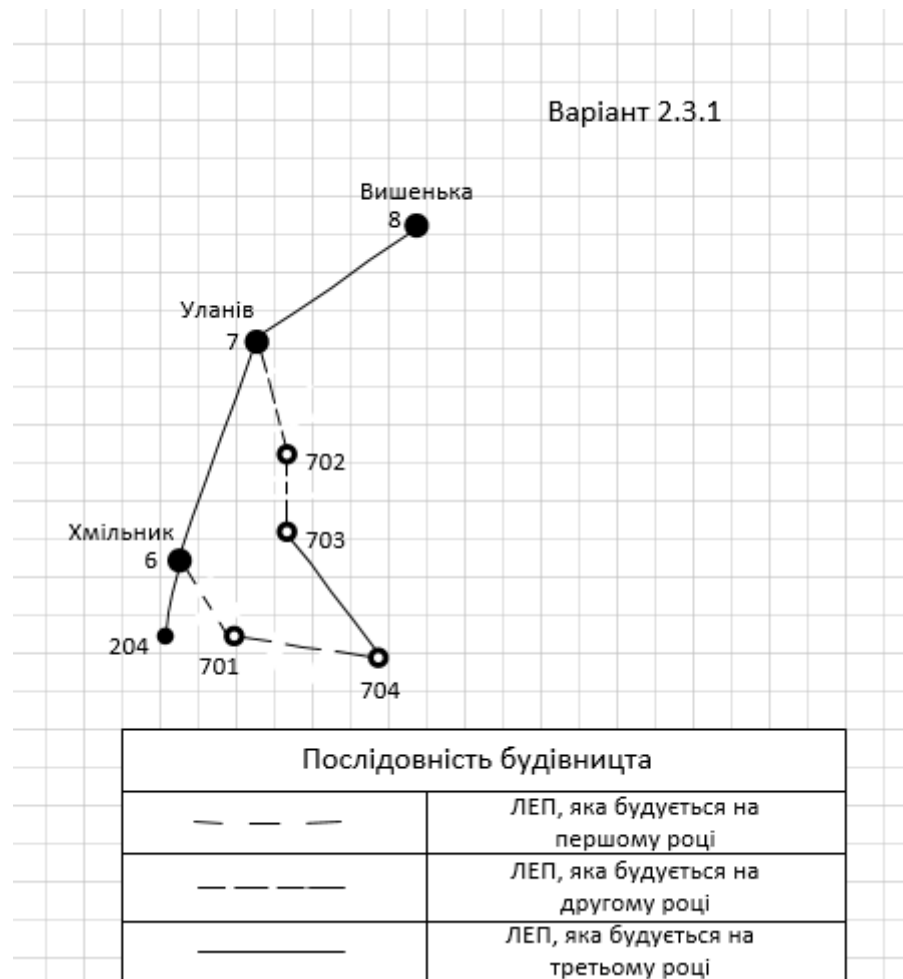


Рисунок 2.13 – Оптимальний варіант послідовності будівництва нової ділянки мережі методом динамічного програмування

2.4 Вибір потужності трансформаторів підстанцій та перерізу проводів ЛЕП

2.4.1 Вибір потужності трансформаторів

Згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби. Проте, нинішня ситуація в країні не дозволяє цього зробити.

Для нашого випадку, формула для розрахунку буде наступною:

$$S_{T,ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_H} = \frac{S_{max}}{1,4(n_T - 1)}, \quad (2.15)$$

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

Для 701 вузла згідно (2.15) маємо:

$$S_{T,ном} \geq \frac{14,62}{1,4(2 - 1)0,86} = 12,14 \text{ МВА}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двообмоткових трансформатори з номінальною потужністю 16.0 МВА.

У вузлах 702, 703 та 704 також встановлюємо по два трансформатори. Розрахунок проводиться аналогічно. Результати подані у табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		U _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН-16000/110	16	±9х1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
702	ТМН-2500/110	2,5	±9х1,78%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
703	ТМН-2500/110	2,5	±9х1,78%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
704	ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Перевірка допустимості післяаварійного режиму здійснюється згідно формули 2.16

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1)S_H} \leq 1,4, \quad (2.16)$$

$$K_{з1.па} = \frac{14,62}{(2-1) \cdot 16} = 0,914 \leq 1,4;$$

$$K_{з2.па} = \frac{2,74}{(2-1) \cdot 2,5} = 1,096 \leq 1,4;$$

$$K_{з3.па} = \frac{2,4}{(2-1) \cdot 2,5} = 0,96 \leq 1,4;$$

$$K_{з4.па} = \frac{12,3}{(2-1) \cdot 10} = 1,23 \leq 1,4;$$

Перевірка по нормальному режиму роботи:

$$K_{з.норм} = \frac{S_{нав}}{n_m S_H} \leq 0,7, \quad (2.17)$$

$$K_{з1.па} = \frac{14,62}{2 \cdot 16} = 0,457 \leq 0,7;$$

$$K_{з2.па} = \frac{2,74}{2 \cdot 2,5} = 0,548 \leq 0,7;$$

$$K_{з3.па} = \frac{2,4}{2 \cdot 2,5} = 0,48 \leq 0,7;$$

$$K_{з4.па} = \frac{12,3}{2 \cdot 10} = 0,615 \leq 0,7;$$

Перевірка перевантаження обраних трансформаторів у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , що задовольняє технічним умовам експлуатації, а в нормальному режимі не перевищує своєї номінальної потужності. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії.

2.4.2 Вибір перерізів проводів ЛЕП

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

$$I_{розр} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}}; \quad (2.18)$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5700$ год. Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{нб} < 6000$ годин.

$$I_{розр6-701} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6,1}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 34(A);$$

$$I_{розр701-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11,517}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 63(A);$$

$$I_{розр703-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{3,451}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 19(A);$$

$$I_{розр702-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4,206}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 23(A);$$

$$I_{\text{розр}7-702} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6,35}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 35(\text{A});$$

Економічна густина струму для $T_{\text{нб}} = 5700$ год – $0,7$ А/мм². Економічний переріз визначаємо за формулою:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}}; \quad (2.19)$$

$$F_{\text{розр}(6-701)} = \frac{34}{0,7} = 48,57(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}(701-704)} = \frac{63}{0,7} = 90(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}(703-704)} = \frac{19}{0,7} = 27,14(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}(702-703)} = \frac{23}{0,7} = 32,85(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}(7-702)} = \frac{35}{0,7} = 50(\text{мм}^2).$$

З використанням даних таблиці [3], вибираємо переріз проводів та параметри ліній електропередач.

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

Потім проводимо перевірку проводів за умови післяаварійного режиму, тобто 6 варіантів аварії в мережі:

1й – розрив лінії 6-701;

2й – розрив лінії 7-702;

3й – розрив лінії 6-701 та відсутня генерація на ФЕС (704);

4й – розрив лінії 7-702 та відсутня генерація на ФЕС (704);

5й – розрив лінії 704-701;

6й – розрив лінії 703-704.

Результати розрахунку перерізів проводів наведені у табл. 2.7

Таблиця 2.7 – Вибір та перевірка перерізів проводів

ЛЕП	$I_{па1}, A$	$I_{па2}, A$	$I_{па3}, A$	$I_{па4}, A$	$I_{па5}, A$	$I_{па6}, A$	$I_{па}, A$ max	$I_{па}, A$ доп.	$I_{роз}, A$	$F_{роз}, мм^2$	Марка проводу
6-701	0	67	0	121	91	46	122	390	34	48,57	АС-120/19
7-702	67	0	122	0	38	29			35	50	АС-120/19
702-703	55	16	106	16	52	14			23	32,85	АС-120/19
703-704	46	30	92	30	64	0			19	27,14	АС-120/19
704-701	91	39	93	30	0	65			63	90	АС-120/19

Згідно ПУЕ [2] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19.

Післяаварійний режим був розрахований з використанням ПК Втрати-110.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

2.5 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

При виборі схеми розподільчого пристрою підстанції, необхідно врахувати кількість потрібних приєднань різних елементів мережі, залежно від ролі підстанції в системі.

Електрична схема РП підстанції має такі обов'язкові функції:

- підтримка надійного постачання електроенергії приєднаним споживачам у нормальному, післяаварійному та ремонтному режимах. Де враховують присутність резервних джерел живлення;

- підтримка надійності проходження транзитної електроенергії через підстанцію у нормальному, післяаварійному та ремонтному режимах, залежно від її важливості на ділянці мережі;

- врахування поетапного розвитку підстанції, коливання навантаження тощо. Під час розвитку, необхідно звести до мінімуму роботи по реконструкції елементів мережі та обмеження електропостачання споживачів;

- відповідність вимогам засобів протиаварійної автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [2]. Під час складання схеми, вибору кількості комутаційних та додаткових елементів, які підвищують надійність роботи та безпеки обслуговування підстанції, слід керуватись вимогами СОУ-Н ЕЕ 20.178- 2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

2.5.1 Вибір схем нових підстанцій мережі

У зв'язку з тим, що на ПС 701, 702, 703, 704 відповідно вимог необхідно встановити по два двообмоткових трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції рівна двом, то прийнята схема для даних підстанцій буде 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів. Схема наведена на рисунку 2.14.

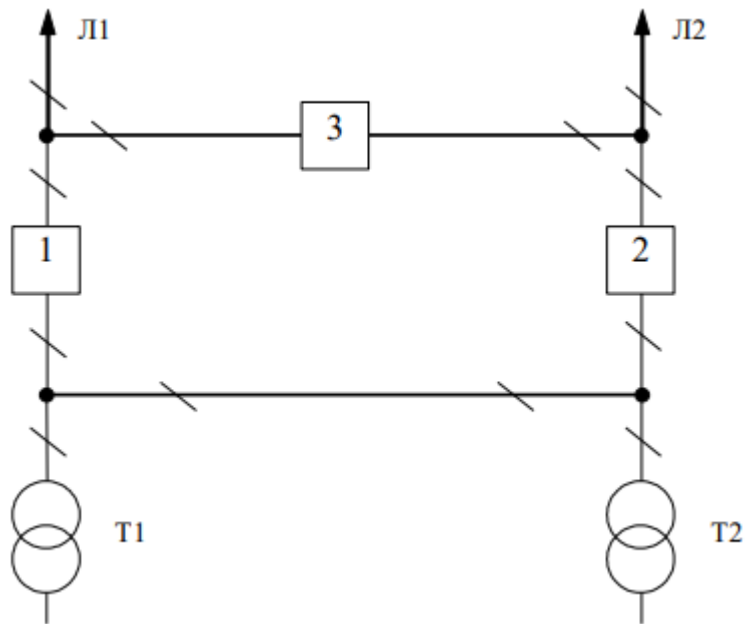


Рисунок 2.14 – Схема РП підстанцій 701, 702, 703, 704

Обрана схема розподільчого пристрою проходних підстанцій забезпечить транзит потоків електроенергії у випадку відмови або виведення в ремонт одного з елементів РП з боку вищої напруги.

2.5.2 Вибір схем існуючих підстанцій

Щоб забезпечити живлення майбутніх споживачів, за результатами розрахунку, одним з джерел постачання електроенергії є вузол 6 – Хмільник. Якщо до розвитку мережі ця ПС була проходною, то після розвитку вона стане відгалужувальною. Існуюча схема РП підстанції не відповідає конфігурації нової мережі, тому пропонується реконструювати наявну схему. Прийнято рішення перебудувати наявну схему РП на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин». Інший вузол існуючої мережі (7 – Уланів) теж має таку конфігурацію, тому аналогічну схему застосуємо і до нього. Схема реконструйованих РП показана на рис. 2.15.

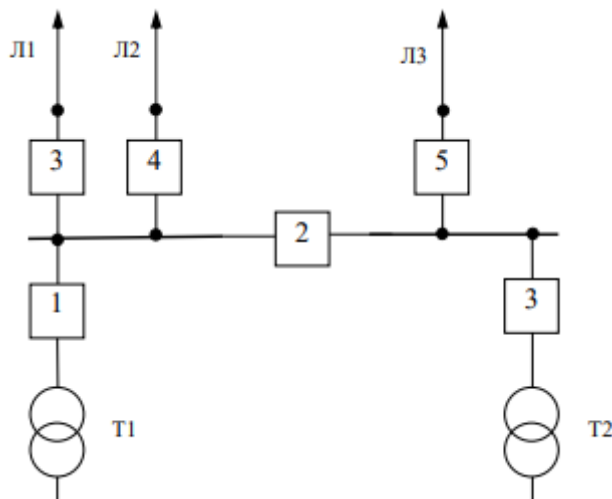


Рисунок 2.15 – Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин (вузли 6 та 7)

2.5.3 Надійність схеми РП підстанції

Для розрахунку надійності схем РП підстанції потрібно зробити наступні дії:

- визначити математичне сподівання кількості відключених приєднаних елементів РП (трансформатори, лінії, генератори) та розділити розподільчий пристрій на електрично непов'язані частини;

- визначити тривалість вимушеного простою елементів підстанції або тривалості роботи з розділенням РП внаслідок відмови вимикача, або окремого елемента у нормальному та ремонтному режимі роботи.

Розрахуємо надійність схеми РП відгалужувальної підстанції у вузлі 6 «Хмільник».

Для визначення показників надійності, використовують формалізований метод Тарівердієва. Початкові дані для розрахунку:

- параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік);
- час поновлення вимикачів T_B (год);
- періодичність m (1/рік);
- тривалість планових ремонтів T_{Π} (год);
- час, необхідний для виявлення вимикача, який відмовив, T_0 (год);

- час, для включення (відключення) роз'єднувача T_p (год).

Розрахунок проводимо по бланку таблиці 2.8, де по вертикалі зазначені елементи та наслідки відмов, а по горизонталі – вимикачі, які ремонтуються, та коефіцієнти режимів роботи – K_j .

Коефіцієнт нормального режиму роботи РП:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.20)$$

де n – кількість вимикачів РП.

Для варіантів схеми підстанції:

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

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

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

За допомогою програми «Надійність», ми отримали таблицю для нашого випадку (табл. 2.8).

Аналіз наслідків відмов елементів схеми РП дозволяє створити вибірку характеристик надійності схеми підстанції. Проте, були внесені лише ті випадки,

де відмови елементів призвели до розриву електропостачання споживачів. Результати наведені у табл. 2.9.

Ймовірність відключення окремого приєднання визначаємо як суму ймовірностей, розрахованих для різних подій, що призводять до нього.

Таблиця 2.8 – Можливі наслідки відмов елементів схеми РП та планових ремонтів

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

Таблиця 2.9 – Вибірка характеристик надійності важливих варіантів відмов

Назва приєднання	Кількість подій	Час відключення	Ймовірність події	Ймовірність відключення
Л3,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(АТ1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,0003	0,00006

Щоб порахувати збиток від недовідпуску електроенергії (2.21), потрібно знайти обсяг використаної електроенергії за рік (2.22) та недовідпуск електроенергії (2.23).

Ціна одної кВт·год, недовідпущеної електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 440$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (2.21)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (2.22)$$

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум} \cdot W_{РІК} \quad (2.23)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Збиток від недовідпуску електроенергії

W _{РІК} , МВт·год	ΔW _{НД} , МВт·год	Мзб, грн.
112632	3378,96	1486742

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

2.6 Оцінка балансу потужностей мережі

Кількість виробленої електроенергії різними джерелами потужності повинна дорівнювати кількості електроенергії, необхідної споживачам, та покривати втрати електроенергії в мережі. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f = f_{НОМ}$ для вузлів 701,702,703,704 запишеться так:

$$P_{Г} = K \times \sum_{i=1}^k P_{ні} + \Delta P_{М}; \quad (2.24)$$

$$P_{Г} = 0,9 \cdot 19,76 + 0,05 \cdot 19,76 = 18,77 \text{ (МВт)},$$

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

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

$\Delta P_M = 0.05 \cdot \sum P_{ni}$ - втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{ni}$;

$K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

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

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.25)$$

$$Q_{\Gamma} = 18,77 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 18,77 \cdot 0,34 = 6,38 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.26)$$

Для відрізка ЛЕП – 6-701 генерація реактивної потужності:

$$Q_{\text{ЛЕП4-701}} = 107,58^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7,2 = 0,237 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum Q_{\text{ЛЕП}} = 0,237 + 0,321 + 0,397 + 0,2 + 0,417 = 1,57 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{СП} = 0,95 \sum_{i=1}^k Q_{Hi} = 0,95 \times 10,93 = 10,38 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot Q_{СП} = 0,1 \cdot 10,38 = 1,04 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{КП} = 10,38 + 1,04 - 6,38 - 1,57 = 3,47 \text{ (МВАр)}.$$

Після аналізу розрахунків виявилось, що сумарна потужності споживачів 10,38 МВАр більша за потужність, що поступає від джерел постачання 6,38 МВАр. Тому, доцільно встановити компенсуючий пристрій УКЛ56-10,5-3600-450 К на 3600 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 701.

2.7 Розрахунок усталених режимів мережі

Для розрахунку усталеного режиму мережі застосуємо програмний комплекс «Втрати – 110». Достатньо внести інформацію про конфігурацію мережі: вітки (довжина ЛЕП, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, трансформатори, комутаційні апарати, балансувальні вузли) – програмний комплекс сам розрахує режим та наведе всю інформацію про стан елементів мережі.

2.7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ в режимі максимальних навантажень після розвитку представлені в додатку Б. Напругу у балансуючих вузлах в режимі максимальних навантажень приймаємо 115,5 кВ.

Надалі розраховуються режим мінімальних навантажень та післяаварійний режим роботи мережі.

Режим мінімальних навантажень – режим, що характеризується мінімальним навантаженням споживачів (наприклад, ніч). В мінімальному режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який передбачає зміну конфігурації мережі через аварію на окремій ділянці, внаслідок якої можливе додаткове відключення одних споживачів задля надійності електропостачання інших, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 121кВ.

Після аналізу отриманої інформації, виявилось, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі $\pm 10\%U_{ном}$.

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

2.7.2 Регулювання напруги в мережі

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

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

Таблиця 2.11 – Напруги у нових вузлах мережі на стороні ВН

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	108,09	101,00	113,45
702	108,72	101,82	114,16
703	108,60	101,66	114,03
704	108,49	101,48	113,88

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

Таблиця 2.12 – Напруги у нових вузлах мережі на стороні НН

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	9,40	8,72	10,05
702	9,97	9,27	10,64
703	10,03	9,34	10,69
704	10,28	9,66	10,88

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} + \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}}, \quad (2.26)$$

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

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (2.27)$$

де $U_{\text{ВН}}$ – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі;

P_H, Q_H – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

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

$$K_{Тб} = \frac{U_{ВН} \pm \Delta U'_T}{U_{ННб}}. \quad (2.28)$$

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

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$.

Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9; \quad (2.29)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (2.29) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.27) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U'_T = \frac{14,62 \cdot (4,38 / 2) + (8,67 - 3,6) \cdot (86,7 / 2)}{108,09} = 2,33 \text{ (кВ)}.$$

За (2.28) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T6} = \frac{108,09 - 2,33}{10,5} = 10,072.$$

Ближчий за табл. 2.13 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T701д} = 10,141$, відпайка №11.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.26).

$$U_{нн} = \frac{108,09 - 2,33}{10,141} = 10,43 \text{ (кВ)}.$$

Таблиця 2.13 – Відпайки та коефіцієнти трансформації

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K_{T6}	11,709	11,522	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,67	9,514	9,357	9,2

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

Таблиця 2.14 – Регулювання напруги у трансформаторах

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	2,33	10,072	10,43	11	10,141	0,099
702	3,458	10,025	10,526	9	10,000	0,1
703	3,232	10,035	10,537	9	10,000	0,1
704	-0,451	10,289	10,491	10	10,298	0,097

Після проведення регулювання напруги на нових підстанціях мережі, виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та застосування наближених до бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (додаток Д). У режимі максимальних навантажень, рівні напруги на стороні НН не виходять за допустимі межі $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняють норми показників якості ЕЕ.

3 АНАЛІЗ УМОВ ЗАСТОСУВАННЯ ГРОЗОЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЙ

3.1 Комплекс засобів грозозахисту

Комплекс засобів грозозахисту для будівель або споруд включає в себе два типи пристроїв: зовнішню блискавко-захисну систему (ЗБЗС), яка захищає від прямих ударів блискавки, і внутрішню блискавко-захисну систему (ВБЗС), яка захищає від вторинних впливів блискавки. У деяких випадках, грозозахист може включати тільки зовнішні або тільки внутрішні пристрої. Взагалі, струми блискавки можуть протікати через елементи внутрішнього захисту від блискавки.

Існує два варіанти зовнішньої БЗС:

- відокремлена від споруди, яку захищає (стрижневі чи тросові блискавковідводи або сусідні споруди, які є природними блискавковідводами);
- встановлена безпосередньо на об'єкті або є його частиною.

Внутрішня БЗС має на меті обмежити електромагнітний вплив струму блискавки та запобігти іскрінню всередині об'єкта.

Після потрапляння у блискавкоприймач, струм блискавки відводиться у заземлювач через систему струмовідводів, та розтікається у землі.

3.2 Зовнішня блискавко-захисна система

Основні елементи зовнішньої БЗС це блискавкоприймачі, струмовідводи та заземлювачі. Матеріал та переріз даних елементів вибираємо по табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Параметри елементів зовнішньої БЗС

Рівень захисту	Матеріал	Переріз, мм ²		
		блискавкоприймача	струмовідводу	заземлювача
I-IV	Сталь	50	50	30
I-IV	Алюміній	70	25	Не застосовується
I-IV	Мідь	35	16	50

Блискавкоприймачі можуть бути як і встановленими біля або на об'єкті, так і бути природними (конструктивні елементи самого об'єкта).

Блискавкоприймачі бувають декількох типів: стрижневі, тросові, сітчасті.

Як було сказано вище, природними блискавкоприймачами можуть виступати:

а) металеве накриття об'єкту, що захищається, з наступними умовами:

- різні частини накриття повинні мати електричну безперервність;

- товщина металу повинна бути не менше t (табл. 3.2), якщо накриття треба захистити від пошкоджень;

- товщина металу не менше 0,5 мм, якщо накриття не треба захищати від пошкоджень і немає поруч горючих речовин;

- накриття не має ізоляції (можна не вважати ізоляцією невеликий шар фарби, асфальтового покриття чи пластику);

- не металеве накриття не виходить за межі зони захисту металу;

б) металеві конструкції даху (арматура та інші);

в) металеві водостічні труби, дахові огороження, прикраси та інші, за умови, що переріз не менший передбаченого для звичайних блискавкоприймачів;

г) технологічні металеві труби чи резервуари (товщина мінімум 2,5 мм), якщо пошкодження чи пропал цих елементів не призведе до тяжких наслідків;

д) труби та резервуари товщиною мінімум t (табл. 3.2), якщо підвищення температури з внутрішньої сторони не призведе до небажаних наслідків.

Таблиця 3.2 – Мінімальні товщини металу природних блискавкоприймачів

Рівень захисту	Матеріал	Товщина , мм
I-IV	Залізо	4
I-IV	Мідь	5
I-IV	Алюміній	7

Для того, щоб знизити ймовірність небезпечного іскріння, струмовідводи розташовують так, щоб між точкою пошкодження і землею:

а) струм розтікався декількома паралельними шляхами;

б) довжина цих шляхів повинна бути мінімальною.

Є певні вимоги до кількості струмовідводів:

- блискавкоприймач виконано стрижнями, що розташовані на опорах – не менше одного струмовідводу на кожен опору;
- блискавкоприймач виконаний тросом – на кожному кінці троса не менше одного струмовідводу;
- блискавкоприймач виконаний сіткою – не менше одного струмовідводу на кожен опору сітки.

Проте загальна кількість струмовідводів на весь блискавкоприймач повинна бути не менше двох.

Струмовідводи укладають по периметру захищеного об'єкта, відстань між ними повинна бути не менша ніж це наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Мінімальна відстань між струмовідводами

Рівень захисту	Відстань, м
I	10
II	15
III	20
IV	25

Струмовідводи з'єднують горизонтальними поясами біля поверхні землі та через кожні 20 м у висоту. Бажане розташування струмовідводів має бути рівномірним по всьому периметру, за можливості їх прокладають біля кутів будівель.

Струмовідводи прокладають наступним чином:

- якщо стіна не має горючі матеріали – закріплюють на поверхні стіни або безпосередньо в стіні;
- якщо присутні горючі матеріали – закріплюють на поверхні, якщо це буде безпечно; закріплюють на відстані більшій за 0,1 м, якщо можуть бути небезпечні температури;
- не рекомендовано у водостічних трубах;
- максимальна відстань від вікон та дверей;

- прокладають горизонтальними та вертикальними лініями з максимально коротким шляхом до землі.

Природні струмовідводи:

- металеві конструкції (електрична безперервність, розміри не менші за потрібний штучний струмовідвід, можуть мати ізоляцію);

- металеві каркаси;

- арматура споруди;

- металеві опори, фасади (розміри не менші за штучні струмовідводи, товщина не менша за 0,5 мм), металева арматура (жорсткий зв'язок, електрична безперервність між задалегідь заготовленими блоками та блоками, підготовленими на місці).

Заземлювач грозозахисту поєднують із заземлювачами електричних установок та засобів зв'язку майже у всіх випадках, окрім виконання окремого блискавковідводу. У випадку розділення, заземлювачі об'єднують у загальну систему вирівнюванням потенціалів.

