

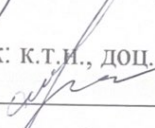
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням організації
будівництва кабельної лінії напругою 110 кВ»


Виконала: студентка 2-го курсу, групи
ІЕСМ-22 м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


Войцехівська В. О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС

Малогулко Ю. В.
(прізвище та ініціали)


«05» грудня 2023 р.

Опонент:  д.т.н., доц. каф. ЕСС
Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

«05» грудня 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС


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

«04» грудня 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

З А В Д А Н Н Я НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТЦІ

Войцехівській Валерії Олегівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. **«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням організації будівництва кабельної лінії напругою 110 кВ»**

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

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року.

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



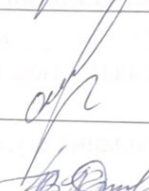
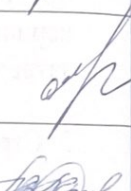
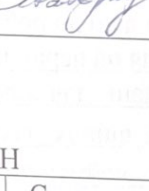
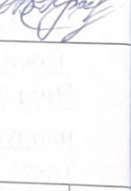
Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5800 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год невідпущеної енергії 540 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 2.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 35 км за рік.

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

частина. 9. Дослідження організації будівництва кабельної лінії напругою 110 кВ. 10. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.






5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 2. Актуальність. 3. Оптимізація схеми електричної мережі допомогою симплекс-методу. 4. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 5. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП. 6. Вибір потужності трансформаторів споживальних підстанцій. 7. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Дослідження організації будівництва кабельної лінії напругою 110 кВ. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

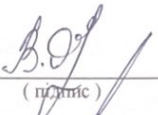
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

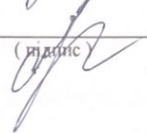
6	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей	30.10.23	05.11.23	<i>вик</i>
7	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Дослідження організації будівництва кабельної лінії напругою 110 кВ.	06.11.23	12.11.23	<i>вик</i>
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	13.11.23	19.11.23	<i>вик</i>
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	20.11.23	26.11.23	<i>вик</i>
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.23	01.12.23	<i>вик</i>
	Рецензування МКР	01.12.23	05.12.23	<i>вик</i>
	Захист МКР	12.12.23	18.12.23	<i>вик</i>

Студент

Керівник роботи



 (підпис)



 (підпис)

В. О. Войцехівська

Ю. В. Малогулко

АНОТАЦІЯ

Войцехівська Валерія Олегівна «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням організації будівництва кабельної лінії напругою 110 кВ». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 86 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 15 назв; рис.: 13; табл. 28.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено прогнозування електричних навантажень, розраховано режим існуючої мережі, сформовано максимальний граф електричної мережі. Визначено оптимальну схему електричної мережі та вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибрано потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та схеми розподільних пристроїв підстанцій. Оцінено баланс потужностей. Розраховано та проаналізовано усталені режими електричної мережі. Визначено оптимальний варіант розвитку мережі. Проведено дослідження організації будівництва кабельної лінії напругою 110 кВ.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, силовий трансформатор, метод динамічного програмування, кабельна лінія електропередавання.

ABSTRACT

Voytsehivska Valeriya «The development of a fragment of the electrical network with the study of the organization of a cable line construction with a voltage of 110 kV». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2023. 86 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 15 titles; fig.: 13; tabl. 28.

In the master's qualification work forecasting of electric loads is carried out, the mode of an existing network is calculated, the maximum graph of an electric network is formed. The optimal scheme of the electric network is determined and the optimal scheme of electric network development is chosen by the method of dynamic programming. The power of transformers at consumer substations and schemes of switchgear of substations are selected. Capacity balance estimated. The established modes of the electric network are calculated and analyzed. The optimal variant of network development is determined. The calculation for the construction of a cable line with a voltage of 110 kV.

Keywords: distribution network, power transformer, method of dynamic programming, cable power transmission line.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП	5
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	9
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	10
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	12
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	14
2.1 Лінеаризація цільової функції	14
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	18
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	24
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	24
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	28
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	30
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	34
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	37
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	38
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	39
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	40
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	44
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	44
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	46
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	46

7.2 Регулювання напруги у мережі	47
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	51
9 ДОСЛІДЖЕННЯ ОРГАНІЗАЦІЇ БУДІВНИЦТВА КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ НАПРУГОЮ 110 КВ	67
9.1 Розрахунок перетину жили кабелю лінії електропередавання напругою 110 кВ	69
9.2 Вибір кабелю напругою 110 кВ	71
9.3 Конструкція силового кабелю XRUHAKXS 64/110 кВ 1×150RMC/95	72
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	76
10.1 