Зазвичай використовують такі заземлювачі: вертикальні (похилі) електроди; електроди, що радіально розходяться; заземлюючі сітки; контур на дні котловану. Заземлювачі доцільно встановлювати на велику глибину тільки у випадку суттєвого зменшення питомого опору ґрунту на глибині. Електроди встановлюють на глибині не менше 0,5 м, відстань від стін – не менше 1 м. Також вони мають бути розташовані максимально рівномірно, проте не впливати один на одного.

Природними заземлювачами можуть бути підземні металеві конструкції, такі як арматура залізобетону, при цьому всі місця сполук мають бути доволі міцними, щоб вберегти бетон від руйнування.

Блискавкоприймачі та струмовідводи повинні бути надійно закріплені наступними способами: зварювання, пайка, болтове кріплення, вставка у затискаючий наконечник.

3.3 Вибір блискавковідводів

Основним критерієм вибору блискавковідводів є необхідна надійність захисту P_z – вся система блискавковідводів повинна мати надійність більшу за цей показник.

Систему грозозахисту вибирають з максимальним використанням природніх блискавковідводів, а вже потім, за необхідності, додаються штучно створені конструкції. Вибір блискавковідводів проводять із використанням програмного забезпечення, яке може обчислити зону захисту чи ймовірність прориву блискавки.

Щоб знизити вплив погодних умов на систему грозозахисту, висоту блискавковідводів знижують, шляхом застосування максимального числа тросових конструкцій по периметру об'єкта, що захищається.

3.4 Розрахунок зон захисту блискавковідводів

Зона захисту одного блискавковідводу стрижневого типу висотою h – круговий конус висотою $h_0 < h$. Зображення зони захисту показано на рис. 3.1.

Щоб визначити розміри зони необхідно два параметри:

- висота конуса h_0 ;
- радіус конуса на землі r_0 .

Для визначення радіусу конуса r_x на висоті h_x використовують формулу:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}. \quad (3.1)$$

Параметри r_0 та h_0 визначають по табл. 3.4.

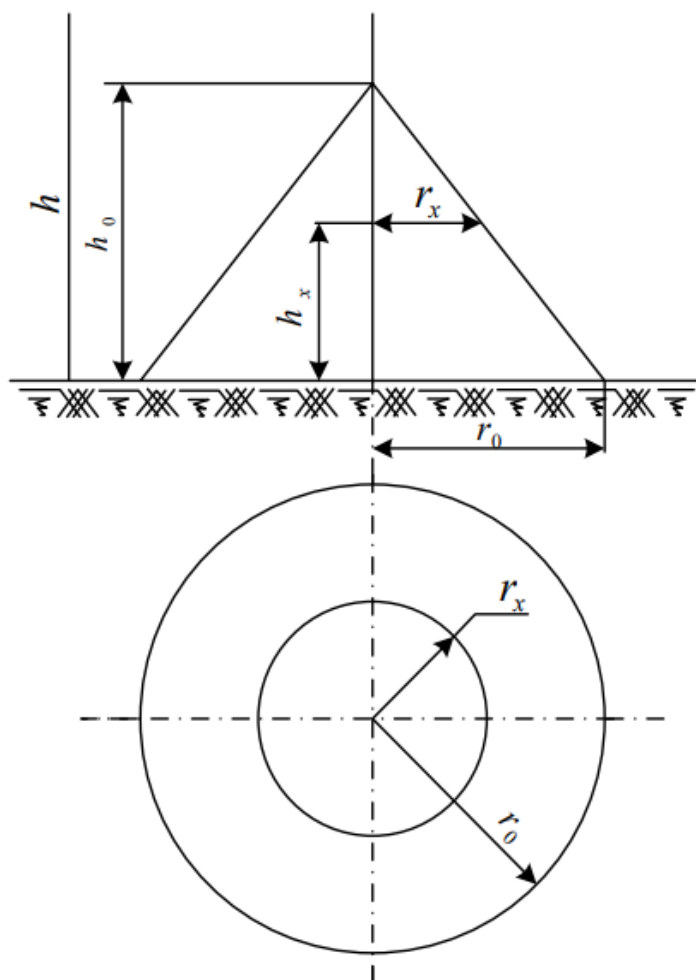


Рисунок 3.1 – Зона захисту стрижневого блискавковідводу

Таблиця 3.4 – Визначення параметрів для розрахунку зони захисту одного стрижневого блискавковідводу

Необхідна надійність P_z	Висота блискавковідводу h , м	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
0,9	Від 0 до 100	$0,85h$	$1,2h$
	Від 100 до 150	$0,85h$	$[1,2 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$
0,99	Від 0 до 30	$0,85h$	$0,8h$
	Від 30 до 100	$0,85h$	$[0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$
	Від 100 до 150	$[0,8 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$	$0,7h$
0,999	Від 0 до 30	$0,7h$	$0,6h$
	Від 30 до 100	$[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h-30)]h$	$[0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$
	Від 100 до 150	$[0,65 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$	$[0,5 \cdot 2 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$

Зона захисту одного блискавковідводу тросового типу висотою h – рівнобедрений трикутник, вершина якого знаходиться на висоті $h_0 < h$, а основа – $2r_0$. Зображення зони захисту показано на рис. 3.2.

Для визначення половини основи трикутника r_x на висоті h_x використовують формулу:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}. \quad (3.2)$$

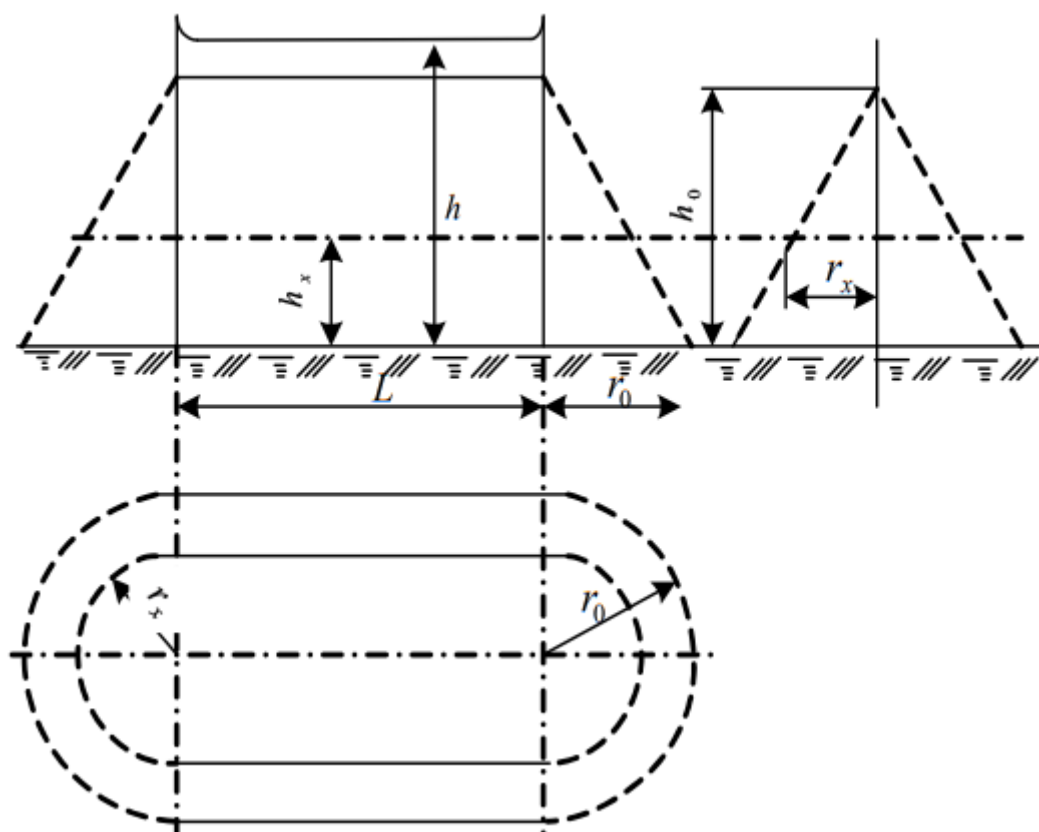


Рисунок 3.2 – Зона захисту блискавковідводу тросового типу. L – відстань між точками підвісу

Параметри r_0 та h_0 визначають по табл. 3.5. h – мінімальна висота тросу від провисання.

Таблиця 3.5 – Визначення параметрів для розрахунку зони захисту одного блискавковідводу тросового типу

Необхідна надійність P_z	Висота блискавковідводу h , м	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
0,9	Від 0 до 150	$0,87h$	$1,5h$
0,99	Від 0 до 30	$0,8h$	$0,95h$
	Від 30 до 100	$0,8h$	$[0,95-7,14 \cdot 10^{-4}(h-30)]h$
	Від 100 до 150	$0,8h$	$[0,9-10^{-3}(h-100)]h$
0,999	Від 0 до 30	$0,75h$	$0,7h$
	Від 30 до 100	$[0,75-4,28 \cdot 10^{-4}(h-30)]h$	$[0,7-1,43 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$
	Від 100 до 150	$[0,72-10^{-3}(h-100)]h$	$[0,6-10^{-3}(h-100)]h$

Для подвійного стрижневого блискавковідводу має виконуватись умова $L \leq L_{\max}$. Якщо довжина більша – то вони поодинокі. Зображення зон захисту подвійного стрижневого блискавковідводу подано на рис. 3.3.

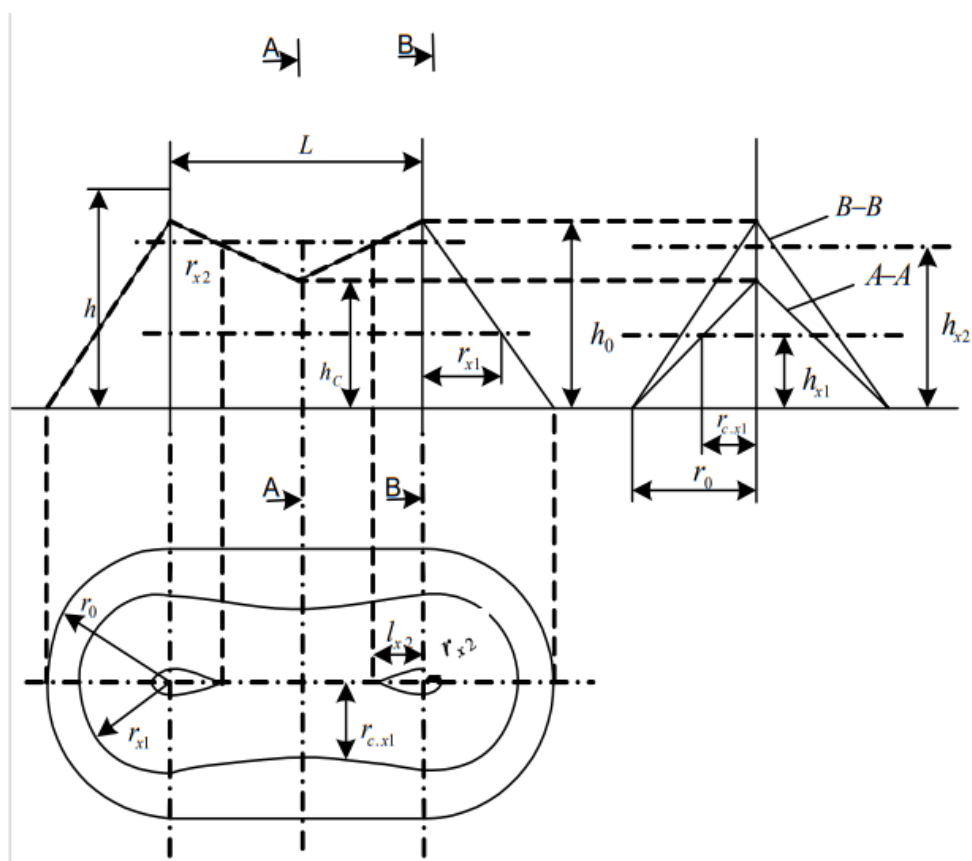


Рисунок 3.3 – Зона захисту подвійного стрижневого блискавковідводу

Щоб побудувати зовнішні зони захисту (напівконуси), використовують формули з табл. 3.4. Для побудови внутрішніх областей використовують:

- h_0 – максимальна висота (як в поодинокому);
- h_c – мінімальна висота по центру між двома стрижнями.

За умови $L \leq L_C$ зона захисту не провисає ($h_c = h_0$).

Якщо $L_C \leq L \leq L_{\max}$ то:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_C} h_0 \quad (3.3)$$

Для визначення параметрів L_{\max} та L_C використовують формули з табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Визначення параметрів для розрахунку зони захисту подвійного стрижневого блискавковідводу

Необхідна надійність P_z	Висота блискавковідводу h , м	Максимальна довжина L_{\max} , м	Довжина початку провисання L_C , м
0,9	Від 0 до 30	5,75h	2,5h
	Від 30 до 100	$[5,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$	2,5h
	Від 100 до 150	5,5h	2,5h
0,99	Від 0 до 30	4,75h	2,25h
	Від 30 до 100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$	$[2,25 - 0,0107(h - 30)]h$
	Від 100 до 150	4,5h	1,5h
0,999	Від 0 до 30	4,25h	2,25h
	Від 30 до 100	$[4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$	$[0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$
	Від 100 до 150	4,0h	1,5h

Напівширина зони r_x на висоті h_x :

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (3.4)$$

Довжина перерізу l_x на висоті $h_x \geq h_c$:

$$l_x = \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}, \quad (3.5)$$

для $h_x < h_c$ $l_x = L/2$.

Ширина зони в центрі між стрижнями $2r_{cx}$ на висоті $h_x < h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c}. \quad (3.6)$$

Для подвійного тросового блискавковідводу має виконуватись умова $L \leq L_{\max}$. Якщо довжина більша – то вони поодинокі. Зображення зон захисту подвійного тросового блискавковідводу подано на рис. 3.4.

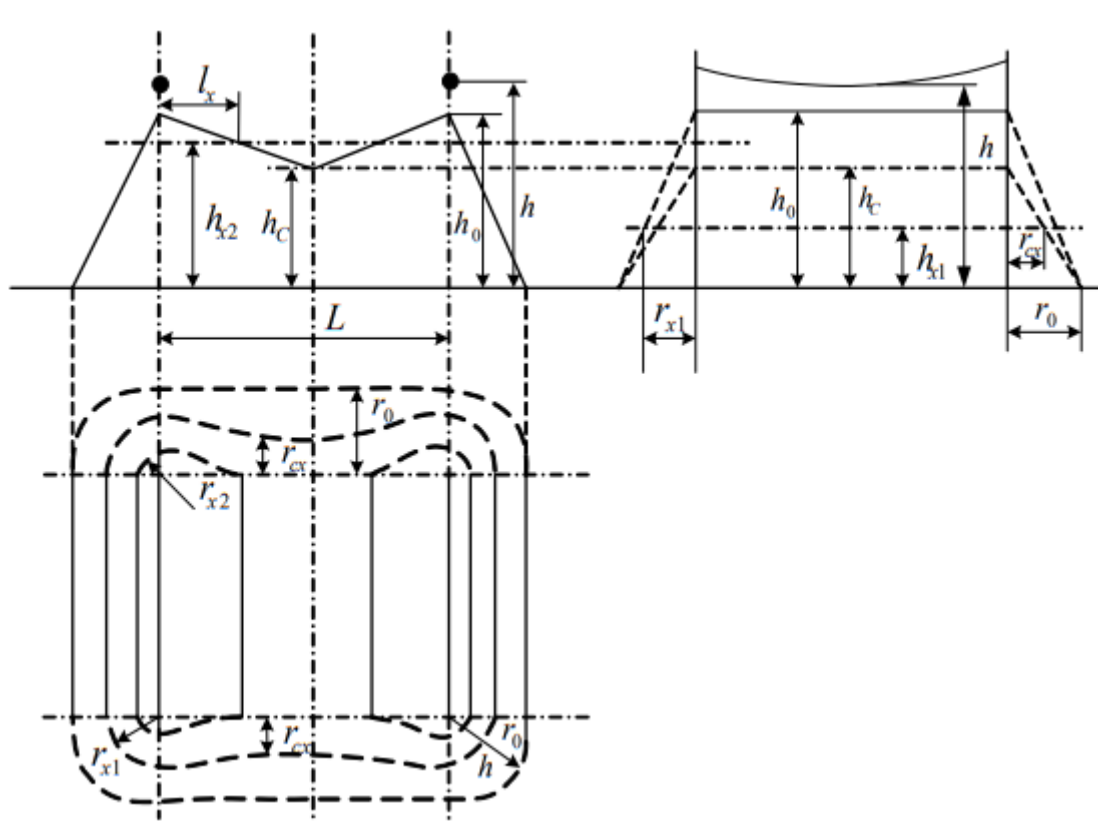


Рисунок 3.4 – Зона захисту подвійного тросового блискавковідводу

Щоб побудувати зовнішні зони захисту (напівтрикутники), використовують формули з табл. 3.5. Для побудови внутрішніх областей використовують:

- h_0 – максимальна висота (як в поодинокому);
- h_c – мінімальна висота по центру між двома тросами.

За умови $L \leq L_C$ зона захисту не провисає ($h_c = h_0$).

Якщо $L_C \leq L \leq L_{\max}$ то:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_C} h_0 \quad (3.7)$$

Для визначення параметрів L_{\max} та L_C використовують формули з табл. 9.7.

Довжина перерізу l_x на висоті $h_x \geq h_c$:

$$l_x = \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}, \quad (3.8)$$

для $h_x < h_c$ $l_x = L/2$.

Таблиця 3.7 – Визначення параметрів для розрахунку зони захисту подвійного тросового блискавковідводу

Необхідна надійність P_z	Висота блискавковідводу h , м	Максимальна довжина L_{\max} , м	Довжина початку провисання L_C , м
0,9	Від 0 до 150	$6,0h$	$3,0h$
0,99	Від 0 до 30	$5,0h$	$2,5h$
	Від 30 до 100	$5,0h$	$[2,5 - 7,14 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$
	Від 100 до 150	$[5,0 - 5 \cdot 10^{-3}(h - 100)]h$	$[2,0 - 5 \cdot 10^{-3}(h - 100)]h$
0,999	Від 0 до 30	$4,75h$	$2,25h$
	Від 30 до 100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$	$[2,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$
	Від 100 до 150	$[4,5 - 5 \cdot 10^{-3}(h - 100)]h$	$[2,0 - 5 \cdot 10^{-3}(h - 100)]h$

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Постановка задачі

Під час виконання МКР, досліджувались пристрої грозозахисту підстанцій розподільчих мереж 110/10кВ. Обслуговуванням електроустановок займається адміністративно-технічний, черговий, ремонтний чи оперативно-ремонтний електротехнічний персонал. У процесі експлуатації проводяться планові ремонтні роботи та випробування різних елементів електроустановок (ізоляції, трансформаторів, кабелів, РЗА тощо). Обслуговуючий персонал повинен дотримуватись правил техніки безпеки.

Згідно ПУЕ для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути застосовано: заземлення або занулення. Заземленням називається навмисне електричне з'єднання даної точки системи або установки, або обладнання з локальною землею за допомогою заземлювального пристрою.

Зануленням називається навмисне електричне з'єднання нейтральної провідної частини (нейтрального провідника) в електроустановці до 1 кВ з заземленою нейтраллю трансформатора на підстанції.

Найбільш часта причина стану неструмоведучої частини під напругою - наведення напруги від близько розташованих струмоведучих частин. Зокрема, наприклад на корпус трансформатора наводиться потенціал від проходження крізь нього магнітних потоків. Таким чином, корпус стає небезпечним для людини. До таких же об'єктів можна віднести сітчасті огорожі, корпус двигуна тощо. Другою причиною може стати замикання на корпус однієї або декількох фаз.

Таким чином, неструмоведучі частини електроустановок або елементи РП виявляються під напругою, та мають потенціал відносно землі відмінний від нуля. При зіткненні з ними станеться враження людини електричним струмом, що проявляється в електричному ударі і опіку зовнішніх і внутрішніх органів. Наслідком ураження електричним струмом можуть бути судоми м'язів грудної клітини, припинення діяльності органів дихання, втрата свідомості і розлад

серцевої діяльності зі смертельними наслідками. Ступінь ураження визначається величиною струму, шляхом і тривалістю проходження через тіло людини. Величина струму залежить від напруги дотику і опору всього електричного кола в яке послідовно «включається» людина.

Задачі охорони праці будуть:

1. Здійснити аналіз умов праці під час робіт, що пов'язані з експлуатацією та обслуговуванням обладнання підстанцій.
2. Продумати організаційно-технічні рішення з охорони праці під час експлуатації та обслуговування обладнання підстанцій.
3. Здійснити розрахунок захисного заземлення електрообладнання в мережі, напругою 220/380 В.

4.2 Аналіз умов праці при монтажі та обслуговуванні обладнання на підстанції

На ремонтний персонал, що займається технічним обслуговуванням обладнання підстанцій, діють певні шкідливі фактори (ГОСТ 12.0.003-74), що поділяються на фізичні та психофізіологічні. Фізичні шкідливі фактори:

- підвищена або знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена чи знижена температура поверхні обладнання;
- підвищена або знижена вологість повітря;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- підвищений рівень шуму;
- підвищена запиленість повітря;
- підвищене значення напруги, замикання якої може відбутись через людину;
- підвищений рівень електромагнітного випромінювання;
- підвищений рівень вібрацій.

Психофізіологічні шкідливі фактори:

- фізичне перевантаження;
- перенапруга аналізаторів;

- монотонність праці;
- емоційні перенавантаження.

4.3 Організаційно-технічні рішення з охорони праці під час експлуатації та обслуговування обладнання підстанції

Перед розробкою організаційно-технічних рішень проведено ознайомлення з Державними стандартами України, Державними нормативними актами з охорони праці та Галузевими керівними документами:

- ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанції та електричної мережі;
- ГОСТ 17516.1-90 Вироби електротехнічні;
- ГОСТ 15150-69 Машини, прилади та інші технічні вироби. Категорії, умови експлуатації, зберігання і транспортування в частині впливу кліматичних факторів зовнішнього середовища;

- Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та організаціях енергетичної галузі України, затв. наказом МПЕ від 26.09.2018 №491;

- СОУ-Н ЕЕ 20.302: 2007 (нова редакція 2020);

- ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.

Правила;

- ГКД 34.20.661-2003 Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж Міненерго України;

- Наказ 30.01.2018 Правила оперативних перемикачів в електроустановках;

- ГКД 20.302: 2009 Норми випробування електрообладнання;

- ГКД 34.20.503-97 Методичні вказівки по організації системи експлуатаційного обслуговування повітряних ліній;

- ДНАОП 1.1.10-1.01-2001 Правила безпечної експлуатації електроустановок;

- ДНАОП 1.1.10-1.04-2001 Правила безпечної роботи з інструментом та пристроями;

- ДНАОП 1.1.10-1.07-2001 Правила експлуатації електрозахисних засобів.

Перед початком робіт необхідно провести підготовчі роботи:

- визначити кліматичні умови;
- підготувати робочу зону;
- перевірити інструменти для роботи;
- перевірити ізоляцію системи монтажу та механізмів;
- провести інструктаж з техніки безпеки та перевірку знань персоналу.

Висуваються наступні вимоги до кліматичних умов:

- швидкість вітру 0,2-0,6 м/с;
- вологість не більше 75%;
- температура повітря не більше плюс 28°C;
- заборона проведення робіт під час опадів (дощ, сніг), туману, зледеніння на

проводах.

Кількість персоналу, при виконанні обслуговування чи відновлювальних робіт, визначається розпорядженням і не повинна перевищувати необхідну для виконання тої чи іншої роботи. Керівник повинен стежити за персоналом та безпекою персоналу, проте участі у роботі він не бере.

Допускаються до роботи особи, що пройшли медичний огляд, навчання для роботи, вміють користуватися засобами захисту.

Організаційно-технічні вимоги при виконанні робіт:

- доторкатися до деталей трансформатора можна лише у разі необхідності;
- при необхідності користуватися картою напруженості електричного поля;
- обов'язкове виконання заземлення;
- всі електричні кола обладнання, яким займається персонал, повинні бути вимкнені;
- забезпечення персоналу та обов'язкове використання засобів захисту (захисні маски та подібне, гумові рукавиці, гумові чоботи).

Працівник має звернутись до лікаря за необхідності.

4.4 Розрахунок захисного заземлення

Захисне заземлення – заземлення, що виконується з метою забезпечення електробезпеки.

Заземлюючий пристрій – заземлювачі (частина у землі), поєднані між собою з'єднувальною смугою. Існують штучні та природні заземлювачі.

Штучні заземлювачі можуть виконуватись у вигляді у вигляді сталеві труби (діаметр 35-50 мм), кутової сталі (40x40 – 60x60 мм), пруткової сталі (діаметр не менше 10 мм), сталеві шини з перерізом 100 мм².

Початкові дані:

Електрообладнання електромеханічного цеху

Кліматична зона – III

Ґрунт – Суглинок

Вологість – нормальна

Тип заземлювача – Сталеві вертикальні труби ($d_B = 35$ мм, $L_B = 2,5$ м)

Відстань між заземлювачами $a = 2,5$ м

Глибина закладання $H_0 = 0,6$ м

З'єднувальна стрічка – смуга шириною $B_C = 35$ мм

Допустимий опір розтіканню струму $R_{\text{доп}} = 4$ Ом

1. Розрахунковий питомий опір суглинка ($\rho_{\text{табл}} = 100$ Ом·м, $K_C = 1,3$):

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot K_C \quad (4.1)$$

$$\rho_{\text{розр}} = 100 \cdot 1,3 = 130 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

2. Відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$H = H_0 + \frac{L_B}{2} \quad (4.2)$$

$$H = 0,6 + \frac{2,5}{2} = 1,85 \text{ (м)}$$

3. Опір розтіканню струму в одному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{L_B} \left(\ln \frac{2L_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + L_B}{4H - L_B} \right) \quad (4.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{130}{3} \left(\ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,035} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1,85 + 2,5}{4 \cdot 1,85 - 2,5} \right) = 84,3 \text{ (Ом)}$$

4. Орієнтовна кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$:

$$n_{\text{оп}} = \frac{R_B}{R_{\text{доп}}} \quad (4.4)$$

$$n_{\text{оп}} = \frac{84,3}{4} = 21,1 \text{ приймаємо } n_{\text{оп}} = 20$$

5. Коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів (заземлювачі по контуру $\frac{a}{L_B} = 1$, $n_{\text{оп}} = 20$). Приймаємо $\eta_B = 0,44$.

6. Необхідна кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_B = \frac{n_{\text{оп}}}{\eta_B} \quad (4.5)$$

$$n_B = \frac{20}{0,44} = 45,5 \text{ приймаємо } n_B = 60$$

7. Розрахунковий опір розтікання без врахування з'єднувальної смуги:

$$R_{\text{розр.в}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B} \quad (4.6)$$

$$R_{\text{розр.в}} = \frac{84,3}{60 \cdot 0,44} = 3,2 \text{ (Ом)}$$

8. Довжина з'єднувальної смуги:

$$L_C = 1,05 \cdot a(n_B - 1) \quad (4.7)$$

$$L_C = 1,05 \cdot 2,5 \cdot 59 = 154,9 \text{ (м)}$$

9. Опір розтіканню струму для горизонтальних електродів:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{L_C} \ln \frac{2L_C^2}{H_0 \cdot B_C} \quad (4.8)$$

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{130}{154,9} \ln \frac{2 \cdot 154,9^2}{0,6 \cdot 0,035} = 4,5 \text{ (Ом)}$$

10. Коефіцієнт використання горизонтальних заземлювачів ($\frac{a}{L_B} = 1$, $n_B = 60$),

приймаємо $\eta_{\Gamma} = 0,2$.

11. Розрахунковий опір розтіканню струму в горизонтальному заземлювачі:

$$R_{\text{розр.г}} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} \quad (4.9)$$

$$R_{\text{розр.г}} = \frac{4,5}{0,2} = 22,5 \text{ (Ом)}$$

12. Розрахунковий опір розтіканню струму всього пристрою:

$$R_{\text{розр}} = \frac{R_{\text{розр.в}} \cdot R_{\text{розр.г}}}{R_{\text{розр.в}} + R_{\text{розр.г}}} \quad (4.10)$$

$$R_{\text{розр}} = \frac{3,2 \cdot 22,5}{3,2 + 22,5} = 2,8 \text{ (Ом)}$$

Розрахунковий опір відповідає вимогам.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Основним показником економічної ефективності в енергетиці, зокрема для задач проектування мережі, є рентабельність представленого проекту або термін окупності, і для трьох років будівництва запишеться наступним чином:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1 + E) + \Delta\Pi_2 / (1 + E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1 + E)^3}{K_1 / (1 + E) + K_2 / (1 + E)^2 + K_3 / (1 + E)^3}, \quad (5.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн;

$E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях);

$\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку, тис.грн.

Прибуток Π_t для кожного року визначають:

$$\Pi_t = \Pi_{T\gamma} \cdot W_t - B_t, \quad (5.2)$$

де Π_T – середньозважений тариф на електроенергію (без прибутку з обороту), $\Pi_T = 2,65$ грн/кВт·год;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]);

W_t – додаткові надходження електроенергії в мережу, у зв'язку із спорудженням нового об'єкта, МВт·год;

B – додаткові щорічні експлуатаційні витрати (собівартість передачі електроенергії), тис.грн.

Експлуатаційні видатки будуть визначатись:

$$B_t = 0,33 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (5.3)$$

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.;

c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності;

ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau \quad (5.4)$$

де P_i – перетік активної потужності по i -ій лінії, МВт;

U_H – номінальна напруга мережі, кВ ($U_H = 110$ кВ);

r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км;

τ – час максимальних втрат (4319 год);

ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Однак, цей розрахунок можна виконати з використанням програмного комплексу «Втрати-110», а саме, змінювати конфігурацію мережі поетапно, на кожному році, відповідно до результатів методу динамічного програмування. Після порівняння даних, знайдемо ΔW_t .

Капітальні вкладення містять дві складові:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (5.5)$$

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

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

Відповідно до результатів методу динамічного програмування, хід будівництва буде виглядати наступним чином:

Перший рік:

- будівництво ЛЕП: Хмільник (вузол 6)-701 та 704-701;
- спорудження підстанцій 110/10 кВ у вузлах 701 та 704;
- реконструкція існуючої підстанції Хмільник (вузол 6).

Другий рік:

- будівництво ЛЕП: Уланів (вузол 7)-702 та 702-703;
- спорудження підстанцій 110/10 кВ у вузлах 702 та 703;
- реконструкція існуючої підстанції Уланів (вузол 7).

Третій рік:

- будівництво ЛЕП 703-704.

Капітальні витрати на будівництво та реконструкцію підстанцій на першому році будівництва наведені у табл. 8.1-8.3.

Таблиця 5.1 – Витрати на будівництво підстанції у вузлі 701

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
ТДН-16000/110	2	601,882	22566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
Вузли ВРУ 110 кВ:								
Приєднання силового трансформатора	2	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2866,024	260
Приєднання ЛЕП	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410
Приєднання СВ із вбудованими ТС	1	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
Приєднання ТН	2	76,148	2044,102	177,386	58,22	2,088	2297,948	144
Приєднання ремонтної перемички	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378	125
Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064
Вузли обладнання 10 кВ:								
ЗРУ-10 кВ ПС 110/10 кВ:								
Камера вводу від силового тр-ра з вакуумним вимикачем	2	77,232	881,914	23,810	25,838	2	1010,794	13,8
Камера СВ	1	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
Камера СР	1	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9
Камера фідера з вакуумним вимикачем	13	502,008	4484,701	121,082	135,876	13	5256,667	89,7
Камера з ТН	4	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6
Камера з іншим обладнанням	2	77,232	309,22	12,104	10,184	2	410,752	9
Всього ЗРУ 10 кВ:		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 5.1

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м2
ТВП зовнішнього встановлення потужністю 250 кВА	2	27,244	503,940	23,946	14,496	2	571,626	32
Заземлювальний реактор 10 кВ	2	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
Всього:		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84
ЗПК:								
Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (4 панелі)	2	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96
Панелі ДФЗ і резервного захисту лін 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48
Панелі СВ-110 кВ (одна панель)	1	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24
Панель ТН-110 кВ (одна панель на дві секції)	1	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12
Панелі введів 10 кВ та СВ-10 кВ (одна панель на два вводи)	1	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24
Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1	68,721	412,888	21,485	27,729	1	517,95	12
ШОС	1	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12

Продовження табл. 5.1

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36
Всього ЗПК:		1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264
Загальний кошторис		58177,167						

Таблиця 5.2 – Витрати на будівництво підстанції у вузлі 704

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
ТДН-10000/110	2	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
Вузли ВРУ 110 кВ:								
Приєднання силового трансформатора	2	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2866,024	260
Приєднання ЛЕП	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410
Приєднання СВ із вбудованими ТС	1	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
Приєднання ТН	2	76,148	2044,102	177,386	58,22	2,088	2297,948	144
Приєднання ремонтної перемички	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378	125
Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064
ЗРУ-10 кВ ПС 110/10 кВ:								
Камера вводу від силового тр-ра з вакуумним вимикачем	2	77,232	881,914	23,810	25,838	2	1010,794	13,8
Камера СВ	1	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
Камера СР	1	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9

Продовження табл. 5.2

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м2
Камера фідера з вакуумним вимикачем	9	347,544	3104,793	83,826	94,068	9	3639,23	62,1
Камера з ТН	4	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6
Камера з іншим обладнанням	2	77,232	309,22	12,104	10,184	2	410,752	9
Всього ЗРУ 10 кВ:		733,704	5563,964	164,752	172,628	19	6654,046	126,3
ТВП зовнішнього встановлення потужністю 250 кВА	2	27,244	503,940	23,946	14,496	2	571,626	32
Заземлювальний реактор 10 кВ	2	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
Всього:		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84
ЗПК:								
Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (4 панелі)	2	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96
Панелі ДФЗ і резервного захисту лін 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48
Панелі СВ-110 кВ (одна панель)	1	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24
Панель ТН-110 кВ (одна панель на дві секції)	1	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12
Панелі введів 10 кВ та СВ-10 кВ (одна панель на два вводи)	1	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24

Продовження табл. 5.2

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1	68,721	412,888	21,485	27,729	1	517,95	12
ШОС	1	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12
Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36
Всього ЗПК:		1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264
Загальний кошторис		51054,252						

Таблиця 5.3 – Витрати при реконструкції підстанції у вузлі 6 – Хмільник

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Вузли ВРУ 110 кВ:								
Приєднання ЛЕП з вимикачем та вбудованими ТС	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,1241	3128,024	205
Приєднання ТН	1	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72
Всього ВРУ 110 кВ		224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальний кошторис		4276,998						

Отже, загальні капітальні витрати на спорудження та реконструкцію підстанцій на першому році будівництва склали 113508,417 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження та будівництво підстанцій на другому році показані у табл. 5.4–5.6.

Таблиця 5.4 – Витрати на будівництво підстанції у вузлі 702

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
ТМН-2500/110	2	476,3	9835	358,2	226,4	3,03	10898,93	160
Вузли ВРУ 110 кВ:								
Приєднання силового трансформатора	2	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2866,024	260
Приєднання ЛЕП	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410
Приєднання СВ із вбудованими ТС	1	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
Приєднання ТН	2	76,148	2044,102	177,386	58,22	2,088	2297,948	144
Приєднання ремонтної перемички	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378	125
Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064
ЗРУ-10 кВ ПС 110/10 кВ:								
Камера вводу від силового тр-ра з вакуумним вимикачем	2	77,232	881,914	23,810	25,838	2	1010,794	13,8
Камера СВ	1	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
Камера СР	1	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9
Камера фідера з вакуумним вимикачем	3	115,848	1034,931	27,942	31,356	3	1210,077	20,7
Камера з ТН	4	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6
Камера з іншим обладнанням	2	77,232	309,22	12,104	10,184	2	410,752	9
Всього ЗРУ 10 кВ:		502,008	3494,09	108,868	109,916	13	4224,893	84,9

Продовження табл. 5.4

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
ТВП зовнішнього встановлення потужністю 250 кВА	2	27,244	503,940	23,946	14,496	2	571,626	32
Заземлювальний реактор 10 кВ	2	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
Всього:		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84
ЗПК:								
Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (4 панелі)	2	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96
Панелі ДФЗ і резервного захисту лін 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48
Панелі СВ-110 кВ (одна панель)	1	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24
Панель ТН-110 кВ (одна панель на дві секції)	1	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12
Панелі введів 10 кВ та СВ-10 кВ (одна панель на два вводи)	1	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24
Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1	68,721	412,888	21,485	27,729	1	517,95	12
ШОС	1	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12

Продовження табл. 5.4

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36
Всього ЗПК:		1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264
Загальний кошторис		40519,807						

Таблиця 5.5 – Витрати на будівництво ПС у вузлі 703

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
ТМН-2500/110	2	476,3	9835	358,2	226,4	3,03	10898,93	160
Вузли ВРУ 110 кВ:								
Приєднання силового трансформатора	2	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2866,024	260
Приєднання ЛЕП	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410
Приєднання СВ із вбудованими ТС	1	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
Приєднання ТН	2	76,148	2044,102	177,386	58,22	2,088	2297,948	144
Приєднання ремонтної перемички	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378	125
Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064
ЗРУ-10 кВ ПС 110/10 кВ:								
Камера вводу від силового тр-ра з вакуумним вимикачем	2	77,232	881,914	23,810	25,838	2	1010,794	13,8
Камера СВ	1	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
Камера СР	1	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9

Продовження табл. 5.5

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Камера фідера з вакуумним вимикачем	3	115,848	1034,931	27,942	31,356	3	1210,077	20,7
Камера з ТН	4	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6
Камера з іншим обладнанням	2	77,232	309,22	12,104	10,184	2	410,752	9
Всього ЗРУ 10 кВ:		502,008	3494,09	108,868	109,916	13	4224,893	84,9
ТВП зовнішнього встановлення потужністю 250 кВА	2	27,244	503,940	23,946	14,496	2	571,626	32
Заземлювальний реактор 10 кВ	2	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
Всього:		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84
ЗПК:								
Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (4 панелі)	2	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96
Панелі ДФЗ і резервного захисту лін 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48
Панелі СВ-110 кВ (одна панель)	1	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24
Панель ТН-110 кВ (одна панель на дві секції)	1	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12
Панелі введів 10 кВ та СВ-10 кВ (одна панель на два вводи)	1	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24

Продовження табл. 5.5

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1	68,721	412,888	21,485	27,729	1	517,95	12
ШОС	1	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12
Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36
Всього ЗПК:		1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264
Загальний кошторис							40519,807	

Таблиця 5.6 – Витрати на реконструкцію підстанції у вузлі 7 – Уланів

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Вузли ВРУ 110 кВ:								
Приєднання ЛЕП з вимикачем та вбудованими ТС	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,1241	3128,024	205
Приєднання ТН	1	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72
Всього ВРУ 110 кВ		224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальний кошторис							4276,998	

Капіталовкладення у підстанції на другому році будівництва електричної мережі склали 85316,612 тис. грн.

Капіталовкладення на побудову ЛЕП визначають:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (5.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (7,2+12) = 22220 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (9,6+6) = 18054 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 12,6 = 14582 \text{ (тис.грн.)}$$

Сумарні капіталовкладення складають:

$$K1 = 113508,417 + 22220 = 135728,417 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K2 = 85316,612 + 18054 = 103370,612 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K3 = 14582 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні експлуатаційні витрати обчислюють:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (5.7)$$

де B_L – частка капіталовкладень на обслуговування ЛЕП, тис.грн;

B_{Π} – частка капіталовкладень на обслуговування ПС, тис.грн;

ΔW_t – зміна втрат електроенергії внаслідок розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}; \quad (5.8)$$

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

Вирахування від капіталовкладень на обслуговування ЛЕП:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%) / 100; \quad (5.9)$$

де $P_L\%$ – норма вирахувань на ремонт та обслуговування ліній (0,3%).

Вирахування від капіталовкладень на обслуговування ПС:

$$V_{\Pi} = (K_{\Pi/CT} \cdot P_{\Pi\%})/100; \quad (5.10)$$

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

З використанням формул (5.9-5.10), маємо:

$$V_{Л1} = (22220 \cdot 0,3)/100 = 66,66 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л2} = (18054 \cdot 0,3)/100 = 54,162 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л3} = (14582 \cdot 0,3)/100 = 43,746 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi1} = (113508,417 \cdot 3)/100 = 3405,25 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi2} = (85316,612 \cdot 3)/100 = 2559,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi3} = 0;$$

Після розрахунку режиму максимальних навантажень, розрахована зміна втрат електроенергії по роках. Результати подані у табл. 5.7.

Таблиця 5.7 – Різниця втрат електроенергії та потужності у новій мережі

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:6-701, 704-701 П/ст: 6,701,704	+760	+266	+4431
2	ЛЕП:7-702, 702-703 П/ст: 702,703	+447	+86	+2302
3	ЛЕП:703-704	-67	-2	-298

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$V1 = 66,66 + 3405,25 + 4431 \cdot 2,65 = 15214,06 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V2 = 54,162 + 2559,5 + 2302 \cdot 2,65 = 8713,962 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 43,746 - 298 \cdot 2,65 = - 745,954 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткова електроенергія, яка з'явилась внаслідок розвитку електричної мережі, тобто річне споживання/вироблення електроенергії визначають:

$$W_{1(701)} = 14,62 \cdot 5700 = 83334 \text{ (МВт·год)};$$

$$W_{1(704(\text{ФЕС}))} = 12,3 \cdot 1200 = 14760 \text{ (МВт·год)};$$

$$W_{2(702,703)} = (2,74 + 2,4) \cdot 5700 = 29298 \text{ (МВт·год)};$$

За формулою (5.2), прибуток на кожному році:

$$\Pi_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 83334 + 5,2 \cdot 0,12 \cdot 14760 - 15214,06 = 20496,392 \text{ тис.грн.}$$

$$\Pi_2 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 29298 - 8713,962 = 602,802 \text{ тис.грн.}$$

$$\Pi_3 = 745,954 \text{ тис.грн.}$$

Після збору всіх даних, рентабельність проекту за (5.1):

$$E'_a = \frac{20496,392 / (1 + 0,2) + 602,802 / (1 + 0,2)^2 + 745,954 / (1 + 0,2)^3}{135728,417 / (1 + 0,2) + 103370,612 / (1 + 0,2)^2 + 14582 / (1 + 0,2)^3} = 0,093$$

Термін окупності нової мережі:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,093 = 11 \text{ років.}$$

Основні техніко-економічні показники нової мережі зібрані у табл. 5.8.

Таблиця 5.8 – Основні техніко-економічні показники нової мережі

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій	МВт	19,76
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5700
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	111540
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис. грн.	253681,029
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	11
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,041
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	3,9
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	6,435
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	39,514

Після побудови, нова мережа принесе додаткові прибутки від транспортування та генерації, також рентабельність нового проекту є задовільною, що підтверджує близьке значення E_a до номінального $E_{ан}=0,2$.

ВИСНОВКИ

У даній магістерській кваліфікаційній роботі проведено розвиток фрагменту електричних мереж АТ «Вінницяобленерго» та досліджено умови застосування грозозахисту підстанцій.

Проведено аналіз результатів прогнозування електричних навантажень споживачів терміном в 5 років. Вибрано оптимальну схему нового фрагменту мережі, з використанням симплекс-методу. Оскільки, нові споживачі (701, 702, 703, 704) першої категорії надійності, отриману схему було добудовано з урахуванням цієї вимоги. Методом динамічного програмування визначено оптимальну послідовність будівництва нових елементів мережі по критерію дисконтованих витрат.

Визначений переріз проводів ліній електропередач та обрані трансформатори у нових вузлах (по два на вузол, з урахуванням надійності). Проведено регулювання напруги у вузлах мережі та визначені необхідні відпайки пристрою РПН. Для нових споживачів обрано схему прохідної підстанції «Місток з вимикачами в колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Для підстанцій «Хмільник» та «Уланів» наявна схема перетворилася на відгалужувальну.

За допомогою ПК «Втрати-110» розраховано:

- режим роботи існуючої мережі;
- мінімальний, максимальний та післяаварійний режими розвинутої мережі;
- режими роботи на кожному етапі будівництва;
- максимальний режим з використанням пристроїв РПН.

Проведено техніко-економічне обґрунтування проекту розвитку електричної мережі та пораховано основні техніко-економічні показники. Втрати в новій мережі – 4,334 МВт, сумарна потужність генерації – 115,874 МВт. Сумарні капіталовкладення на побудову мережі – 253681,029 тис.грн. Результати показали, що проект є економічно обґрунтованим та рентабельним, адже термін окупності склав 11 років.

Проведений аналіз умов застосування грозозахисту підстанцій. Показані зони захисту штучних блискавковідводів та висунуті вимоги до природних блискавкоприймачів.

У розділі «Охорона праці», розглянуто всі можливі ризики роботи на нових об'єктах мережі. Розроблені заходи по забезпеченню безпеки обслуговуючого персоналу та наведені умови роботи під час проведення монтажу чи обслуговування.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
2. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
3. 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.
4. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
5. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
6. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах: навчальний посібник/ В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін. – Вінниця: ВНТУ, 2010. – 145с.
7. 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.
8. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.
9. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
10. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

11. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
12. Грабко В.В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Монографія. / В.В. Грабко – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. – 109 с.
13. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.
14. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
15. <https://klaster.ua/ua/stati-i-obzory/chto-takoe-molniezaschita-zdaniy-i-sooruzheniy/>
16. Лесько В.О., Волинець В.І., Нетребський В.В. Електричні апарати. практикум. Луцьк: ЛТНУ. 2015. 114 с.
17. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. : Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 · с.
18. Саух, С. Є. Математичне моделювання електроенергетичних систем в ринкових умовах: монографія / С. Є. Саух, А. В. Борисенко. К.: «Три К», 2020. 340 с
19. Математичне моделювання в електроенергетиці: Підручник. / О.В. Кириленко, М.С. Сегеда, О.Ф. Буткевич, Т. А. Мазур. Львів : Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2010. 608 с.
20. Саух С.Є. Проблеми математичного моделювання конкурентної рівноваги на ринках електроенергії // Вісник Національної академії 332 наук України, 2018, 40, №4, с. 53 – 67. Режим доступу: <https://DOI.org/10.15407/visn2018.04.053>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричних мереж 110 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з дослідженням умов застосування грозозахисту підстанцій

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станцій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____

(підпис)

Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____

(підпис)

Ільчій О.В.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____

(підпис)

Остра Н.В.

(прізвище, ініціали)

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.

(підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 КВ
АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» З
ДОСЛІДЖЕННЯМ УМОВ ЗАСТОСУВАННЯ ГРОЗОЗАХИСТУ
ПІДСТАНЦІЙ
08-21.МКР.019.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц. Каф. ЕСС

_____ Остра Н.В.

Магістр групи 2ЕСМ-22м

_____ Ільчій О.В.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускної спроможності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень необхідно спроектувати, добудувати та ввести в експлуатацію нові об'єкти – лінії електропередачі та підстанції;

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної мережі - сформувати оптимальну схему розвитку ЕМ напругою 110 кВ та проаналізувати умови застосування грозозахисту підстанцій.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

2. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Запропонувати оптимальний варіант розвитку електричних мереж. Проектування, монтаж і експлуатація електрообладнання мають виконуватися у відповідності до вимог ПУЕ та ПТЕ.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних методів застосовується фрагмент схеми електричної мережі 110 кВ ПАТ “Вінницяобленерго”. Дані про лінії існуючої електричної мережі подані в

таблиці 1 (додаток техн. завдання). Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі показані в таблиці 2 ТЗ. Схема існуючої електричної мережі до розвитку показана на рисунку 1. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення дорівнюють за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5700 годин на рік. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники оптимального розвитку електричної мережі та на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такого проекту.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування	21.09.23	27.09.23	
3	Електротехнічна частина	28.09.23	16.10.23	
4	Аналіз умов застосування грозозахисту підстанцій	17.10.23	29.10.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	30.10.23	08.11.23	
6	Економічна частина	09.11.23	17.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	18.11.23	25.11.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.11.23	29.11.23	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	30.11.23	01.12.23	
	Рецензування МКР	02.12.23	03.12.23	
	Захист МКР	15.12.23	-	

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

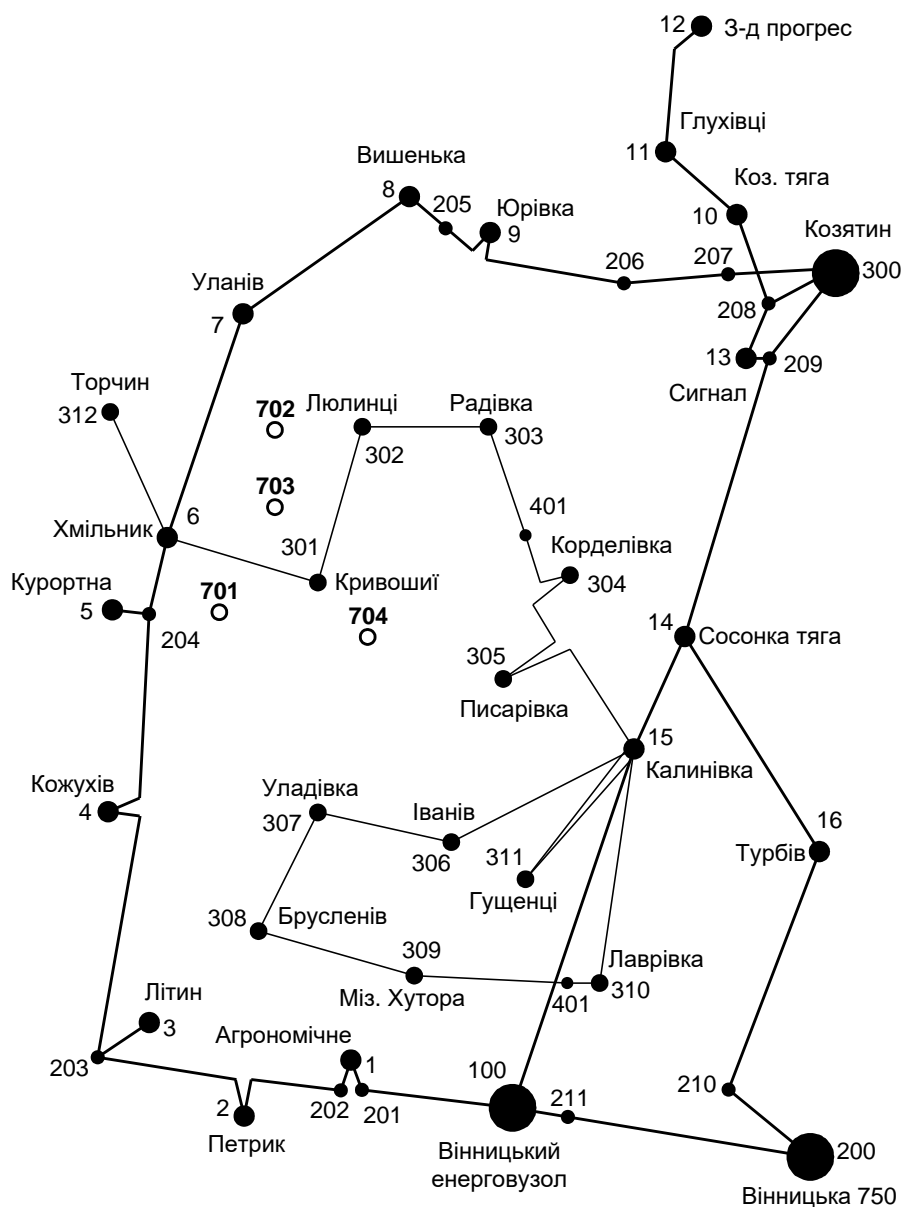
Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.



Масштаб : 1 см : 6 км

Рисунок 1 – Схема існуючої системи

Інформація про вузли

	$P/\cos \varphi$
Нова 701	14,4/0,86
Нова 702	2,7/0,91
Нова 703	2,4/0,9
Нова 704	12,3/1

Таблиця Б.1 - Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку	№ номер кінця	Назва лінії	Ма рка	Дов жин
100	201	Вінницький енерговузол – 201	АС-	12,7
201	1	201 – Агрономічне	АС-	2,8
1	202	Агрономічне – 202	АС-	2,8
202	2	202 – Петрик	АС-	16,3
2	203	Петрик – 203	АС-	14,8
203	3	203 – Літин	АС-	0,43
203	4	203 – Кожухів	АС-	17,7
4	204	Кожухів – 204	АС-	5,97
204	5	204 – Курортна	АС-	1,8
204	6	204 – Хмільник	АС-	10,4
7	6	Уланів – Хмільник	АС-	22,5
8	7	Вишенька – Уланів	АС-	22,4
205	8	205 – Вишенька	АС-	10,3
9	205	Юрівка – 205	АС-	6,6
206	9	206 – Юрівка	АС-	20,8
207	206	207 – 206	АС-	17,5
300	207	Козятин – 207	АС-	3,1
300	208	Козятин – 208	АС-	7,39
208	10	208 – Козятинська тяга	АС-	12,5
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	АС-	8,3
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	АС-	18,5
208	13	208 – Сигнал	АС-	0,06
209	13	209 – Сигнал	АС-	0,01
300	209	Козятин – 209	АС-	7,45
209	14	209 – Сосонка тяга	АС-	45,1
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	АС-	5,22
100	15	Вінницький енерговузол –	АС-	53,1
100	211	Вінницький енерговузол – 211	АС-	1,35
211	200	211 – Вінницька 750	АС-	15,7
200	210	Вінницька 750 – 210	АС-	5,2
210	16	210 – Турбів	АС-	19,0
16	14	Турбів – Сосонка тяга	АС-	14,9
6	301	Хмільник – Кривошиї	АС-	24,2
301	302	Кривошиї – Люлинці	АС-	15,0
302	303	Люлинці – Радівка	АС-	17,7
303	401	Радівка – 401	АС-	13,8
401	304	401 – Корделівка	АС-	6,7
305	304	Писарівка – Корделівка	АС-	6,75
15	305	Калинівка – Писарівка	АС-	10,6
15	306	Калинівка – Іванів	АС-	12,1
306	307	Іванів – Уладівка	АС-	11,6
307	308	Уладівка – Брусленів	АС-	14,4
309	308	Міз. Хутора – Брусленів	АС-	17,2
402	309	402 – Міз. Хутора	АС-	13,4
310	402	Лаврівка – 402	АС-	0,9
15	310	Калинівка – Лаврівка	АС-	12,1
15	311	Калинівка – Гушценці	2xА	13,8
6	312	Хмільник – Торчин	АС-	15,3

Таблиця Б.2 - Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,87	2,8 + j1,59	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,9	3,2 + j1,55	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,88	4,7 + j2,54	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,89	4,1 + j2,1	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,87	1,8 + j1,02	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,88	2,7 + j1,46	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,9	3,1 + j1,5	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,86	2,4 + j1,42	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,87	12,2 + j6,91	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,88	3,7 + j2,0	ТДН-10000/110/10	1
12	Завод Прогрес	0,9	5,1 + j2,47	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,87	6,4 + j3,63	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,88	7,2 + j3,89	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,9	5,6 + j2,71	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,87	4,3 + j2,44	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
301	Кривошиї	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/10	1
302	Люлинці	0,88	2,4 + j1,3	ТМН-4000/35/10	2
303	Радівка	0,9	1,6 + j0,77	ТМН-2500/35/10	2
304	Корделівка	0,89	2,0 + j1,02	ТМН-4000/35/10	1
305	Писарівка	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
306	Іванів	0,87	2,1 + j1,19	ТМ-4000/35/6	2
307	Уладівка	0,9	2,3 + j1,11	ТМН-4000/35/10	2
308	Брусленів	0,86	0,6 + j0,36	ТМН-1600/35/10	1
309	Міз. Хутора	0,9	1,2 + j0,58	ТМН-2500/35/10	1
310	Лаврівка	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2
311	Гущенці	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-1600/35/10	2
312	Торчин	0,89	1,3 + j0,67	ТМН-2500/35/10	1

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 94.620 МВт / 831.642 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 91.780 МВт / 803.993 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.897 МВт / 18.808 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.897 МВт / 18.808 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.441 МВт / 3.865 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.502 МВт / 4.976 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.943 МВт / 8.841 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.840 МВт / 27.649 млн.кВт*г (3.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-42.574	-21.485	115.500	0.00
201		0.000	0.000	114.346	-0.28
1		0.000	0.000	114.121	-0.35
202		0.000	0.000	113.932	-0.41
2		0.000	0.000	112.657	-0.73
203		0.000	0.000	111.715	-0.97
3		0.000	0.000	111.704	-0.97
4		0.000	0.000	110.999	-1.17
204		0.000	0.000	110.842	-1.21
5		0.000	0.000	110.804	-1.22
6		0.000	0.000	110.779	-1.25
7		0.000	0.000	111.512	-1.14
8		0.000	0.000	112.393	-0.94
205		0.000	0.000	112.923	-0.80
206		0.000	0.000	114.477	-0.37
207		0.000	0.000	115.364	-0.06
300		-51.999	-28.912	115.500	0.00
208		0.000	0.000	115.029	-0.17
10		0.000	0.000	114.118	-0.50
11		0.000	0.000	113.886	-0.59
12		0.000	0.000	113.586	-0.72
13		0.000	0.000	115.029	-0.17
209		0.000	0.000	115.030	-0.17
14		0.000	0.000	113.461	-0.63
15		0.000	0.000	113.294	-0.67
211		0.000	0.000	115.454	-0.02
200		0.000	0.000	114.896	-0.23
210		0.000	0.000	114.675	-0.30
16		0.000	0.000	113.841	-0.52
301		0.000	0.000	33.664	-7.57

302	0.000	0.000	32.956	-8.28
303	0.000	0.000	32.876	-8.67
401	0.000	0.000	33.185	-8.71
304	0.000	0.000	33.320	-8.70
305	0.000	0.000	33.661	-8.53
306	0.000	0.000	33.574	-8.72
307	0.000	0.000	33.172	-9.04
308	0.000	0.000	33.165	-9.01
309	0.000	0.000	33.339	-8.87
310	0.000	0.000	33.760	-8.54
311	0.000	0.000	34.278	-8.18
312	0.000	0.000	34.878	-6.38
10001	2.840	1.610	10.559	-3.09
10002	3.250	1.570	10.412	-3.97
10003	4.770	2.580	10.324	-3.96
1003	0.000	0.000	109.325	-2.85
2003	0.000	0.000	36.600	-2.85
3003	0.000	0.000	10.324	-3.96
10004	3.050	1.470	10.273	-4.29
10005	4.160	2.130	10.295	-3.92
1006	0.000	0.000	106.971	-4.63
2006	0.000	0.000	35.274	-6.23
3006	1.830	1.040	10.227	-4.62
10007	2.740	1.480	10.329	-3.92
10008	3.150	1.520	10.399	-4.09
1009	0.000	0.000	109.764	-3.19
2009	0.000	0.000	36.747	-3.19
3009	2.440	1.440	10.309	-4.68
10010	0.000	0.000	111.672	-2.40
20010	0.000	0.000	26.703	-2.40
30010	12.380	7.010	10.539	-3.61
100011	3.760	2.030	10.616	-2.89
100012	5.180	2.510	10.651	-2.70
10013	0.000	0.000	111.760	-2.76
20013	0.000	0.000	37.415	-2.76
30013	6.500	3.680	10.674	-2.71
10014	0.000	0.000	111.333	-2.45
20014	0.000	0.000	26.622	-2.45
30014	7.310	3.950	10.639	-2.42
10015	0.000	0.000	107.596	-4.58
20015	0.000	0.000	34.393	-8.11
30015	5.680	2.750	10.301	-4.62
100150	0.000	0.000	109.809	-3.08
200150	0.000	0.000	36.762	-3.08
300150	0.000	0.000	10.302	-4.62
10016	0.000	0.000	112.839	-1.30
20016	0.000	0.000	37.777	-1.30
30016	4.360	2.480	10.736	-1.75
100160	0.000	0.000	112.319	-1.77
200160	0.000	0.000	37.603	-1.77
300160	0.000	0.000	10.736	-1.75
3010	1.120	0.630	10.334	-9.27
3020	2.440	1.320	9.982	-11.16
3030	1.620	0.780	10.002	-11.30
3040	2.030	1.040	10.180	-11.04
3050	1.220	0.660	10.318	-10.39

3060	2.130	1.210	5.853	-11.13
3070	2.330	1.130	10.101	-11.77
3080	0.610	0.370	10.194	-10.48
3090	1.220	0.590	10.236	-10.77
3100	1.320	0.750	10.472	-9.52
3110	1.020	0.550	10.428	-10.52
3120	1.320	0.680	10.699	-8.25
402	0.000	0.000	33.737	-8.56
31000	0.000	0.000	10.472	-9.52

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп,МВт	Qп,МВАр	Pк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	10003	2.971	1.786	2.956	1.574	0.014	0.211	0.018	4.011
10003	3003	-1.811	-1.005	-1.811	-1.005	0.000	0.000	-0.116	-0.000
1003	3003	1.814	1.053	1.811	1.005	0.003	0.048	0.011	1.511
3	1003	1.817	1.136	1.814	1.053	0.003	0.083	0.011	2.498
20015	306	4.557	2.823	4.478	2.708	0.079	0.115	0.090	0.864
306	307	2.328	1.370	2.308	1.341	0.020	0.029	0.046	0.426
307	308	-0.042	0.070	-0.042	0.070	0.000	0.000	-0.001	0.003
308	309	-0.658	-0.293	-0.661	-0.297	0.003	0.003	-0.013	-0.184
309	402	-1.892	-0.916	-1.909	-0.937	0.018	0.021	-0.036	-0.420
402	310	-1.909	-0.915	-1.910	-0.916	0.001	0.001	-0.036	-0.025
310	20015	-3.242	-1.730	-3.289	-1.787	0.047	0.057	-0.063	-0.664
310	3100	0.424	0.233	0.422	0.223	0.002	0.010	0.008	0.522
3100	31000	-0.897	-0.527	-0.897	-0.527	0.000	0.000	-0.057	-0.000
310	31000	0.900	0.549	0.897	0.527	0.002	0.022	0.018	0.522
100	201	20.634	9.302	20.473	9.109	0.160	0.193	0.113	1.156
201	1	20.473	9.378	20.444	9.335	0.029	0.042	0.114	0.226
1	202	17.582	7.564	17.561	7.533	0.021	0.031	0.097	0.190
202	2	17.561	7.862	17.407	7.677	0.153	0.184	0.097	1.281
2	203	14.133	6.323	14.040	6.212	0.092	0.111	0.079	0.949
203	4	9.229	3.704	9.183	3.648	0.046	0.055	0.051	0.722
4	204	6.110	2.283	6.103	2.274	0.007	0.008	0.034	0.159
204	6	1.916	0.116	1.915	0.115	0.001	0.001	0.010	0.065
305	20015	-4.142	-3.050	-4.209	-3.147	0.067	0.097	-0.088	-0.761
10015	20015	13.151	9.459	13.090	8.241	0.061	1.214	0.087	5.547
15	10015	9.327	7.128	9.298	6.151	0.029	0.973	0.060	6.033
15	14	-7.909	-6.034	-7.915	-6.049	0.007	0.015	-0.051	-0.168
14	209	-9.053	-6.335	-9.126	-6.497	0.073	0.161	-0.056	-1.575
209	300	-18.520	-10.875	-18.565	-10.973	0.044	0.098	-0.108	-0.471
6	1006	7.830	4.630	7.811	4.016	0.018	0.611	0.047	4.131
1006	2006	5.981	2.977	5.971	2.767	0.011	0.209	0.036	1.879
2006	301	4.626	2.083	4.460	1.884	0.165	0.199	0.083	1.696
302	303	0.812	-0.298	0.808	-0.303	0.004	0.005	0.015	0.112
304	305	-2.888	-2.306	-2.910	-2.338	0.022	0.032	-0.064	-0.352
209	13	9.395	5.360	9.395	5.360	0.000	0.000	0.054	0.000
13	208	2.846	1.093	2.846	1.093	0.000	0.000	0.015	0.000
208	300	-18.707	-10.980	-18.751	-11.079	0.045	0.099	-0.109	-0.471
16	10016	1.250	0.764	1.249	0.740	0.001	0.023	0.007	1.026
10016	30016	1.249	0.740	1.248	0.726	0.001	0.014	0.007	0.621
30016	300160	-3.109	-1.752	-3.109	-1.752	0.000	0.000	-0.192	-0.000
100160	300160	3.112	1.752	3.109	1.752	0.003	0.000	0.018	0.074

16	100160	3.115	1.844	3.112	1.752	0.003	0.092	0.018	1.570
301	302	3.330	1.245	3.275	1.178	0.055	0.066	0.061	0.758
303	401	-0.830	-1.158	-0.838	-1.168	0.009	0.010	-0.025	-0.301
401	304	-0.838	-1.136	-0.841	-1.141	0.003	0.005	-0.025	-0.135
14	16	-6.233	-3.065	-6.248	-3.087	0.015	0.022	-0.035	-0.382
16	210	-10.661	-5.401	-10.717	-5.483	0.056	0.082	-0.061	-0.837
210	200	-10.717	-5.055	-10.732	-5.077	0.015	0.022	-0.060	-0.222
200	211	-10.732	-4.700	-10.767	-4.763	0.034	0.063	-0.059	-0.558
211	100	-10.767	-4.451	-10.770	-4.456	0.003	0.005	-0.058	-0.046
15	100	-11.046	-7.449	-11.171	-7.726	0.124	0.276	-0.068	-2.214
15	100150	9.569	7.046	9.553	6.435	0.016	0.609	0.060	3.636
100150	300150	9.553	6.435	9.536	6.056	0.016	0.377	0.060	2.298
300150	30015	9.536	6.056	9.535	6.056	0.000	0.000	0.632	0.001
10015	30015	-3.853	-3.308	-3.859	-3.308	0.006	0.000	-0.027	-0.090
6	7	-5.941	-4.150	-5.973	-4.189	0.032	0.038	-0.038	-0.738
7	8	-8.733	-5.171	-8.784	-5.243	0.050	0.072	-0.052	-0.888
8	205	-11.957	-6.501	-11.998	-6.560	0.041	0.059	-0.070	-0.533
205	9	-11.998	-6.268	-12.018	-6.305	0.020	0.036	-0.069	-0.291
9	206	-14.482	-7.589	-14.599	-7.759	0.117	0.169	-0.083	-1.272
206	207	-14.599	-7.079	-14.673	-7.214	0.074	0.135	-0.082	-0.889
207	300	-14.673	-6.837	-14.683	-6.860	0.010	0.023	-0.081	-0.136
10014	30014	7.314	3.948	7.305	3.948	0.009	0.000	0.043	0.098
306	3060	2.143	1.339	2.129	1.209	0.014	0.130	0.043	1.275
10016	20016	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	311	1.034	0.588	1.032	0.585	0.003	0.003	0.020	0.120
311	3110	1.029	0.610	1.019	0.550	0.010	0.060	0.020	1.305
10014	20014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	4.811	3.052	4.811	3.051	0.000	0.000	0.029	0.011
100160	200160	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1003	2003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	10014	7.323	4.257	7.314	3.948	0.009	0.308	0.043	2.223
309	3090	1.227	0.645	1.219	0.590	0.008	0.055	0.024	0.944
13	10013	6.520	4.085	6.508	3.678	0.012	0.405	0.039	3.399
10013	20013	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	30013	6.508	3.678	6.496	3.678	0.012	0.000	0.039	0.154
100150	200150	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.613	0.394	0.610	0.370	0.004	0.024	0.013	0.858
208	10	21.552	12.446	21.452	12.224	0.100	0.221	0.125	0.915
10	10010	12.400	7.942	12.386	7.364	0.014	0.576	0.074	2.539
305	3050	1.227	0.716	1.219	0.660	0.008	0.057	0.024	0.995
304	3040	2.041	1.153	2.029	1.039	0.013	0.113	0.041	1.141
303	3030	1.634	0.881	1.619	0.780	0.015	0.101	0.033	1.291
302	3020	2.458	1.494	2.438	1.319	0.019	0.174	0.050	1.451
301	3010	1.126	0.678	1.119	0.630	0.007	0.048	0.023	0.918
2006	312	1.345	0.752	1.332	0.740	0.013	0.012	0.025	0.403
312	3120	1.328	0.740	1.319	0.680	0.009	0.060	0.025	0.970
1006	3006	1.830	1.039	1.829	1.039	0.001	0.000	0.011	0.044
10010	20010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10010	30010	12.386	7.364	12.372	7.006	0.014	0.357	0.074	1.606
10	11	9.011	4.406	9.000	4.382	0.011	0.024	0.051	0.234
11	100011	3.769	2.234	3.758	2.029	0.011	0.205	0.022	3.026
11	12	5.216	2.541	5.208	2.523	0.008	0.018	0.029	0.302
12	100012	5.188	2.740	5.177	2.508	0.012	0.231	0.030	2.344
307	3070	2.345	1.278	2.329	1.129	0.017	0.148	0.046	1.294
9	1009	2.450	1.686	2.444	1.530	0.006	0.155	0.015	3.608
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

1009	3009	2.444	1.530	2.438	1.439	0.006	0.090	0.015	2.175
8	10008	3.163	1.747	3.148	1.519	0.015	0.227	0.019	3.938
7	10007	2.750	1.662	2.738	1.479	0.012	0.182	0.017	3.753
204	5	4.187	2.454	4.186	2.452	0.001	0.001	0.025	0.039
5	10005	4.172	2.390	4.157	2.129	0.014	0.261	0.025	3.393
4	10004	3.063	1.688	3.048	1.469	0.015	0.218	0.018	3.877
2	10002	3.264	1.811	3.248	1.569	0.016	0.241	0.019	4.049
1	10001	2.851	1.802	2.838	1.609	0.013	0.192	0.017	3.881

ДОДАТОК В1

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.874 МВт / 1019.516 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.540 МВт / 977.090 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.041 МВт / 30.153 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.041 МВт / 30.153 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.476 МВт / 4.168 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.817 МВт / 8.104 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.293 МВт / 12.272 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.334 МВт / 42.426 млн.кВт*г (4.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-47.306	-29.513	115.500	0.00
201		0.000	0.000	113.851	-0.25
1		0.000	0.000	113.525	-0.31
202		0.000	0.000	113.234	-0.37
2		0.000	0.000	111.325	-0.64
203		0.000	0.000	109.809	-0.84
3		0.000	0.000	109.798	-0.84
4		0.000	0.000	108.416	-0.99
204		0.000	0.000	108.033	-1.02
5		0.000	0.000	107.994	-1.02
6		0.000	0.000	107.582	-1.02
7		0.000	0.000	108.394	-0.95
8		0.000	0.000	110.156	-0.82
205		0.000	0.000	111.093	-0.71
9		0.000	0.000	111.625	-0.62
206		0.000	0.000	113.720	-0.35
207		0.000	0.000	115.255	-0.06
300		-56.223	-38.051	115.500	0.00
208		0.000	0.000	115.025	-0.17
10		0.000	0.000	114.114	-0.49
11		0.000	0.000	113.882	-0.59
12		0.000	0.000	113.582	-0.72
13		0.000	0.000	115.026	-0.17
209		0.000	0.000	115.026	-0.16
14		0.000	0.000	113.413	-0.63
15		0.000	0.000	113.237	-0.67
211		0.000	0.000	115.452	-0.02
200		0.000	0.000	114.882	-0.23
210		0.000	0.000	114.657	-0.30
16		0.000	0.000	113.806	-0.52
301		0.000	0.000	32.908	-7.56

302	0.000	0.000	32.300	-8.33
303	0.000	0.000	32.356	-8.79
401	0.000	0.000	32.776	-8.86
304	0.000	0.000	32.963	-8.86
305	0.000	0.000	33.357	-8.69
306	0.000	0.000	33.350	-8.90
307	0.000	0.000	32.945	-9.23
308	0.000	0.000	32.939	-9.20
309	0.000	0.000	33.114	-9.05
310	0.000	0.000	33.538	-8.71
311	0.000	0.000	34.060	-8.35
312	0.000	0.000	33.965	-6.25
10001	2.840	1.610	10.500	-3.08
10002	3.250	1.570	10.280	-3.96
10003	4.770	2.580	10.134	-3.94
1003	0.000	0.000	107.370	-2.79
2003	0.000	0.000	35.946	-2.79
3003	0.000	0.000	10.134	-3.94
10004	3.050	1.470	10.016	-4.27
10005	4.160	2.130	10.017	-3.87
1006	0.000	0.000	104.078	-4.49
2006	0.000	0.000	34.372	-6.10
3006	1.830	1.040	9.950	-4.47
10007	2.740	1.480	10.019	-3.89
10008	3.150	1.520	10.176	-4.10
1009	0.000	0.000	108.117	-3.18
2009	0.000	0.000	36.196	-3.18
3009	2.440	1.440	10.148	-4.72
10010	0.000	0.000	111.669	-2.40
20010	0.000	0.000	26.702	-2.40
30010	12.380	7.010	10.539	-3.61
100011	3.760	2.030	10.616	-2.89
100012	5.180	2.510	10.651	-2.70
10013	0.000	0.000	111.756	-2.76
20013	0.000	0.000	37.414	-2.76
30013	6.500	3.680	10.674	-2.71
10014	0.000	0.000	111.283	-2.45
20014	0.000	0.000	26.610	-2.45
30014	7.310	3.950	10.634	-2.42
10015	0.000	0.000	107.257	-4.64
20015	0.000	0.000	34.176	-8.28
30015	5.680	2.750	10.269	-4.69
100150	0.000	0.000	109.578	-3.12
200150	0.000	0.000	36.685	-3.12
300150	0.000	0.000	10.270	-4.69
10016	0.000	0.000	112.803	-1.30
20016	0.000	0.000	37.765	-1.30
30016	4.360	2.480	10.732	-1.75
100160	0.000	0.000	112.284	-1.77
200160	0.000	0.000	37.591	-1.77
300160	0.000	0.000	10.733	-1.75
3010	1.120	0.630	10.090	-9.34
3020	2.440	1.320	9.767	-11.34
3030	1.620	0.780	9.832	-11.51
3040	2.030	1.040	10.065	-11.25
3050	1.220	0.660	10.220	-10.59

3060		2.130	1.210	5.812	-11.34
3070		2.330	1.130	10.027	-11.99
3080		0.610	0.370	10.122	-10.68
3090		1.220	0.590	10.163	-10.98
3100		1.320	0.750	10.401	-9.71
3110		1.020	0.550	10.357	-10.72
3120		1.320	0.680	10.404	-8.24
402		0.000	0.000	33.515	-8.74
31000		0.000	0.000	10.402	-9.71
701		0.000	0.000	107.295	-1.00
704		0.000	0.000	107.747	-0.79
703		0.000	0.000	107.908	-0.90
702		0.000	0.000	108.049	-0.93
7010		14.620	8.670	9.397	-7.70
7020		2.740	1.250	9.967	-8.08
7030		2.400	1.180	10.028	-7.10
7040		-12.300	0.000	10.277	7.69

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп,МВт	Qп,МВАр	Pк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	10003	2.971	1.794	2.956	1.574	0.015	0.219	0.018	4.084
10003	3003	-1.811	-1.005	-1.811	-1.005	0.000	0.000	-0.118	-0.000
1003	3003	1.814	1.055	1.811	1.005	0.003	0.050	0.011	1.538
3	1003	1.817	1.141	1.814	1.055	0.003	0.086	0.011	2.544
20015	306	4.559	2.829	4.478	2.713	0.080	0.116	0.090	0.871
306	307	2.329	1.373	2.308	1.343	0.021	0.030	0.047	0.430
307	308	-0.042	0.070	-0.042	0.070	0.000	0.000	-0.001	0.003
308	309	-0.658	-0.294	-0.661	-0.297	0.003	0.003	-0.013	-0.186
309	402	-1.892	-0.918	-1.910	-0.940	0.018	0.021	-0.037	-0.424
402	310	-1.910	-0.917	-1.911	-0.919	0.001	0.001	-0.036	-0.025
310	20015	-3.242	-1.733	-3.290	-1.791	0.048	0.058	-0.063	-0.669
310	3100	0.424	0.233	0.422	0.223	0.002	0.010	0.008	0.528
3100	31000	-0.897	-0.527	-0.897	-0.527	0.000	0.000	-0.058	-0.000
310	31000	0.900	0.550	0.897	0.527	0.003	0.023	0.018	0.527
100	201	25.161	16.858	24.872	16.511	0.287	0.345	0.151	1.650
201	1	24.872	16.778	24.820	16.702	0.052	0.076	0.152	0.327
1	202	21.958	14.928	21.916	14.868	0.041	0.060	0.135	0.291
202	2	21.916	15.193	21.618	14.834	0.297	0.358	0.136	1.914
2	203	18.343	13.462	18.139	13.217	0.203	0.245	0.118	1.520
203	4	13.328	10.682	13.187	10.512	0.141	0.169	0.090	1.397
4	204	10.113	9.120	10.082	9.082	0.031	0.037	0.072	0.384
204	6	5.895	6.898	5.871	6.869	0.024	0.029	0.048	0.451
305	20015	-4.400	-3.511	-4.482	-3.630	0.082	0.118	-0.097	-0.846
10015	20015	13.432	10.051	13.366	8.736	0.066	1.310	0.090	5.884
15	10015	9.464	7.481	9.433	6.449	0.031	1.028	0.061	6.324
15	14	-8.095	-6.466	-8.102	-6.483	0.007	0.016	-0.053	-0.177
14	209	-9.142	-6.587	-9.218	-6.755	0.076	0.168	-0.057	-1.619
209	300	-18.567	-11.005	-18.611	-11.104	0.044	0.099	-0.108	-0.474
6	1006	7.563	4.143	7.545	3.558	0.017	0.582	0.046	3.806
1006	2006	5.715	2.519	5.706	2.325	0.010	0.193	0.035	1.672
2006	301	4.359	1.634	4.212	1.457	0.146	0.176	0.078	1.555
302	303	0.572	-0.727	0.567	-0.733	0.005	0.006	0.017	-0.017

10010	30010	12.386	7.364	12.372	7.006	0.014	0.357	0.074	1.606
10	11	9.011	4.407	9.000	4.382	0.011	0.024	0.051	0.234
11	100011	3.769	2.234	3.758	2.029	0.011	0.205	0.022	3.026
11	12	5.216	2.541	5.208	2.523	0.008	0.018	0.029	0.302
12	100012	5.188	2.740	5.177	2.508	0.012	0.231	0.030	2.344
307	3070	2.345	1.280	2.329	1.129	0.017	0.151	0.047	1.308
9	1009	2.451	1.693	2.445	1.533	0.006	0.160	0.015	3.668
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	2.445	1.533	2.438	1.439	0.006	0.093	0.015	2.212
8	10008	3.164	1.757	3.148	1.519	0.016	0.237	0.019	4.026
7	10007	2.751	1.674	2.738	1.479	0.013	0.194	0.017	3.867
10014	30014	7.314	3.948	7.305	3.948	0.009	0.000	0.043	0.099
306	3060	2.143	1.341	2.129	1.209	0.015	0.132	0.044	1.289
10016	20016	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	311	1.035	0.589	1.032	0.586	0.003	0.003	0.020	0.121
311	3110	1.029	0.611	1.019	0.550	0.010	0.061	0.020	1.318
701	7010	14.742	11.261	14.611	8.665	0.131	2.586	0.100	9.916
704	7040	-12.192	1.819	-12.292	-0.000	0.100	1.811	-0.066	1.258
703	7030	2.429	1.541	2.398	1.179	0.030	0.360	0.015	8.388
702	7020	2.777	1.713	2.738	1.249	0.039	0.462	0.017	9.358
204	5	4.187	2.465	4.186	2.464	0.001	0.001	0.026	0.040
5	10005	4.173	2.405	4.157	2.129	0.015	0.275	0.026	3.483
4	10004	3.063	1.699	3.048	1.469	0.015	0.229	0.019	3.974
2	10002	3.264	1.817	3.248	1.569	0.016	0.247	0.019	4.100
1	10001	2.851	1.804	2.838	1.609	0.013	0.194	0.017	3.901

ДОДАТОК В2
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 116.478 МВт / 1025.563 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.540 МВт / 977.090 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.572 МВт / 35.413 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.572 МВт / 35.413 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.426 МВт / 3.728 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.941 МВт / 9.331 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.367 МВт / 13.059 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.938 МВт / 48.472 млн.кВт*г (4.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-47.709	-31.584	110.000	0.00
201		0.000	0.000	108.202	-0.25
1		0.000	0.000	107.846	-0.32
202		0.000	0.000	107.527	-0.38
2		0.000	0.000	105.443	-0.67
203		0.000	0.000	103.785	-0.87
3		0.000	0.000	103.773	-0.87
4		0.000	0.000	102.251	-1.02
204		0.000	0.000	101.827	-1.04
5		0.000	0.000	101.785	-1.05
6		0.000	0.000	101.321	-1.04
7		0.000	0.000	102.200	-0.97
8		0.000	0.000	104.132	-0.84
205		0.000	0.000	105.159	-0.74
9		0.000	0.000	105.744	-0.64
206		0.000	0.000	108.037	-0.37
207		0.000	0.000	109.728	-0.06
300		-56.427	-40.137	110.000	0.00
208		0.000	0.000	109.491	-0.18
10		0.000	0.000	108.522	-0.54
11		0.000	0.000	108.275	-0.65
12		0.000	0.000	107.957	-0.79
13		0.000	0.000	109.491	-0.18
209		0.000	0.000	109.492	-0.18
14		0.000	0.000	107.734	-0.68
15		0.000	0.000	107.540	-0.73
211		0.000	0.000	109.948	-0.02
200		0.000	0.000	109.325	-0.25
210		0.000	0.000	109.081	-0.32
16		0.000	0.000	108.163	-0.56
301		0.000	0.000	30.483	-8.51

302	0.000	0.000	29.818	-9.40
303	0.000	0.000	29.881	-9.93
401	0.000	0.000	30.344	-10.02
304	0.000	0.000	30.549	-10.02
305	0.000	0.000	30.981	-9.82
306	0.000	0.000	30.977	-10.06
307	0.000	0.000	30.536	-10.43
308	0.000	0.000	30.530	-10.40
309	0.000	0.000	30.721	-10.23
310	0.000	0.000	31.184	-9.85
311	0.000	0.000	31.750	-9.44
312	0.000	0.000	31.644	-7.02
10001	2.840	1.610	9.935	-3.40
10002	3.250	1.570	9.693	-4.39
10003	4.770	2.580	9.533	-4.36
1003	0.000	0.000	101.173	-3.06
2003	0.000	0.000	33.871	-3.06
3003	0.000	0.000	9.533	-4.36
10004	3.050	1.470	9.401	-4.73
10005	4.160	2.130	9.401	-4.27
1006	0.000	0.000	97.412	-4.99
2006	0.000	0.000	32.083	-6.84
3006	1.830	1.040	9.312	-4.97
10007	2.740	1.480	9.402	-4.30
10008	3.150	1.520	9.575	-4.54
1009	0.000	0.000	101.984	-3.51
2009	0.000	0.000	34.143	-3.51
3009	2.440	1.440	9.549	-5.24
10010	0.000	0.000	105.923	-2.66
20010	0.000	0.000	25.328	-2.66
30010	12.380	7.010	9.981	-4.01
100011	3.760	2.030	10.064	-3.20
100012	5.180	2.510	10.100	-2.99
10013	0.000	0.000	106.031	-3.05
20013	0.000	0.000	35.498	-3.05
30013	6.500	3.680	10.126	-3.00
10014	0.000	0.000	105.481	-2.70
20014	0.000	0.000	25.223	-2.70
30014	7.310	3.950	10.079	-2.67
10015	0.000	0.000	100.932	-5.19
20015	0.000	0.000	31.876	-9.35
30015	5.680	2.750	9.664	-5.24
100150	0.000	0.000	103.488	-3.47
200150	0.000	0.000	34.646	-3.47
300150	0.000	0.000	9.665	-5.25
10016	0.000	0.000	107.104	-1.42
20016	0.000	0.000	35.857	-1.42
30016	4.360	2.480	10.184	-1.92
100160	0.000	0.000	106.556	-1.95
200160	0.000	0.000	35.673	-1.95
300160	0.000	0.000	10.184	-1.92
3010	1.120	0.630	9.306	-10.59
3020	2.440	1.320	8.949	-12.95
3030	1.620	0.780	9.022	-13.13
3040	2.030	1.040	9.280	-12.81
3050	1.220	0.660	9.451	-12.03

3060		2.130	1.210	5.368	-12.90
3070		2.330	1.130	9.240	-13.67
3080		0.610	0.370	9.345	-12.13
3090		1.220	0.590	9.390	-12.49
3100		1.320	0.750	9.650	-11.00
3110		1.020	0.550	9.602	-12.18
3120		1.320	0.680	9.653	-9.31
402		0.000	0.000	31.158	-9.88
31000		0.000	0.000	9.651	-11.00
701		0.000	0.000	101.002	-1.01
704		0.000	0.000	101.479	-0.78
703		0.000	0.000	101.661	-0.90
702		0.000	0.000	101.818	-0.94
7010		14.620	8.670	8.717	-8.69
7020		2.740	1.250	9.267	-9.10
7030		2.400	1.180	9.337	-7.98
7040		-12.300	0.000	9.660	8.82

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп,МВт	Qп,МВАр	Pк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	10003	2.973	1.823	2.956	1.574	0.016	0.248	0.019	4.385
10003	3003	-1.811	-1.005	-1.811	-1.005	0.000	0.000	-0.125	-0.000
1003	3003	1.814	1.062	1.811	1.005	0.004	0.056	0.012	1.651
3	1003	1.818	1.159	1.814	1.062	0.004	0.097	0.012	2.732
20015	306	4.579	2.904	4.484	2.767	0.094	0.136	0.098	0.951
306	307	2.333	1.404	2.309	1.369	0.024	0.035	0.051	0.470
307	308	-0.044	0.069	-0.044	0.069	0.000	0.000	-0.002	0.003
308	309	-0.660	-0.304	-0.663	-0.308	0.003	0.004	-0.014	-0.204
309	402	-1.895	-0.942	-1.916	-0.967	0.021	0.025	-0.040	-0.463
402	310	-1.916	-0.948	-1.917	-0.949	0.001	0.002	-0.040	-0.028
310	20015	-3.248	-1.764	-3.305	-1.832	0.056	0.068	-0.068	-0.728
310	3100	0.424	0.235	0.422	0.223	0.002	0.012	0.009	0.581
3100	31000	-0.897	-0.527	-0.897	-0.527	0.000	0.000	-0.062	-0.000
310	31000	0.900	0.553	0.897	0.527	0.003	0.026	0.020	0.580
100	201	25.451	18.064	25.114	17.657	0.336	0.404	0.164	1.799
201	1	25.114	17.898	25.052	17.809	0.061	0.089	0.164	0.357
1	202	22.190	16.010	22.141	15.939	0.049	0.070	0.146	0.319
202	2	22.141	16.232	21.791	15.810	0.349	0.420	0.147	2.089
2	203	18.515	14.362	18.274	14.072	0.240	0.289	0.128	1.663
203	4	13.462	11.448	13.293	11.244	0.169	0.203	0.098	1.538
4	204	10.218	9.787	10.181	9.741	0.038	0.045	0.080	0.425
204	6	5.993	7.494	5.962	7.458	0.030	0.037	0.054	0.506
305	20015	-4.426	-3.587	-4.524	-3.728	0.097	0.140	-0.106	-0.925
10015	20015	13.522	10.528	13.444	8.978	0.078	1.543	0.098	6.572
15	10015	9.509	7.887	9.473	6.687	0.036	1.196	0.066	7.012
15	14	-8.172	-6.945	-8.181	-6.965	0.009	0.020	-0.057	-0.196
14	209	-9.159	-6.951	-9.247	-7.145	0.087	0.193	-0.062	-1.764
209	300	-18.587	-11.405	-18.637	-11.517	0.050	0.111	-0.115	-0.509
6	1006	7.598	4.384	7.578	3.702	0.020	0.679	0.050	4.261
1006	2006	5.748	2.663	5.736	2.436	0.011	0.226	0.037	1.893
2006	301	4.387	1.723	4.214	1.515	0.172	0.207	0.085	1.707
302	303	0.562	-0.730	0.556	-0.737	0.006	0.007	0.018	-0.016

10010	30010	12.388	7.405	12.372	7.006	0.015	0.398	0.079	1.712
10	11	9.012	4.519	9.000	4.492	0.012	0.027	0.054	0.250
11	100011	3.770	2.258	3.758	2.029	0.013	0.228	0.023	3.217
11	12	5.216	2.590	5.207	2.570	0.009	0.020	0.031	0.321
12	100012	5.190	2.766	5.177	2.508	0.013	0.257	0.031	2.492
307	3070	2.348	1.307	2.329	1.129	0.020	0.177	0.051	1.462
9	1009	2.452	1.726	2.445	1.545	0.007	0.181	0.016	3.944
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	2.445	1.545	2.438	1.439	0.007	0.105	0.016	2.377
8	10008	3.166	1.788	3.148	1.519	0.018	0.268	0.020	4.327
7	10007	2.753	1.700	2.738	1.479	0.015	0.220	0.018	4.160
10014	30014	7.315	3.948	7.305	3.948	0.009	0.000	0.045	0.104
306	3060	2.146	1.364	2.129	1.209	0.017	0.154	0.047	1.430
10016	20016	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	311	1.036	0.603	1.033	0.599	0.003	0.004	0.022	0.132
311	3110	1.031	0.621	1.019	0.550	0.011	0.071	0.022	1.454
701	7010	14.763	11.682	14.611	8.665	0.152	3.005	0.107	10.899
704	7040	-12.179	2.058	-12.292	-0.000	0.113	2.050	-0.070	1.669
703	7030	2.433	1.596	2.398	1.179	0.035	0.415	0.016	9.183
702	7020	2.783	1.786	2.738	1.249	0.045	0.534	0.019	10.298
204	5	4.188	2.496	4.187	2.495	0.001	0.002	0.028	0.042
5	10005	4.175	2.442	4.157	2.129	0.017	0.312	0.027	3.750
4	10004	3.065	1.730	3.048	1.469	0.017	0.260	0.020	4.285
2	10002	3.267	1.848	3.248	1.569	0.019	0.278	0.021	4.397
1	10001	2.853	1.827	2.838	1.609	0.014	0.217	0.018	4.155

ДОДАТОК ВЗ
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО
НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.420 МВт / 1014.955 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.540 МВт / 977.090 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.632 МВт / 26.098 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.632 МВт / 26.098 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.528 МВт / 4.626 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.720 МВт / 7.141 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.248 МВт / 11.767 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.880 МВт / 37.865 млн.кВт*г (3.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-46.996	-27.749	121.000	0.00
201		0.000	0.000	119.477	-0.24
1		0.000	0.000	119.175	-0.30
202		0.000	0.000	118.908	-0.35
2		0.000	0.000	117.146	-0.61
203		0.000	0.000	115.749	-0.80
3		0.000	0.000	115.739	-0.80
4		0.000	0.000	114.472	-0.95
204		0.000	0.000	114.122	-0.98
5		0.000	0.000	114.085	-0.99
6		0.000	0.000	113.715	-0.99
7		0.000	0.000	114.472	-0.92
8		0.000	0.000	116.093	-0.79
205		0.000	0.000	116.957	-0.68
9		0.000	0.000	117.444	-0.60
206		0.000	0.000	119.373	-0.34
207		0.000	0.000	120.777	-0.06
300		-56.076	-36.242	121.000	0.00
208		0.000	0.000	120.556	-0.15
10		0.000	0.000	119.695	-0.45
11		0.000	0.000	119.477	-0.54
12		0.000	0.000	119.194	-0.66
13		0.000	0.000	120.556	-0.15
209		0.000	0.000	120.556	-0.15
14		0.000	0.000	119.064	-0.58
15		0.000	0.000	118.903	-0.62
211		0.000	0.000	120.956	-0.02
200		0.000	0.000	120.430	-0.21
210		0.000	0.000	120.221	-0.27
16		0.000	0.000	119.426	-0.48
301		0.000	0.000	35.220	-6.79

302	0.000	0.000	34.657	-7.47
303	0.000	0.000	34.706	-7.86
401	0.000	0.000	35.093	-7.93
304	0.000	0.000	35.264	-7.93
305	0.000	0.000	35.629	-7.77
306	0.000	0.000	35.620	-7.96
307	0.000	0.000	35.244	-8.25
308	0.000	0.000	35.238	-8.22
309	0.000	0.000	35.399	-8.09
310	0.000	0.000	35.793	-7.79
311	0.000	0.000	36.279	-7.47
312	0.000	0.000	36.194	-5.63
10001	2.840	1.610	11.060	-2.80
10002	3.250	1.570	10.858	-3.60
10003	4.770	2.580	10.724	-3.58
1003	0.000	0.000	113.457	-2.55
2003	0.000	0.000	37.984	-2.55
3003	0.000	0.000	10.724	-3.58
10004	3.050	1.470	10.617	-3.89
10005	4.160	2.130	10.619	-3.53
1006	0.000	0.000	110.527	-4.07
2006	0.000	0.000	36.575	-5.49
3006	1.830	1.040	10.567	-4.05
10007	2.740	1.480	10.622	-3.55
10008	3.150	1.520	10.765	-3.73
1009	0.000	0.000	114.152	-2.90
2009	0.000	0.000	38.216	-2.90
3009	2.440	1.440	10.736	-4.27
10010	0.000	0.000	117.385	-2.18
20010	0.000	0.000	28.069	-2.18
30010	12.380	7.010	11.093	-3.28
100011	3.760	2.030	11.166	-2.62
100012	5.180	2.510	11.198	-2.46
10013	0.000	0.000	117.455	-2.51
20013	0.000	0.000	39.322	-2.51
30013	6.500	3.680	11.220	-2.47
10014	0.000	0.000	117.044	-2.23
20014	0.000	0.000	27.988	-2.23
30014	7.310	3.950	11.186	-2.20
10015	0.000	0.000	113.424	-4.19
20015	0.000	0.000	36.387	-7.41
30015	5.680	2.750	10.858	-4.23
100150	0.000	0.000	115.557	-2.82
200150	0.000	0.000	38.687	-2.82
300150	0.000	0.000	10.859	-4.23
10016	0.000	0.000	118.475	-1.19
20016	0.000	0.000	39.663	-1.19
30016	4.360	2.480	11.277	-1.59
100160	0.000	0.000	117.980	-1.61
200160	0.000	0.000	39.498	-1.61
300160	0.000	0.000	11.278	-1.59
3010	1.120	0.630	10.835	-8.34
3020	2.440	1.320	10.538	-10.07
3030	1.620	0.780	10.597	-10.22
3040	2.030	1.040	10.809	-10.00
3050	1.220	0.660	10.952	-9.43

3060	2.130	1.210	6.234	-10.09
3070	2.330	1.130	10.774	-10.65
3080	0.610	0.370	10.860	-9.51
3090	1.220	0.590	10.899	-9.78
3100	1.320	0.750	11.119	-8.66
3110	1.020	0.550	11.078	-9.55
3120	1.320	0.680	11.123	-7.37
402	0.000	0.000	35.771	-7.81
31000	0.000	0.000	11.119	-8.66
701	0.000	0.000	113.454	-0.97
704	0.000	0.000	113.884	-0.79
703	0.000	0.000	114.028	-0.88
702	0.000	0.000	114.157	-0.91
7010	14.620	8.670	10.050	-6.90
7020	2.740	1.250	10.639	-7.24
7030	2.400	1.180	10.694	-6.38
7040	-12.300	0.000	10.877	6.79

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп,МВт	Qп,МВАр	Pк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	10003	2.970	1.770	2.956	1.574	0.013	0.196	0.017	3.826
10003	3003	-1.811	-1.005	-1.811	-1.005	0.000	0.000	-0.111	-0.000
1003	3003	1.814	1.050	1.811	1.005	0.003	0.045	0.011	1.442
3	1003	1.816	1.127	1.814	1.050	0.003	0.077	0.011	2.382
20015	306	4.544	2.772	4.474	2.670	0.070	0.101	0.084	0.807
306	307	2.326	1.348	2.308	1.322	0.018	0.026	0.043	0.397
307	308	-0.041	0.071	-0.041	0.071	0.000	0.000	-0.001	0.004
308	309	-0.657	-0.286	-0.659	-0.289	0.002	0.003	-0.012	-0.171
309	402	-1.890	-0.899	-1.905	-0.918	0.015	0.019	-0.034	-0.392
402	310	-1.905	-0.892	-1.906	-0.893	0.001	0.001	-0.034	-0.023
310	20015	-3.238	-1.707	-3.280	-1.758	0.042	0.050	-0.059	-0.621
310	3100	0.424	0.232	0.422	0.223	0.001	0.009	0.008	0.485
3100	31000	-0.897	-0.527	-0.897	-0.527	0.000	0.000	-0.054	-0.000
310	31000	0.899	0.547	0.897	0.527	0.002	0.020	0.017	0.485
100	201	24.935	15.832	24.685	15.532	0.249	0.299	0.141	1.524
201	1	24.685	15.825	24.639	15.759	0.045	0.066	0.141	0.302
1	202	21.778	14.008	21.742	13.956	0.036	0.052	0.125	0.268
202	2	21.742	14.314	21.484	14.004	0.257	0.309	0.126	1.767
2	203	18.210	12.706	18.034	12.495	0.175	0.210	0.109	1.401
203	4	13.223	10.043	13.103	9.898	0.120	0.144	0.083	1.282
4	204	10.030	8.567	10.004	8.535	0.026	0.031	0.066	0.351
204	6	5.817	6.407	5.797	6.383	0.020	0.024	0.044	0.407
305	20015	-4.381	-3.449	-4.452	-3.552	0.070	0.102	-0.090	-0.782
10015	20015	13.366	9.680	13.309	8.542	0.057	1.134	0.084	5.340
15	10015	9.431	7.166	9.404	6.263	0.027	0.899	0.057	5.774
15	14	-8.037	-6.097	-8.043	-6.111	0.006	0.014	-0.049	-0.162
14	209	-9.133	-6.286	-9.199	-6.434	0.066	0.147	-0.054	-1.498
209	300	-18.553	-10.651	-18.593	-10.740	0.040	0.088	-0.102	-0.444
6	1006	7.536	3.959	7.521	3.449	0.015	0.508	0.043	3.449
1006	2006	5.691	2.410	5.683	2.241	0.008	0.167	0.032	1.501
2006	301	4.339	1.568	4.211	1.415	0.127	0.153	0.073	1.434
302	303	0.580	-0.721	0.575	-0.726	0.004	0.005	0.015	-0.017

304	305	-3.125	-2.709	-3.150	-2.745	0.025	0.036	-0.068	-0.374
209	13	9.354	5.296	9.354	5.296	0.000	0.000	0.051	0.000
13	208	2.805	1.049	2.805	1.049	0.000	0.000	0.014	0.000
208	300	-18.739	-10.753	-18.779	-10.843	0.040	0.089	-0.103	-0.445
16	10016	1.250	0.760	1.249	0.739	0.001	0.021	0.007	0.973
10016	30016	1.249	0.739	1.248	0.726	0.001	0.012	0.007	0.589
30016	300160	-3.109	-1.752	-3.109	-1.752	0.000	0.000	-0.182	-0.000
100160	300160	3.111	1.752	3.109	1.752	0.002	0.000	0.017	0.070
16	100160	3.114	1.835	3.111	1.752	0.002	0.083	0.017	1.489
301	302	3.081	0.784	3.041	0.735	0.040	0.048	0.052	0.611
303	401	-1.061	-1.567	-1.074	-1.584	0.013	0.016	-0.031	-0.378
401	304	-1.074	-1.548	-1.080	-1.556	0.005	0.008	-0.031	-0.169
14	16	-6.284	-3.054	-6.298	-3.075	0.014	0.020	-0.034	-0.365
16	210	-10.715	-5.347	-10.767	-5.422	0.051	0.074	-0.058	-0.797
210	200	-10.767	-4.952	-10.780	-4.971	0.014	0.020	-0.057	-0.210
200	211	-10.780	-4.557	-10.812	-4.614	0.031	0.057	-0.056	-0.527
211	100	-10.812	-4.272	-10.814	-4.277	0.003	0.005	-0.055	-0.044
15	100	-11.133	-7.388	-11.247	-7.641	0.114	0.252	-0.065	-2.104
15	100150	9.676	7.080	9.661	6.515	0.015	0.563	0.058	3.478
100150	300150	9.661	6.515	9.646	6.165	0.015	0.348	0.058	2.199
300150	30015	9.646	6.165	9.645	6.165	0.000	0.000	0.608	0.001
10015	30015	-3.962	-3.417	-3.968	-3.417	0.006	0.000	-0.027	-0.089
6	7	-5.714	-4.881	-5.747	-4.920	0.032	0.039	-0.038	-0.759
7	8	-12.391	-12.613	-12.535	-12.822	0.144	0.208	-0.089	-1.625
8	205	-15.708	-14.032	-15.800	-14.164	0.091	0.132	-0.105	-0.866
205	9	-15.800	-13.851	-15.845	-13.933	0.045	0.082	-0.104	-0.490
9	206	-18.309	-15.168	-18.539	-15.502	0.229	0.332	-0.117	-1.933
206	207	-18.539	-14.762	-18.684	-15.027	0.144	0.264	-0.114	-1.406
207	300	-18.684	-14.614	-18.704	-14.659	0.020	0.045	-0.113	-0.223
7	702	3.883	6.926	3.871	6.908	0.012	0.018	0.040	0.315
702	703	1.093	5.485	1.089	5.479	0.004	0.006	0.028	0.127
703	704	-1.342	4.267	-1.347	4.260	0.005	0.008	-0.023	0.142
704	701	10.840	2.969	10.809	2.923	0.031	0.046	0.057	0.436
701	6	-3.936	-7.798	-3.948	-7.815	0.011	0.017	-0.044	-0.260
10014	20014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	4.811	3.036	4.811	3.036	0.000	0.000	0.028	0.010
100160	200160	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10014	7.321	4.228	7.313	3.948	0.008	0.279	0.041	2.102
309	3090	1.226	0.638	1.219	0.590	0.007	0.048	0.023	0.871
13	10013	6.518	4.046	6.507	3.678	0.011	0.367	0.037	3.213
10013	20013	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	30013	6.507	3.678	6.496	3.678	0.011	0.000	0.037	0.147
100150	200150	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.613	0.391	0.610	0.370	0.003	0.021	0.012	0.794
208	10	21.543	12.213	21.453	12.013	0.090	0.199	0.118	0.863
10	10010	12.397	7.851	12.385	7.329	0.012	0.520	0.071	2.392
305	3050	1.227	0.710	1.219	0.660	0.007	0.050	0.023	0.922
304	3040	2.040	1.140	2.029	1.039	0.011	0.101	0.038	1.055
303	3030	1.632	0.870	1.619	0.780	0.013	0.090	0.031	1.195
302	3020	2.456	1.476	2.438	1.319	0.017	0.156	0.048	1.349
301	3010	1.126	0.674	1.119	0.630	0.006	0.044	0.021	0.862
2006	312	1.344	0.747	1.332	0.735	0.012	0.011	0.024	0.387
312	3120	1.327	0.736	1.319	0.680	0.008	0.056	0.024	0.918
1006	3006	1.830	1.039	1.829	1.039	0.001	0.000	0.011	0.043
10010	20010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

10010	30010	12.385	7.329	12.372	7.006	0.012	0.322	0.071	1.513
10	11	9.010	4.299	9.000	4.277	0.010	0.022	0.048	0.220
11	100011	3.768	2.215	3.758	2.029	0.010	0.185	0.021	2.858
11	12	5.216	2.495	5.208	2.479	0.007	0.016	0.028	0.285
12	100012	5.187	2.718	5.177	2.508	0.011	0.209	0.028	2.214
307	3070	2.343	1.260	2.329	1.129	0.015	0.130	0.044	1.188
9	1009	2.449	1.666	2.444	1.523	0.005	0.143	0.015	3.432
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	2.444	1.523	2.438	1.439	0.005	0.083	0.015	2.071
8	10008	3.162	1.732	3.148	1.519	0.014	0.212	0.018	3.769
7	10007	2.750	1.652	2.738	1.479	0.011	0.173	0.016	3.617
10014	30014	7.313	3.948	7.305	3.948	0.008	0.000	0.041	0.094
306	3060	2.141	1.324	2.129	1.209	0.013	0.114	0.041	1.177
10016	20016	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	311	1.033	0.578	1.031	0.575	0.002	0.003	0.019	0.113
311	3110	1.028	0.603	1.019	0.550	0.008	0.054	0.019	1.210
701	7010	14.726	10.934	14.611	8.665	0.114	2.260	0.093	9.123
704	7040	-12.203	1.624	-12.292	-0.000	0.089	1.617	-0.062	0.952
703	7030	2.425	1.497	2.398	1.179	0.027	0.316	0.014	7.739
702	7020	2.772	1.656	2.738	1.249	0.034	0.405	0.016	8.598
204	5	4.187	2.442	4.186	2.440	0.001	0.001	0.024	0.037
5	10005	4.171	2.375	4.157	2.129	0.014	0.245	0.024	3.257
4	10004	3.062	1.674	3.048	1.469	0.014	0.204	0.018	3.712
2	10002	3.263	1.792	3.248	1.569	0.015	0.222	0.018	3.845
1	10001	2.850	1.785	2.838	1.609	0.012	0.175	0.016	3.680

ДОДАТОК В4
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА
СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.422 МВт / 1138.678 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.660 МВт / 1092.022 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.331 МВт / 33.031 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.331 МВт / 33.031 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.483 МВт / 4.232 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.947 МВт / 9.393 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.431 МВт / 13.626 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.762 МВт / 46.657 млн.кВт*г (4.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	φ _{аза} , град
100		-56.871	-38.233	115.500	0.00
201		0.000	0.000	114.057	-0.27
1		0.000	0.000	113.773	-0.34
202		0.000	0.000	113.527	-0.40
2		0.000	0.000	111.897	-0.70
203		0.000	0.000	110.649	-0.92
3		0.000	0.000	110.637	-0.92
4		0.000	0.000	109.600	-1.10
204		0.000	0.000	109.475	-1.16
5		0.000	0.000	109.434	-1.17
6		0.000	0.000	109.485	-1.21
7		0.000	0.000	110.484	-1.14
8		0.000	0.000	111.633	-0.94
205		0.000	0.000	112.296	-0.81
9		0.000	0.000	112.664	-0.71
206		0.000	0.000	114.217	-0.38
207		0.000	0.000	115.327	-0.06
300		-60.999	-40.048	115.500	0.00
208		0.000	0.000	114.890	-0.19
10		0.000	0.000	113.916	-0.54
11		0.000	0.000	113.667	-0.64
12		0.000	0.000	113.347	-0.77
13		0.000	0.000	114.889	-0.19
209		0.000	0.000	114.890	-0.19
14		0.000	0.000	111.923	-0.84
15		0.000	0.000	111.489	-0.93
211		0.000	0.000	115.419	-0.02
200		0.000	0.000	114.456	-0.31
210		0.000	0.000	114.086	-0.39
16		0.000	0.000	112.708	-0.68
301		0.000	0.000	32.758	-8.33

302	0.000	0.000	31.942	-9.15
303	0.000	0.000	31.813	-9.64
401	0.000	0.000	32.122	-9.72
304	0.000	0.000	32.259	-9.73
305	0.000	0.000	32.622	-9.55
306	0.000	0.000	32.505	-9.80
307	0.000	0.000	32.062	-10.16
308	0.000	0.000	32.055	-10.13
309	0.000	0.000	32.247	-9.96
310	0.000	0.000	32.711	-9.59
311	0.000	0.000	33.282	-9.19
312	0.000	0.000	34.158	-6.97
10001	3.000	1.710	10.501	-3.26
10002	3.440	1.670	10.312	-4.19
10003	5.060	2.730	10.194	-4.17
1003	0.000	0.000	108.075	-2.96
2003	0.000	0.000	36.182	-2.96
3003	0.000	0.000	10.195	-4.17
10004	3.230	1.560	10.110	-4.51
10005	4.410	2.260	10.140	-4.11
1006	0.000	0.000	105.157	-5.00
2006	0.000	0.000	34.588	-6.80
3006	1.940	1.100	10.053	-4.98
10007	2.910	1.570	10.204	-4.15
10008	3.340	1.610	10.300	-4.34
1009	0.000	0.000	108.953	-3.37
2009	0.000	0.000	36.476	-3.37
3009	2.580	1.530	10.217	-4.97
10010	0.000	0.000	111.299	-2.57
20010	0.000	0.000	26.614	-2.57
30010	13.130	7.440	10.494	-3.86
100011	3.980	2.150	10.578	-3.08
100012	5.490	2.660	10.614	-2.89
10013	0.000	0.000	111.396	-2.95
20013	0.000	0.000	37.294	-2.95
30013	6.890	3.910	10.639	-2.90
10014	0.000	0.000	109.624	-2.82
20014	0.000	0.000	26.213	-2.82
30014	7.750	4.190	10.475	-2.79
10015	0.000	0.000	105.173	-5.20
20015	0.000	0.000	33.409	-9.11
30015	6.030	2.920	10.070	-5.25
100150	0.000	0.000	107.618	-3.55
200150	0.000	0.000	36.029	-3.55
300150	0.000	0.000	10.071	-5.25
10016	0.000	0.000	111.631	-1.52
20016	0.000	0.000	37.372	-1.52
30016	4.630	2.630	10.616	-2.01
100160	0.000	0.000	111.074	-2.03
200160	0.000	0.000	37.186	-2.03
300160	0.000	0.000	10.616	-2.01
3010	1.180	0.670	10.025	-10.22
3020	2.580	1.400	9.624	-12.41
3030	1.720	0.830	9.632	-12.63
3040	2.150	1.100	9.818	-12.38
3050	1.290	0.700	9.965	-11.65

3060		2.260	1.280	5.642	-12.53
3070		2.470	1.190	9.719	-13.26
3080		0.650	0.390	9.823	-11.80
3090		1.290	0.620	9.870	-12.12
3100		1.400	0.800	10.128	-10.70
3110		1.080	0.580	10.082	-11.83
3120		1.400	0.720	10.450	-9.05
402		0.000	0.000	32.686	-9.62
31000		0.000	0.000	10.128	-10.70
701		0.000	0.000	109.434	-1.08
702		0.000	0.000	110.558	-0.98
703		0.000	0.000	110.181	-0.99
704		0.000	0.000	109.926	-0.95
7010		16.570	9.830	9.079	-8.46
7020		3.960	2.050	9.791	-5.13
7030		6.850	3.310	9.246	-8.53
7040		-11.500	0.000	10.824	6.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	3.152	1.910	3.136	1.665	0.016	0.244	0.019	4.322
10003	3003	-1.921	-1.063	-1.921	-1.063	0.000	0.000	-0.124	-0.000
1003	3003	1.924	1.119	1.921	1.063	0.004	0.055	0.012	1.628
3	1003	1.928	1.215	1.924	1.119	0.004	0.095	0.012	2.692
20015	306	4.851	3.046	4.755	2.907	0.096	0.139	0.099	0.956
306	307	2.473	1.471	2.448	1.436	0.024	0.035	0.051	0.472
307	308	-0.045	0.074	-0.045	0.074	0.000	0.000	-0.002	0.003
308	309	-0.702	-0.317	-0.705	-0.321	0.003	0.004	-0.014	-0.205
309	402	-2.007	-0.983	-2.029	-1.009	0.021	0.025	-0.040	-0.465
402	310	-2.029	-0.987	-2.030	-0.989	0.001	0.002	-0.040	-0.028
310	20015	-3.441	-1.858	-3.499	-1.927	0.057	0.069	-0.069	-0.733
310	3100	0.450	0.250	0.448	0.238	0.002	0.012	0.009	0.586
3100	31000	-0.951	-0.562	-0.951	-0.562	0.000	0.000	-0.063	-0.000
310	31000	0.954	0.589	0.951	0.562	0.003	0.027	0.020	0.586
100	201	23.532	13.506	23.301	13.228	0.230	0.277	0.135	1.444
201	1	23.301	13.496	23.259	13.435	0.042	0.061	0.136	0.285
1	202	20.235	11.538	20.204	11.492	0.032	0.046	0.118	0.246
202	2	20.204	11.819	19.975	11.543	0.228	0.274	0.119	1.636
2	203	16.508	10.048	16.362	9.872	0.145	0.175	0.100	1.254
203	4	11.259	7.154	11.174	7.052	0.085	0.102	0.069	1.055
4	204	5.930	0.845	5.924	0.838	0.006	0.007	0.031	0.127
204	6	1.485	-1.498	1.484	-1.499	0.001	0.002	0.011	-0.008
305	20015	-4.236	-3.223	-4.312	-3.334	0.076	0.110	-0.094	-0.817
10015	20015	13.831	10.284	13.758	8.841	0.073	1.438	0.094	6.208
15	10015	9.838	7.805	9.804	6.650	0.034	1.150	0.065	6.734
15	14	-17.526	-16.631	-17.568	-16.724	0.042	0.092	-0.125	-0.436
14	209	-14.383	-12.949	-14.612	-13.459	0.229	0.508	-0.100	-2.978
209	300	-22.107	-14.958	-22.175	-15.110	0.068	0.151	-0.134	-0.611
6	1006	8.506	5.230	8.484	4.473	0.022	0.754	0.053	4.703
1006	2006	6.544	3.374	6.530	3.110	0.013	0.262	0.040	2.170
2006	301	5.102	2.371	4.890	2.116	0.211	0.254	0.094	1.932
302	303	1.019	-0.254	1.013	-0.262	0.006	0.008	0.019	0.172

304	305	-2.908	-2.424	-2.933	-2.460	0.025	0.036	-0.068	-0.375
209	13	7.494	2.479	7.494	2.479	0.000	0.000	0.040	0.000
13	208	0.553	-2.072	0.553	-2.072	0.000	0.000	0.011	-0.000
208	300	-22.301	-15.066	-22.370	-15.219	0.069	0.152	-0.135	-0.611
16	10016	1.328	0.813	1.327	0.786	0.001	0.027	0.008	1.108
10016	30016	1.327	0.786	1.326	0.770	0.001	0.016	0.008	0.670
30016	300160	-3.301	-1.858	-3.302	-1.858	0.000	0.000	-0.206	-0.000
100160	300160	3.305	1.858	3.302	1.858	0.003	0.000	0.020	0.079
16	100160	3.308	1.964	3.305	1.858	0.003	0.106	0.020	1.696
301	302	3.698	1.426	3.626	1.339	0.072	0.087	0.070	0.876
303	401	-0.727	-1.191	-0.736	-1.201	0.009	0.011	-0.025	-0.297
401	304	-0.736	-1.172	-0.739	-1.177	0.003	0.005	-0.025	-0.134
14	16	-10.997	-7.439	-11.054	-7.521	0.057	0.082	-0.068	-0.789
16	210	-15.737	-10.011	-15.877	-10.214	0.140	0.203	-0.095	-1.384
210	200	-15.877	-9.791	-15.915	-9.845	0.037	0.054	-0.094	-0.371
200	211	-15.915	-9.471	-16.001	-9.630	0.086	0.158	-0.093	-0.964
211	100	-16.001	-9.318	-16.009	-9.331	0.007	0.013	-0.092	-0.081
15	100	-16.966	-14.588	-17.330	-15.395	0.362	0.804	-0.116	-4.025
15	100150	10.101	7.723	10.081	7.000	0.019	0.720	0.066	4.063
100150	300150	10.081	7.000	10.062	6.552	0.019	0.446	0.066	2.566
300150	30015	10.062	6.552	10.061	6.552	0.000	0.000	0.687	0.001
10015	30015	-4.027	-3.634	-4.035	-3.634	0.007	0.000	-0.030	-0.095
15	702	14.498	16.528	14.392	16.376	0.105	0.152	0.114	0.933
702	703	10.399	14.116	10.365	14.067	0.034	0.049	0.091	0.377
703	704	3.426	9.626	3.412	9.606	0.014	0.020	0.053	0.254
704	701	14.807	8.212	14.758	8.142	0.048	0.069	0.089	0.496
701	4	-1.984	-4.823	-1.989	-4.830	0.005	0.007	-0.027	-0.165
6	7	-7.048	-6.373	-7.104	-6.441	0.056	0.067	-0.050	-1.001
7	8	-10.037	-7.553	-10.115	-7.667	0.078	0.113	-0.066	-1.156
8	205	-13.480	-9.054	-13.539	-9.139	0.059	0.085	-0.084	-0.667
205	9	-13.539	-8.851	-13.568	-8.903	0.029	0.052	-0.083	-0.370
9	206	-16.173	-10.317	-16.336	-10.553	0.162	0.235	-0.098	-1.560
206	207	-16.336	-9.875	-16.439	-10.063	0.102	0.187	-0.096	-1.112
207	300	-16.439	-9.686	-16.453	-9.718	0.014	0.032	-0.095	-0.174
10014	20014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	5.104	3.252	5.103	3.251	0.000	0.001	0.032	0.012
100160	200160	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10014	7.765	4.547	7.755	4.187	0.010	0.358	0.046	2.419
309	3090	1.299	0.686	1.289	0.620	0.010	0.066	0.026	1.055
13	10013	6.913	4.368	6.899	3.908	0.014	0.459	0.041	3.640
10013	20013	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	30013	6.899	3.908	6.886	3.908	0.014	0.000	0.041	0.163
100150	200150	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.654	0.419	0.650	0.390	0.005	0.029	0.014	0.960
208	10	22.854	13.367	22.741	13.115	0.113	0.251	0.133	0.979
10	10010	13.153	8.498	13.137	7.842	0.016	0.654	0.079	2.724
10010	20010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10010	30010	13.137	7.842	13.122	7.435	0.016	0.405	0.079	1.722
10	11	9.546	4.741	9.533	4.714	0.012	0.027	0.054	0.251
11	100011	3.990	2.381	3.977	2.149	0.013	0.231	0.024	3.232
11	12	5.528	2.725	5.519	2.704	0.009	0.020	0.031	0.323
701	7010	16.725	13.096	16.560	9.824	0.165	3.259	0.112	11.302
704	7040	-11.409	1.523	-11.493	-0.000	0.084	1.517	-0.060	0.887
703	7030	6.929	4.557	6.846	3.308	0.083	1.245	0.043	10.273
702	7020	3.984	2.443	3.958	2.049	0.026	0.392	0.024	5.532

305	3050	1.299	0.768	1.289	0.700	0.010	0.068	0.027	1.113
304	3040	2.164	1.236	2.149	1.099	0.015	0.137	0.045	1.282
303	3030	1.737	0.953	1.719	0.829	0.018	0.123	0.036	1.458
302	3020	2.602	1.610	2.578	1.399	0.023	0.210	0.055	1.627
301	3010	1.188	0.727	1.179	0.670	0.008	0.057	0.025	1.018
2006	312	1.429	0.805	1.413	0.791	0.015	0.014	0.027	0.438
312	3120	1.409	0.791	1.399	0.720	0.010	0.071	0.027	1.068
1006	3006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.047
12	100012	5.500	2.920	5.487	2.658	0.013	0.261	0.032	2.506
7	10007	2.922	1.781	2.908	1.569	0.014	0.211	0.018	4.053
307	3070	2.489	1.370	2.468	1.189	0.020	0.180	0.051	1.458
8	10008	3.355	1.870	3.338	1.609	0.017	0.260	0.020	4.240
10014	30014	7.755	4.187	7.745	4.187	0.010	0.000	0.046	0.106
306	3060	2.276	1.437	2.259	1.279	0.018	0.157	0.048	1.433
9	1009	2.592	1.810	2.585	1.632	0.007	0.177	0.016	3.890
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	2.585	1.632	2.578	1.529	0.007	0.103	0.016	2.344
10016	20016	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20015	311	1.097	0.632	1.093	0.628	0.003	0.004	0.022	0.132
311	3110	1.091	0.652	1.079	0.580	0.011	0.072	0.022	1.455
204	5	4.439	2.624	4.438	2.622	0.001	0.002	0.027	0.042
5	10005	4.424	2.562	4.407	2.259	0.017	0.302	0.027	3.673
4	10004	3.245	1.813	3.228	1.559	0.017	0.253	0.020	4.202
2	10002	3.456	1.946	3.438	1.669	0.018	0.276	0.020	4.369
1	10001	3.013	1.927	2.998	1.709	0.014	0.217	0.018	4.157

ДОДАТОК В5

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

1-й рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 110.270 МВт / 969.890 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 106.400 МВт / 932.064 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.661 МВт / 26.379 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.661 МВт / 26.379 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.467 МВт / 4.092 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.742 МВт / 7.355 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.209 МВт / 11.447 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.870 МВт / 37.826 млн.кВт*г (3.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-44.699	-28.930	115.500	0.00
201		0.000	0.000	113.963	-0.20
1		0.000	0.000	113.658	-0.25
202		0.000	0.000	113.388	-0.30
2		0.000	0.000	111.621	-0.51
203		0.000	0.000	110.233	-0.65
3		0.000	0.000	110.222	-0.65
4		0.000	0.000	108.990	-0.73
204		0.000	0.000	108.657	-0.73
5		0.000	0.000	108.618	-0.74
6		0.000	0.000	108.291	-0.69
7		0.000	0.000	109.583	-0.76
8		0.000	0.000	111.005	-0.67
205		0.000	0.000	111.785	-0.59
9		0.000	0.000	112.227	-0.52
206		0.000	0.000	114.000	-0.30
207		0.000	0.000	115.294	-0.05
300		-53.226	-35.456	115.500	0.00
208		0.000	0.000	115.026	-0.17
10		0.000	0.000	114.115	-0.49
11		0.000	0.000	113.883	-0.59
12		0.000	0.000	113.583	-0.72
13		0.000	0.000	115.027	-0.16
209		0.000	0.000	115.027	-0.16
14		0.000	0.000	113.425	-0.62
15		0.000	0.000	113.251	-0.67
211		0.000	0.000	115.453	-0.02
200		0.000	0.000	114.885	-0.23
210		0.000	0.000	114.661	-0.29
16		0.000	0.000	113.814	-0.52
301		0.000	0.000	33.081	-7.32

302	0.000	0.000	32.446	-8.12
303	0.000	0.000	32.466	-8.61
401	0.000	0.000	32.858	-8.72
304	0.000	0.000	33.032	-8.74
305	0.000	0.000	33.414	-8.58
306	0.000	0.000	33.388	-8.81
307	0.000	0.000	32.983	-9.14
308	0.000	0.000	32.977	-9.11
309	0.000	0.000	33.151	-8.96
310	0.000	0.000	33.575	-8.63
311	0.000	0.000	34.096	-8.27
312	0.000	0.000	34.183	-5.98
10001	2.840	1.610	10.513	-3.02
10002	3.250	1.570	10.309	-3.81
10003	4.770	2.580	10.176	-3.73
1003	0.000	0.000	107.805	-2.58
2003	0.000	0.000	36.091	-2.58
3003	0.000	0.000	10.177	-3.73
10004	3.050	1.470	10.073	-3.98
10005	4.160	2.130	10.079	-3.55
1006	0.000	0.000	104.746	-4.19
2006	0.000	0.000	34.587	-5.82
3006	1.830	1.040	10.014	-4.17
10007	2.740	1.480	10.138	-3.63
10008	3.150	1.520	10.261	-3.91
1009	0.000	0.000	108.743	-3.05
2009	0.000	0.000	36.405	-3.05
3009	2.440	1.440	10.209	-4.57
10010	0.000	0.000	111.670	-2.40
20010	0.000	0.000	26.702	-2.40
30010	12.380	7.010	10.539	-3.61
100011	3.760	2.030	10.616	-2.89
100012	5.180	2.510	10.651	-2.70
10013	0.000	0.000	111.757	-2.76
20013	0.000	0.000	37.414	-2.76
30013	6.500	3.680	10.674	-2.71
10014	0.000	0.000	111.295	-2.44
20014	0.000	0.000	26.613	-2.44
30014	7.310	3.950	10.636	-2.41
10015	0.000	0.000	107.319	-4.60
20015	0.000	0.000	34.213	-8.19
30015	5.680	2.750	10.274	-4.65
100150	0.000	0.000	109.621	-3.09
200150	0.000	0.000	36.700	-3.09
300150	0.000	0.000	10.275	-4.65
10016	0.000	0.000	112.812	-1.29
20016	0.000	0.000	37.768	-1.29
30016	4.360	2.480	10.733	-1.74
100160	0.000	0.000	112.292	-1.77
200160	0.000	0.000	37.594	-1.77
300160	0.000	0.000	10.733	-1.75
3010	1.120	0.630	10.146	-9.08
3020	2.440	1.320	9.815	-11.10
3030	1.620	0.780	9.868	-11.31
3040	2.030	1.040	10.087	-11.11
3050	1.220	0.660	10.238	-10.47

3060	2.130	1.210	5.819	-11.25
3070	2.330	1.130	10.039	-11.89
3080	0.610	0.370	10.134	-10.59
3090	1.220	0.590	10.176	-10.89
3100	1.320	0.750	10.413	-9.62
3110	1.020	0.550	10.369	-10.63
3120	1.320	0.680	10.475	-7.93
402	0.000	0.000	33.552	-8.65
31000	0.000	0.000	10.413	-9.62
701	0.000	0.000	107.910	-0.61
704	0.000	0.000	108.199	-0.30
7010	14.620	8.670	9.463	-7.23
7040	-12.300	0.000	10.321	8.11

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	2.971	1.792	2.956	1.574	0.014	0.218	0.018	4.046
10003	3003	-1.811	-1.005	-1.811	-1.005	0.000	0.000	-0.117	-0.000
1003	3003	1.814	1.055	1.811	1.005	0.003	0.050	0.011	1.524
3	1003	1.817	1.140	1.814	1.055	0.003	0.085	0.011	2.520
20015	306	4.559	2.828	4.478	2.712	0.080	0.116	0.090	0.870
306	307	2.329	1.372	2.308	1.342	0.020	0.030	0.047	0.429
307	308	-0.042	0.070	-0.042	0.070	0.000	0.000	-0.001	0.003
308	309	-0.658	-0.294	-0.661	-0.297	0.003	0.003	-0.013	-0.186
309	402	-1.892	-0.918	-1.910	-0.939	0.018	0.021	-0.037	-0.423
402	310	-1.910	-0.917	-1.911	-0.918	0.001	0.001	-0.036	-0.025
310	20015	-3.242	-1.732	-3.290	-1.790	0.048	0.058	-0.063	-0.668
310	3100	0.424	0.233	0.422	0.223	0.002	0.010	0.008	0.526
3100	31000	-0.897	-0.527	-0.897	-0.527	0.000	0.000	-0.058	-0.000
310	31000	0.900	0.550	0.897	0.527	0.003	0.023	0.018	0.526
100	201	22.660	16.358	22.415	16.063	0.245	0.294	0.139	1.537
201	1	22.415	16.330	22.370	16.266	0.045	0.065	0.140	0.306
1	202	19.508	14.492	19.474	14.442	0.034	0.050	0.123	0.270
202	2	19.474	14.768	19.223	14.467	0.249	0.300	0.124	1.770
2	203	15.949	13.099	15.782	12.898	0.166	0.200	0.107	1.391
203	4	10.971	10.370	10.861	10.238	0.109	0.131	0.079	1.245
4	204	7.788	8.852	7.765	8.824	0.023	0.028	0.062	0.334
204	6	3.578	6.645	3.561	6.625	0.017	0.020	0.040	0.365
305	20015	-4.251	-3.461	-4.329	-3.573	0.077	0.112	-0.095	-0.823
10015	20015	13.277	9.963	13.212	8.677	0.065	1.281	0.089	5.823
15	10015	9.387	7.419	9.356	6.403	0.030	1.011	0.061	6.270
15	14	-7.997	-6.392	-8.004	-6.408	0.007	0.016	-0.052	-0.175
14	209	-9.090	-6.541	-9.164	-6.707	0.075	0.165	-0.057	-1.609
209	300	-18.540	-10.981	-18.584	-11.079	0.044	0.098	-0.108	-0.473
6	1006	7.720	4.221	7.702	3.620	0.018	0.598	0.047	3.817
1006	2006	5.872	2.581	5.862	2.379	0.010	0.201	0.035	1.688
2006	301	4.516	1.690	4.361	1.502	0.155	0.187	0.080	1.597
302	303	0.716	-0.683	0.711	-0.690	0.005	0.007	0.018	0.020
304	305	-2.993	-2.709	-3.020	-2.748	0.027	0.039	-0.070	-0.391
209	13	9.375	5.255	9.375	5.255	0.000	0.000	0.054	0.000
13	208	2.827	0.988	2.827	0.988	0.000	0.000	0.015	0.000
208	300	-18.726	-11.085	-18.771	-11.185	0.045	0.099	-0.109	-0.474

16	10016	1.250	0.764	1.249	0.740	0.001	0.023	0.007	1.026
10016	30016	1.249	0.740	1.248	0.726	0.001	0.014	0.007	0.621
30016	300160	-3.109	-1.752	-3.109	-1.752	0.000	0.000	-0.192	-0.000
100160	300160	3.112	1.752	3.109	1.752	0.003	0.000	0.018	0.074
16	100160	3.115	1.844	3.112	1.752	0.003	0.092	0.018	1.570
301	302	3.230	0.860	3.180	0.799	0.050	0.061	0.058	0.691
303	401	-0.927	-1.549	-0.941	-1.566	0.014	0.017	-0.032	-0.378
401	304	-0.941	-1.534	-0.946	-1.542	0.005	0.008	-0.032	-0.171
14	16	-6.285	-3.218	-6.300	-3.241	0.016	0.023	-0.036	-0.391
16	210	-10.713	-5.555	-10.771	-5.639	0.057	0.083	-0.061	-0.850
210	200	-10.771	-5.211	-10.786	-5.234	0.015	0.022	-0.060	-0.225
200	211	-10.786	-4.857	-10.821	-4.921	0.035	0.064	-0.059	-0.568
211	100	-10.821	-4.609	-10.824	-4.614	0.003	0.005	-0.059	-0.047
15	100	-11.087	-7.673	-11.215	-7.957	0.128	0.283	-0.069	-2.257
15	100150	9.639	7.338	9.622	6.702	0.017	0.633	0.062	3.781
100150	300150	9.622	6.702	9.605	6.308	0.017	0.392	0.062	2.388
300150	30015	9.605	6.308	9.604	6.308	0.000	0.000	0.645	0.001
10015	30015	-3.921	-3.560	-3.927	-3.560	0.007	0.000	-0.028	-0.092
6	7	-6.833	-9.969	-6.926	-10.080	0.092	0.111	-0.064	-1.290
7	8	-9.687	-11.093	-9.796	-11.251	0.109	0.158	-0.077	-1.424
8	205	-12.970	-12.527	-13.043	-12.633	0.073	0.106	-0.094	-0.782
205	9	-13.043	-12.347	-13.079	-12.412	0.036	0.065	-0.093	-0.443
9	206	-15.543	-13.709	-15.734	-13.987	0.191	0.276	-0.106	-1.776
206	207	-15.734	-13.312	-15.855	-13.532	0.120	0.219	-0.104	-1.295
207	300	-15.855	-13.155	-15.871	-13.192	0.017	0.037	-0.103	-0.206
10014	30014	7.314	3.948	7.305	3.948	0.009	0.000	0.043	0.099
306	3060	2.143	1.341	2.129	1.209	0.015	0.131	0.044	1.285
10016	20016	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20015	311	1.035	0.589	1.032	0.586	0.003	0.003	0.020	0.121
311	3110	1.029	0.611	1.019	0.550	0.010	0.061	0.020	1.315
10014	20014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	4.811	3.058	4.811	3.058	0.000	0.000	0.030	0.011
100160	200160	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10014	7.323	4.257	7.314	3.948	0.009	0.309	0.043	2.224
309	3090	1.227	0.645	1.219	0.590	0.008	0.056	0.024	0.951
13	10013	6.520	4.085	6.508	3.678	0.012	0.405	0.039	3.399
10013	20013	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	30013	6.508	3.678	6.496	3.678	0.012	0.000	0.039	0.154
100150	200150	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.613	0.394	0.610	0.370	0.004	0.024	0.013	0.864
208	10	21.552	12.446	21.452	12.224	0.100	0.221	0.125	0.915
10	10010	12.400	7.942	12.386	7.364	0.014	0.576	0.074	2.539
305	3050	1.228	0.717	1.219	0.660	0.008	0.057	0.025	1.004
304	3040	2.042	1.155	2.029	1.039	0.013	0.115	0.041	1.153
303	3030	1.634	0.884	1.619	0.780	0.015	0.104	0.033	1.309
302	3020	2.459	1.500	2.438	1.319	0.020	0.180	0.051	1.474
301	3010	1.127	0.680	1.119	0.630	0.007	0.050	0.023	0.932
2006	312	1.346	0.755	1.332	0.743	0.014	0.012	0.026	0.412
312	3120	1.328	0.743	1.319	0.680	0.009	0.063	0.026	0.985
1006	3006	1.830	1.039	1.829	1.039	0.001	0.000	0.012	0.045
10010	20010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10010	30010	12.386	7.364	12.372	7.006	0.014	0.357	0.074	1.606
10	11	9.011	4.407	9.000	4.382	0.011	0.024	0.051	0.234
11	100011	3.769	2.234	3.758	2.029	0.011	0.205	0.022	3.026
11	12	5.216	2.541	5.208	2.523	0.008	0.018	0.029	0.302

12	100012	5.188	2.740	5.177	2.508	0.012	0.231	0.030	2.344
307	3070	2.345	1.280	2.329	1.129	0.017	0.150	0.047	1.305
9	1009	2.451	1.690	2.445	1.531	0.006	0.158	0.015	3.634
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	2.445	1.531	2.438	1.439	0.006	0.092	0.015	2.191
8	10008	3.164	1.753	3.148	1.519	0.016	0.233	0.019	3.972
7	10007	2.751	1.669	2.738	1.479	0.013	0.189	0.017	3.798
6	701	2.649	12.835	2.620	12.794	0.028	0.041	0.070	0.379
701	704	-12.137	1.762	-12.179	1.701	0.042	0.060	-0.066	-0.294
704	7040	-12.193	1.803	-12.292	-0.000	0.099	1.796	-0.066	1.368
701	7010	14.740	11.225	14.611	8.665	0.129	2.550	0.099	9.754
204	5	4.187	2.463	4.186	2.461	0.001	0.001	0.026	0.039
5	10005	4.172	2.402	4.157	2.129	0.015	0.272	0.026	3.434
4	10004	3.063	1.697	3.048	1.469	0.015	0.227	0.019	3.921
2	10002	3.264	1.816	3.248	1.569	0.016	0.246	0.019	4.073
1	10001	2.851	1.803	2.838	1.609	0.013	0.194	0.017	3.891

2-й рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.943 МВт / 1020.193 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.540 МВт / 977.090 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.108 МВт / 30.812 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.108 МВт / 30.812 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.475 МВт / 4.164 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.820 МВт / 8.127 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.295 МВт / 12.291 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.403 МВт / 43.103 млн.кВт*г (4.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-47.138	-30.360	115.500	0.00
201		0.000	0.000	113.821	-0.23
1		0.000	0.000	113.488	-0.29
202		0.000	0.000	113.191	-0.34
2		0.000	0.000	111.243	-0.59
203		0.000	0.000	109.692	-0.76
3		0.000	0.000	109.681	-0.77
4		0.000	0.000	108.258	-0.89
204		0.000	0.000	107.860	-0.91
5		0.000	0.000	107.821	-0.91
6		0.000	0.000	107.385	-0.89
7		0.000	0.000	108.447	-1.02
8		0.000	0.000	110.195	-0.86
205		0.000	0.000	111.126	-0.75
9		0.000	0.000	111.653	-0.65
206		0.000	0.000	113.734	-0.37
207		0.000	0.000	115.257	-0.06
300		-56.459	-37.729	115.500	0.00
208		0.000	0.000	115.025	-0.17
10		0.000	0.000	114.114	-0.49
11		0.000	0.000	113.882	-0.59
12		0.000	0.000	113.582	-0.72
13		0.000	0.000	115.026	-0.16
209		0.000	0.000	115.026	-0.16
14		0.000	0.000	113.410	-0.63
15		0.000	0.000	113.234	-0.67
211		0.000	0.000	115.452	-0.02
200		0.000	0.000	114.881	-0.23
210		0.000	0.000	114.655	-0.30
16		0.000	0.000	113.804	-0.52
301		0.000	0.000	32.863	-7.49

302	0.000	0.000	32.259	-8.28
303	0.000	0.000	32.322	-8.75
401	0.000	0.000	32.748	-8.84
304	0.000	0.000	32.938	-8.85
305	0.000	0.000	33.335	-8.68
306	0.000	0.000	33.333	-8.90
307	0.000	0.000	32.928	-9.22
308	0.000	0.000	32.921	-9.19
309	0.000	0.000	33.096	-9.05
310	0.000	0.000	33.521	-8.71
311	0.000	0.000	34.043	-8.35
312	0.000	0.000	33.913	-6.16
10001	2.840	1.610	10.497	-3.06
10002	3.250	1.570	10.272	-3.92
10003	4.770	2.580	10.123	-3.87
1003	0.000	0.000	107.250	-2.72
2003	0.000	0.000	35.906	-2.72
3003	0.000	0.000	10.123	-3.87
10004	3.050	1.470	10.000	-4.18
10005	4.160	2.130	10.000	-3.77
1006	0.000	0.000	103.907	-4.38
2006	0.000	0.000	34.320	-6.00
3006	1.830	1.040	9.934	-4.36
10007	2.740	1.480	10.025	-3.96
10008	3.150	1.520	10.180	-4.15
1009	0.000	0.000	108.146	-3.21
2009	0.000	0.000	36.206	-3.21
3009	2.440	1.440	10.151	-4.75
10010	0.000	0.000	111.668	-2.40
20010	0.000	0.000	26.702	-2.40
30010	12.380	7.010	10.539	-3.61
100011	3.760	2.030	10.616	-2.89
100012	5.180	2.510	10.651	-2.70
10013	0.000	0.000	111.756	-2.76
20013	0.000	0.000	37.414	-2.76
30013	6.500	3.680	10.674	-2.71
10014	0.000	0.000	111.281	-2.44
20014	0.000	0.000	26.609	-2.44
30014	7.310	3.950	10.634	-2.42
10015	0.000	0.000	107.232	-4.64
20015	0.000	0.000	34.159	-8.28
30015	5.680	2.750	10.266	-4.69
100150	0.000	0.000	109.562	-3.11
200150	0.000	0.000	36.680	-3.11
300150	0.000	0.000	10.267	-4.69
10016	0.000	0.000	112.801	-1.30
20016	0.000	0.000	37.764	-1.30
30016	4.360	2.480	10.732	-1.75
100160	0.000	0.000	112.282	-1.77
200160	0.000	0.000	37.590	-1.77
300160	0.000	0.000	10.732	-1.75
3010	1.120	0.630	10.076	-9.27
3020	2.440	1.320	9.754	-11.29
3030	1.620	0.780	9.821	-11.48
3040	2.030	1.040	10.056	-11.24
3050	1.220	0.660	10.213	-10.58

3060	2.130	1.210	5.809	-11.34
3070	2.330	1.130	10.021	-11.99
3080	0.610	0.370	10.116	-10.68
3090	1.220	0.590	10.158	-10.98
3100	1.320	0.750	10.396	-9.71
3110	1.020	0.550	10.351	-10.72
3120	1.320	0.680	10.387	-8.14
402	0.000	0.000	33.497	-8.73
31000	0.000	0.000	10.396	-9.71
701	0.000	0.000	106.998	-0.81
704	0.000	0.000	107.289	-0.49
7010	14.620	8.670	9.366	-7.55
7040	-12.300	0.000	10.232	8.07
702	0.000	0.000	108.218	-1.08
703	0.000	0.000	108.150	-1.09
7020	2.740	1.250	9.985	-8.20
7030	2.400	1.180	10.054	-7.27

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	10003	2.971	1.794	2.956	1.574	0.015	0.220	0.018	4.082
10003	3003	-1.811	-1.005	-1.811	-1.005	0.000	0.000	-0.118	-0.000
1003	3003	1.814	1.055	1.811	1.005	0.003	0.050	0.011	1.538
3	1003	1.817	1.142	1.814	1.055	0.003	0.086	0.011	2.542
20015	306	4.559	2.830	4.478	2.713	0.080	0.116	0.091	0.872
306	307	2.329	1.373	2.308	1.343	0.021	0.030	0.047	0.430
307	308	-0.042	0.070	-0.042	0.070	0.000	0.000	-0.001	0.003
308	309	-0.658	-0.294	-0.661	-0.298	0.003	0.003	-0.013	-0.186
309	402	-1.892	-0.918	-1.910	-0.940	0.018	0.021	-0.037	-0.424
402	310	-1.910	-0.917	-1.911	-0.919	0.001	0.001	-0.036	-0.025
310	20015	-3.242	-1.733	-3.290	-1.791	0.048	0.058	-0.063	-0.669
310	3100	0.424	0.233	0.422	0.223	0.002	0.010	0.008	0.528
3100	31000	-0.897	-0.527	-0.897	-0.527	0.000	0.000	-0.058	-0.000
310	31000	0.900	0.550	0.897	0.527	0.003	0.023	0.018	0.528
100	201	24.998	17.669	24.703	17.315	0.293	0.353	0.153	1.679
201	1	24.703	17.582	24.650	17.504	0.053	0.077	0.154	0.334
1	202	21.788	15.730	21.746	15.669	0.042	0.061	0.136	0.298
202	2	21.746	15.993	21.439	15.625	0.305	0.367	0.137	1.952
2	203	18.165	14.252	17.954	13.999	0.210	0.252	0.120	1.555
203	4	13.143	11.463	12.995	11.285	0.147	0.177	0.092	1.438
4	204	9.922	9.891	9.889	9.852	0.033	0.040	0.075	0.398
204	6	5.702	7.665	5.675	7.633	0.027	0.032	0.051	0.475
305	20015	-4.389	-3.554	-4.472	-3.674	0.082	0.119	-0.098	-0.850
10015	20015	13.422	10.100	13.356	8.781	0.066	1.314	0.090	5.909
15	10015	9.458	7.508	9.427	6.473	0.031	1.031	0.061	6.345
15	14	-8.090	-6.499	-8.097	-6.516	0.007	0.016	-0.053	-0.178
14	209	-9.138	-6.605	-9.214	-6.774	0.076	0.168	-0.057	-1.622
209	300	-18.565	-11.014	-18.609	-11.113	0.044	0.099	-0.108	-0.475
6	1006	7.576	4.106	7.558	3.520	0.017	0.583	0.046	3.768
1006	2006	5.728	2.481	5.719	2.287	0.010	0.193	0.035	1.650
2006	301	4.372	1.595	4.225	1.417	0.147	0.177	0.078	1.550
302	303	0.584	-0.767	0.579	-0.774	0.005	0.006	0.017	-0.022

304	305	-3.128	-2.799	-3.158	-2.842	0.029	0.043	-0.073	-0.408
209	13	9.350	5.222	9.350	5.222	0.000	0.000	0.054	0.000
13	208	2.802	0.955	2.802	0.955	0.000	0.000	0.015	0.000
208	300	-18.751	-11.118	-18.796	-11.218	0.045	0.100	-0.109	-0.475
16	10016	1.250	0.764	1.249	0.740	0.001	0.023	0.007	1.027
10016	30016	1.249	0.740	1.248	0.726	0.001	0.014	0.007	0.621
30016	300160	-3.109	-1.752	-3.109	-1.752	0.000	0.000	-0.192	-0.000
100160	300160	3.112	1.752	3.109	1.752	0.003	0.000	0.018	0.074
16	100160	3.115	1.844	3.112	1.752	0.003	0.092	0.018	1.571
301	302	3.095	0.774	3.048	0.718	0.046	0.056	0.056	0.660
303	401	-1.059	-1.634	-1.075	-1.654	0.016	0.020	-0.035	-0.414
401	304	-1.075	-1.623	-1.081	-1.632	0.006	0.009	-0.034	-0.186
14	16	-6.329	-3.262	-6.345	-3.285	0.016	0.023	-0.036	-0.395
16	210	-10.758	-5.600	-10.816	-5.684	0.058	0.084	-0.061	-0.855
210	200	-10.816	-5.256	-10.832	-5.279	0.015	0.022	-0.060	-0.226
200	211	-10.832	-4.902	-10.867	-4.967	0.035	0.065	-0.060	-0.572
211	100	-10.867	-4.655	-10.870	-4.660	0.003	0.005	-0.059	-0.048
15	100	-11.140	-7.743	-11.270	-8.030	0.129	0.286	-0.069	-2.274
15	100150	9.714	7.425	9.697	6.777	0.017	0.645	0.062	3.826
100150	300150	9.697	6.777	9.679	6.376	0.017	0.400	0.062	2.417
300150	30015	9.679	6.376	9.678	6.376	0.000	0.000	0.651	0.001
10015	30015	-3.995	-3.627	-4.002	-3.627	0.007	0.000	-0.029	-0.093
6	7	-4.580	-8.946	-4.645	-9.025	0.065	0.078	-0.054	-1.058
7	8	-12.632	-12.899	-12.799	-13.142	0.167	0.242	-0.096	-1.752
8	205	-15.973	-14.428	-16.079	-14.582	0.106	0.153	-0.113	-0.934
205	9	-16.079	-14.299	-16.131	-14.394	0.052	0.095	-0.112	-0.529
9	206	-18.595	-15.698	-18.862	-16.084	0.266	0.385	-0.126	-2.086
206	207	-18.862	-15.413	-19.031	-15.721	0.168	0.307	-0.123	-1.525
207	300	-19.031	-15.345	-19.054	-15.397	0.024	0.052	-0.122	-0.243
10014	30014	7.314	3.948	7.305	3.948	0.009	0.000	0.043	0.099
306	3060	2.143	1.342	2.129	1.209	0.015	0.132	0.044	1.289
10016	20016	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	311	1.035	0.589	1.032	0.586	0.003	0.003	0.020	0.121
311	3110	1.029	0.611	1.019	0.550	0.010	0.061	0.020	1.319
10014	20014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.811	3.061	4.811	3.061	0.000	0.000	0.030	0.011
100160	200160	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1003	2003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	10014	7.323	4.258	7.314	3.948	0.009	0.309	0.043	2.224
309	3090	1.227	0.646	1.219	0.590	0.008	0.056	0.024	0.954
13	10013	6.520	4.085	6.508	3.678	0.012	0.405	0.039	3.399
10013	20013	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	30013	6.508	3.678	6.496	3.678	0.012	0.000	0.039	0.154
100150	200150	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.613	0.394	0.610	0.370	0.004	0.024	0.013	0.867
208	10	21.552	12.446	21.452	12.224	0.100	0.221	0.125	0.915
10	10010	12.400	7.942	12.386	7.364	0.014	0.576	0.074	2.540
305	3050	1.228	0.718	1.219	0.660	0.008	0.058	0.025	1.008
304	3040	2.042	1.156	2.029	1.039	0.013	0.116	0.041	1.159
303	3030	1.634	0.885	1.619	0.780	0.015	0.105	0.033	1.319
302	3020	2.459	1.503	2.438	1.319	0.020	0.183	0.051	1.488
301	3010	1.127	0.681	1.119	0.630	0.007	0.051	0.023	0.941
2006	312	1.346	0.756	1.332	0.744	0.014	0.013	0.026	0.415
312	3120	1.328	0.744	1.319	0.680	0.009	0.064	0.026	0.998
1006	3006	1.830	1.039	1.829	1.039	0.001	0.000	0.012	0.046
10010	20010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

10010	30010	12.386	7.364	12.372	7.006	0.014	0.357	0.074	1.606
10	11	9.011	4.407	9.000	4.382	0.011	0.024	0.051	0.234
11	100011	3.769	2.234	3.758	2.029	0.011	0.205	0.022	3.026
11	12	5.216	2.541	5.208	2.523	0.008	0.018	0.029	0.302
12	100012	5.188	2.740	5.177	2.508	0.012	0.231	0.030	2.344
307	3070	2.345	1.281	2.329	1.129	0.017	0.151	0.047	1.309
9	1009	2.451	1.693	2.445	1.533	0.006	0.160	0.015	3.669
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	2.445	1.533	2.438	1.439	0.006	0.093	0.015	2.212
8	10008	3.164	1.757	3.148	1.519	0.016	0.237	0.019	4.029
7	10007	2.751	1.674	2.738	1.479	0.013	0.194	0.017	3.871
7	702	5.225	2.996	5.217	2.984	0.008	0.012	0.032	0.231
702	703	2.435	1.482	2.434	1.481	0.001	0.002	0.015	0.069
703	7030	2.429	1.539	2.398	1.179	0.030	0.358	0.015	8.396
702	7020	2.777	1.711	2.738	1.249	0.039	0.460	0.017	9.366
6	701	2.654	12.927	2.625	12.885	0.029	0.042	0.071	0.385
701	704	-12.135	1.796	-12.178	1.735	0.042	0.061	-0.066	-0.297
704	7040	-12.191	1.835	-12.292	-0.000	0.101	1.827	-0.066	1.367
701	7010	14.743	11.278	14.611	8.665	0.132	2.603	0.100	9.920
204	5	4.187	2.466	4.186	2.465	0.001	0.001	0.026	0.040
5	10005	4.173	2.406	4.157	2.129	0.015	0.276	0.026	3.480
4	10004	3.063	1.700	3.048	1.469	0.015	0.230	0.019	3.971
2	10002	3.265	1.818	3.248	1.569	0.016	0.248	0.019	4.099
1	10001	2.851	1.804	2.838	1.609	0.013	0.194	0.017	3.901

3-й рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.874 МВт / 1019.516 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.540 МВт / 977.090 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.041 МВт / 30.153 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.041 МВт / 30.153 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.476 МВт / 4.168 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.817 МВт / 8.104 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.293 МВт / 12.272 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.334 МВт / 42.426 млн.кВт*г (4.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-47.306	-29.513	115.500	0.00
201		0.000	0.000	113.851	-0.25
1		0.000	0.000	113.525	-0.31
202		0.000	0.000	113.234	-0.37
2		0.000	0.000	111.325	-0.64
203		0.000	0.000	109.809	-0.84
3		0.000	0.000	109.798	-0.84
4		0.000	0.000	108.416	-0.99
204		0.000	0.000	108.033	-1.02
5		0.000	0.000	107.994	-1.02
6		0.000	0.000	107.582	-1.02
7		0.000	0.000	108.394	-0.95
8		0.000	0.000	110.156	-0.82
205		0.000	0.000	111.093	-0.71
9		0.000	0.000	111.625	-0.62
206		0.000	0.000	113.720	-0.35
207		0.000	0.000	115.255	-0.06
300		-56.223	-38.051	115.500	0.00
208		0.000	0.000	115.025	-0.17
10		0.000	0.000	114.114	-0.49
11		0.000	0.000	113.882	-0.59
12		0.000	0.000	113.582	-0.72
13		0.000	0.000	115.026	-0.17
209		0.000	0.000	115.026	-0.16
14		0.000	0.000	113.413	-0.63
15		0.000	0.000	113.237	-0.67
211		0.000	0.000	115.452	-0.02
200		0.000	0.000	114.882	-0.23
210		0.000	0.000	114.657	-0.30
16		0.000	0.000	113.806	-0.52
301		0.000	0.000	32.908	-7.56

302	0.000	0.000	32.300	-8.33
303	0.000	0.000	32.356	-8.79
401	0.000	0.000	32.776	-8.86
304	0.000	0.000	32.963	-8.86
305	0.000	0.000	33.357	-8.69
306	0.000	0.000	33.350	-8.90
307	0.000	0.000	32.945	-9.23
308	0.000	0.000	32.939	-9.20
309	0.000	0.000	33.114	-9.05
310	0.000	0.000	33.538	-8.71
311	0.000	0.000	34.060	-8.35
312	0.000	0.000	33.965	-6.25
10001	2.840	1.610	10.500	-3.08
10002	3.250	1.570	10.280	-3.96
10003	4.770	2.580	10.134	-3.94
1003	0.000	0.000	107.370	-2.79
2003	0.000	0.000	35.946	-2.79
3003	0.000	0.000	10.134	-3.94
10004	3.050	1.470	10.016	-4.27
10005	4.160	2.130	10.017	-3.87
1006	0.000	0.000	104.078	-4.49
2006	0.000	0.000	34.372	-6.10
3006	1.830	1.040	9.950	-4.47
10007	2.740	1.480	10.019	-3.89
10008	3.150	1.520	10.176	-4.10
1009	0.000	0.000	108.117	-3.18
2009	0.000	0.000	36.196	-3.18
3009	2.440	1.440	10.148	-4.72
10010	0.000	0.000	111.669	-2.40
20010	0.000	0.000	26.702	-2.40
30010	12.380	7.010	10.539	-3.61
100011	3.760	2.030	10.616	-2.89
100012	5.180	2.510	10.651	-2.70
10013	0.000	0.000	111.756	-2.76
20013	0.000	0.000	37.414	-2.76
30013	6.500	3.680	10.674	-2.71
10014	0.000	0.000	111.283	-2.45
20014	0.000	0.000	26.610	-2.45
30014	7.310	3.950	10.634	-2.42
10015	0.000	0.000	107.257	-4.64
20015	0.000	0.000	34.176	-8.28
30015	5.680	2.750	10.269	-4.69
100150	0.000	0.000	109.578	-3.12
200150	0.000	0.000	36.685	-3.12
300150	0.000	0.000	10.270	-4.69
10016	0.000	0.000	112.803	-1.30
20016	0.000	0.000	37.765	-1.30
30016	4.360	2.480	10.732	-1.75
100160	0.000	0.000	112.284	-1.77
200160	0.000	0.000	37.591	-1.77
300160	0.000	0.000	10.733	-1.75
3010	1.120	0.630	10.090	-9.34
3020	2.440	1.320	9.767	-11.34
3030	1.620	0.780	9.832	-11.51
3040	2.030	1.040	10.065	-11.25
3050	1.220	0.660	10.220	-10.59

3060		2.130	1.210	5.812	-11.34
3070		2.330	1.130	10.027	-11.99
3080		0.610	0.370	10.122	-10.68
3090		1.220	0.590	10.163	-10.98
3100		1.320	0.750	10.401	-9.71
3110		1.020	0.550	10.357	-10.72
3120		1.320	0.680	10.404	-8.24
402		0.000	0.000	33.515	-8.74
31000		0.000	0.000	10.402	-9.71
701		0.000	0.000	107.295	-1.00
704		0.000	0.000	107.747	-0.79
7010		14.620	8.670	9.397	-7.70
7040		-12.300	0.000	10.277	7.69
702		0.000	0.000	108.049	-0.93
703		0.000	0.000	107.908	-0.90
7020		2.740	1.250	9.967	-8.08
7030		2.400	1.180	10.028	-7.10

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	2.971	1.794	2.956	1.574	0.015	0.219	0.018	4.084
10003	3003	-1.811	-1.005	-1.811	-1.005	0.000	0.000	-0.118	-0.000
1003	3003	1.814	1.055	1.811	1.005	0.003	0.050	0.011	1.538
3	1003	1.817	1.141	1.814	1.055	0.003	0.086	0.011	2.544
20015	306	4.559	2.829	4.478	2.713	0.080	0.116	0.090	0.871
306	307	2.329	1.373	2.308	1.343	0.021	0.030	0.047	0.430
307	308	-0.042	0.070	-0.042	0.070	0.000	0.000	-0.001	0.003
308	309	-0.658	-0.294	-0.661	-0.297	0.003	0.003	-0.013	-0.186
309	402	-1.892	-0.918	-1.910	-0.940	0.018	0.021	-0.037	-0.424
402	310	-1.910	-0.917	-1.911	-0.919	0.001	0.001	-0.036	-0.025
310	20015	-3.242	-1.733	-3.290	-1.791	0.048	0.058	-0.063	-0.669
310	3100	0.424	0.233	0.422	0.223	0.002	0.010	0.008	0.528
3100	31000	-0.897	-0.527	-0.897	-0.527	0.000	0.000	-0.058	-0.000
310	31000	0.900	0.550	0.897	0.527	0.003	0.023	0.018	0.527
100	201	25.161	16.858	24.872	16.511	0.287	0.345	0.151	1.650
201	1	24.872	16.778	24.820	16.702	0.052	0.076	0.152	0.327
1	202	21.958	14.928	21.916	14.868	0.041	0.060	0.135	0.291
202	2	21.916	15.193	21.618	14.834	0.297	0.358	0.136	1.914
2	203	18.343	13.462	18.139	13.217	0.203	0.245	0.118	1.520
203	4	13.328	10.682	13.187	10.512	0.141	0.169	0.090	1.397
4	204	10.113	9.120	10.082	9.082	0.031	0.037	0.072	0.384
204	6	5.895	6.898	5.871	6.869	0.024	0.029	0.048	0.451
305	20015	-4.400	-3.511	-4.482	-3.630	0.082	0.118	-0.097	-0.846
10015	20015	13.432	10.051	13.366	8.736	0.066	1.310	0.090	5.884
15	10015	9.464	7.481	9.433	6.449	0.031	1.028	0.061	6.324
15	14	-8.095	-6.466	-8.102	-6.483	0.007	0.016	-0.053	-0.177
14	209	-9.142	-6.587	-9.218	-6.755	0.076	0.168	-0.057	-1.619
209	300	-18.567	-11.005	-18.611	-11.104	0.044	0.099	-0.108	-0.474
6	1006	7.563	4.143	7.545	3.558	0.017	0.582	0.046	3.806
1006	2006	5.715	2.519	5.706	2.325	0.010	0.193	0.035	1.672
2006	301	4.359	1.634	4.212	1.457	0.146	0.176	0.078	1.555
302	303	0.572	-0.727	0.567	-0.733	0.005	0.006	0.017	-0.017

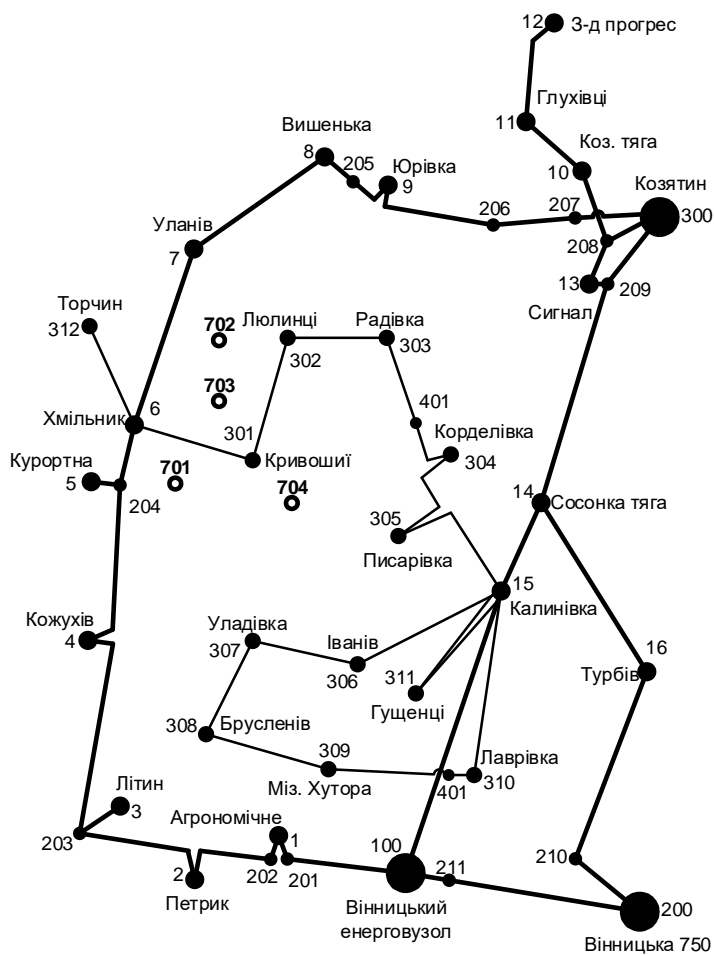
304	305	-3.139	-2.756	-3.169	-2.799	0.029	0.042	-0.073	-0.405
209	13	9.348	5.231	9.348	5.231	0.000	0.000	0.054	0.000
13	208	2.800	0.964	2.800	0.964	0.000	0.000	0.015	0.000
208	300	-18.753	-11.109	-18.798	-11.209	0.045	0.100	-0.109	-0.475
16	10016	1.250	0.764	1.249	0.740	0.001	0.023	0.007	1.027
10016	30016	1.249	0.740	1.248	0.726	0.001	0.014	0.007	0.621
30016	300160	-3.109	-1.752	-3.109	-1.752	0.000	0.000	-0.192	-0.000
100160	300160	3.112	1.752	3.109	1.752	0.003	0.000	0.018	0.074
16	100160	3.115	1.844	3.112	1.752	0.003	0.092	0.018	1.571
301	302	3.082	0.814	3.036	0.758	0.046	0.056	0.056	0.663
303	401	-1.070	-1.592	-1.086	-1.611	0.016	0.019	-0.034	-0.409
401	304	-1.086	-1.580	-1.093	-1.589	0.006	0.009	-0.034	-0.184
14	16	-6.330	-3.247	-6.346	-3.270	0.016	0.023	-0.036	-0.395
16	210	-10.759	-5.585	-10.817	-5.669	0.058	0.084	-0.061	-0.854
210	200	-10.817	-5.241	-10.833	-5.264	0.015	0.022	-0.060	-0.226
200	211	-10.833	-4.887	-10.868	-4.952	0.035	0.064	-0.060	-0.571
211	100	-10.868	-4.640	-10.871	-4.645	0.003	0.005	-0.059	-0.048
15	100	-11.145	-7.722	-11.274	-8.010	0.129	0.286	-0.069	-2.271
15	100150	9.718	7.398	9.701	6.751	0.017	0.644	0.062	3.813
100150	300150	9.701	6.751	9.684	6.351	0.017	0.399	0.062	2.408
300150	30015	9.684	6.351	9.682	6.351	0.000	0.000	0.650	0.001
10015	30015	-3.999	-3.603	-4.006	-3.603	0.007	0.000	-0.029	-0.094
6	7	-5.703	-5.034	-5.741	-5.079	0.037	0.045	-0.041	-0.814
7	8	-12.387	-13.232	-12.557	-13.478	0.169	0.244	-0.096	-1.766
8	205	-15.731	-14.764	-15.837	-14.919	0.106	0.154	-0.113	-0.940
205	9	-15.837	-14.637	-15.890	-14.732	0.052	0.095	-0.112	-0.534
9	206	-18.353	-16.036	-18.621	-16.424	0.267	0.386	-0.126	-2.099
206	207	-18.621	-15.752	-18.790	-16.062	0.168	0.308	-0.124	-1.537
207	300	-18.790	-15.685	-18.814	-15.738	0.024	0.053	-0.122	-0.245
7	702	3.886	7.274	3.871	7.252	0.015	0.022	0.044	0.344
702	703	1.088	5.748	1.084	5.741	0.005	0.007	0.031	0.140
703	704	-1.350	4.456	-1.357	4.447	0.006	0.009	-0.025	0.158
704	701	10.822	2.925	10.787	2.875	0.035	0.051	0.060	0.458
701	6	-3.973	-8.195	-3.987	-8.216	0.014	0.020	-0.049	-0.286
10014	20014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	4.811	3.060	4.811	3.060	0.000	0.000	0.030	0.011
100160	200160	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10014	7.323	4.258	7.314	3.948	0.009	0.309	0.043	2.224
309	3090	1.227	0.646	1.219	0.590	0.008	0.056	0.024	0.954
13	10013	6.520	4.085	6.508	3.678	0.012	0.405	0.039	3.399
10013	20013	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	30013	6.508	3.678	6.496	3.678	0.012	0.000	0.039	0.154
100150	200150	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.613	0.394	0.610	0.370	0.004	0.024	0.013	0.867
208	10	21.552	12.446	21.452	12.224	0.100	0.221	0.125	0.915
10	10010	12.400	7.942	12.386	7.364	0.014	0.576	0.074	2.540
305	3050	1.228	0.717	1.219	0.660	0.008	0.058	0.025	1.008
304	3040	2.042	1.156	2.029	1.039	0.013	0.116	0.041	1.159
303	3030	1.634	0.885	1.619	0.780	0.015	0.105	0.033	1.318
302	3020	2.459	1.502	2.438	1.319	0.020	0.182	0.051	1.487
301	3010	1.127	0.681	1.119	0.630	0.007	0.051	0.023	0.941
2006	312	1.346	0.756	1.332	0.743	0.014	0.013	0.026	0.415
312	3120	1.328	0.744	1.319	0.680	0.009	0.064	0.026	0.998
1006	3006	1.830	1.039	1.829	1.039	0.001	0.000	0.012	0.045
10010	20010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

10010	30010	12.386	7.364	12.372	7.006	0.014	0.357	0.074	1.606
10	11	9.011	4.407	9.000	4.382	0.011	0.024	0.051	0.234
11	100011	3.769	2.234	3.758	2.029	0.011	0.205	0.022	3.026
11	12	5.216	2.541	5.208	2.523	0.008	0.018	0.029	0.302
12	100012	5.188	2.740	5.177	2.508	0.012	0.231	0.030	2.344
307	3070	2.345	1.280	2.329	1.129	0.017	0.151	0.047	1.308
9	1009	2.451	1.693	2.445	1.533	0.006	0.160	0.015	3.668
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	2.445	1.533	2.438	1.439	0.006	0.093	0.015	2.212
8	10008	3.164	1.757	3.148	1.519	0.016	0.237	0.019	4.026
7	10007	2.751	1.674	2.738	1.479	0.013	0.194	0.017	3.867
10014	30014	7.314	3.948	7.305	3.948	0.009	0.000	0.043	0.099
306	3060	2.143	1.341	2.129	1.209	0.015	0.132	0.044	1.289
703	7030	2.429	1.541	2.398	1.179	0.030	0.360	0.015	8.388
10016	20016	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	311	1.035	0.589	1.032	0.586	0.003	0.003	0.020	0.121
311	3110	1.029	0.611	1.019	0.550	0.010	0.061	0.020	1.318
701	7010	14.742	11.261	14.611	8.665	0.131	2.586	0.100	9.916
704	7040	-12.192	1.819	-12.292	-0.000	0.100	1.811	-0.066	1.258
702	7020	2.777	1.713	2.738	1.249	0.039	0.462	0.017	9.358
204	5	4.187	2.465	4.186	2.464	0.001	0.001	0.026	0.040
5	10005	4.173	2.405	4.157	2.129	0.015	0.275	0.026	3.483
4	10004	3.063	1.699	3.048	1.469	0.015	0.229	0.019	3.974
2	10002	3.264	1.817	3.248	1.569	0.016	0.247	0.019	4.100
1	10001	2.851	1.804	2.838	1.609	0.013	0.194	0.017	3.901

ДОДАТОК Г
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 КВ АКЦІОНЕРНОГО
ТОВАРИСТВА «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» З ДОСЛІДЖЕННЯМ УМОВ
ЗАСТОСУВАННЯ ГРОЗОЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЙ

Схема існуючої мережі та розташування НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

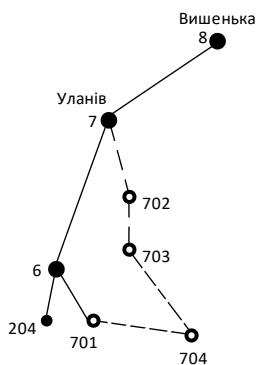


Варіант 2.3.1

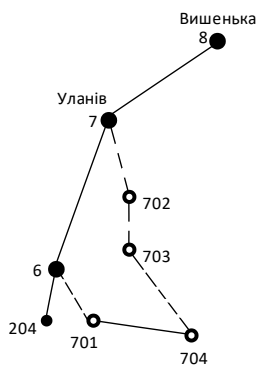
Оптимальний варіант
розвитку

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

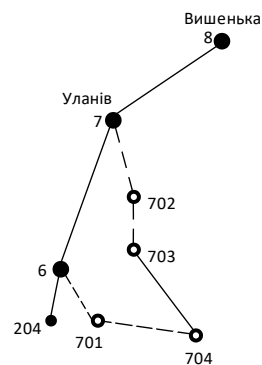
Варіант 1.1.1



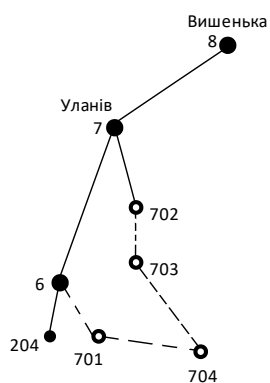
Варіант 1.2.1



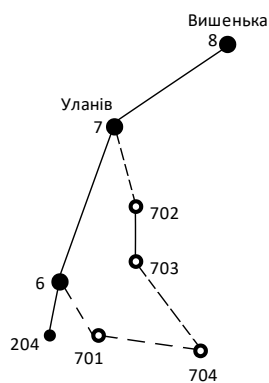
Варіант 1.3.1



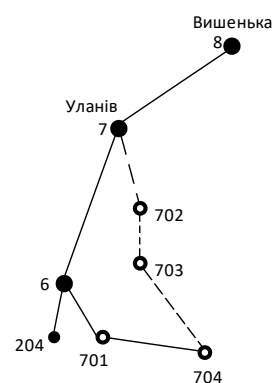
Варіант 2.1.1



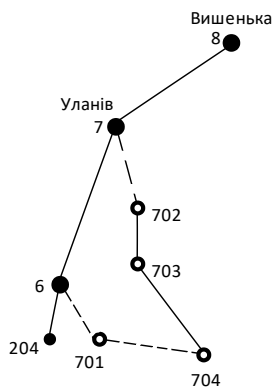
Варіант 2.2.1



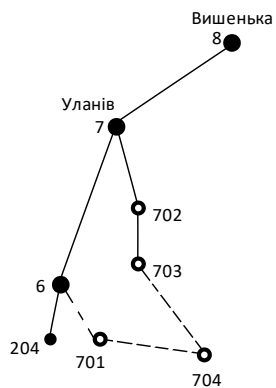
Варіант 3.1.1



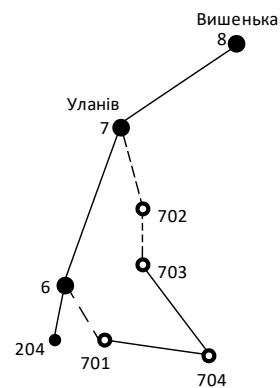
Варіант 3.2.1



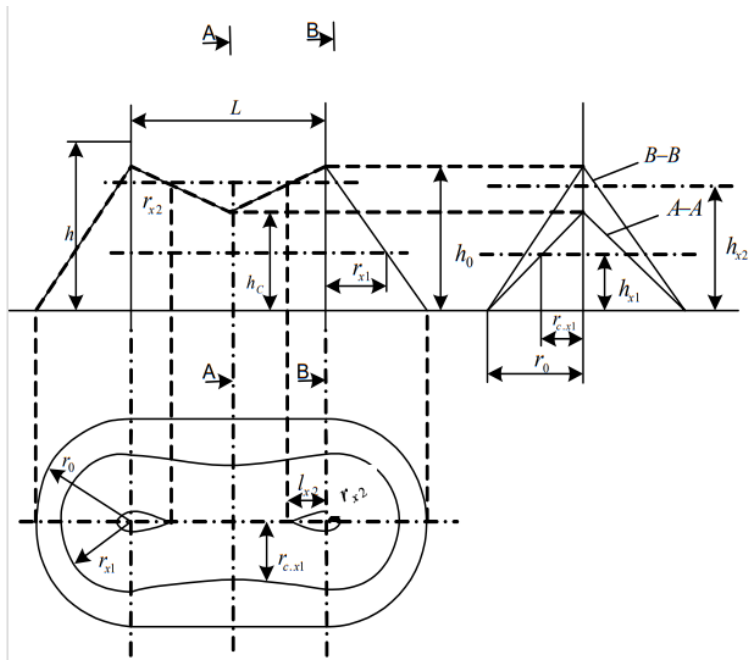
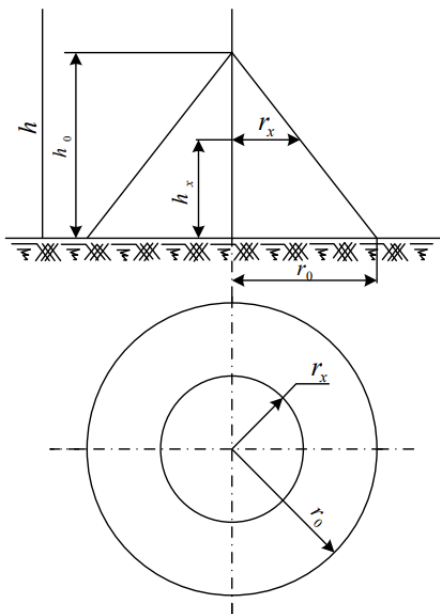
Варіант 4.1.2



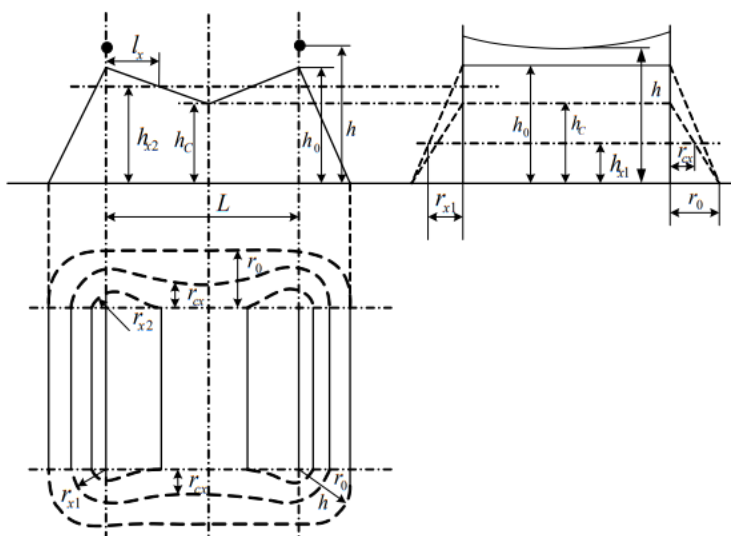
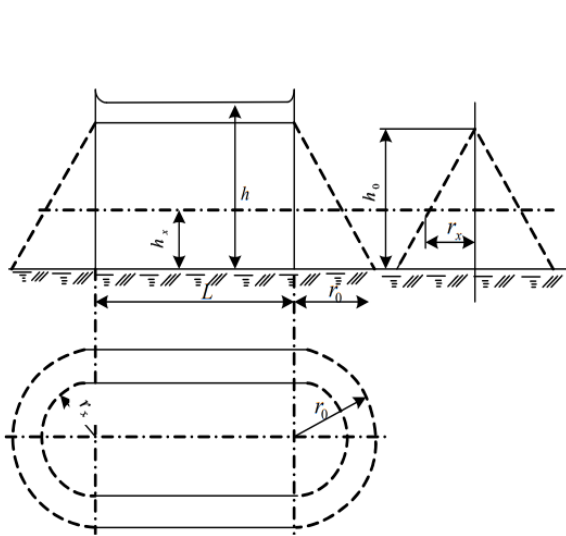
Варіант 4.2.2



Можливі варіанти розвитку мережі



Схеми зон захисту стрижневих блискавковідводів



Схеми зон захисту тросових блискавковідводів

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій	<u>МВт</u>	19,76
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5700
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	<u>МВт*год</u>	111540
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис. грн.	253681,029
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	11
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	<u>МВт</u>	4,041
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	3,9
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	<u>МВт*год</u>	6,435
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	<u>МВт*год</u>	39,514

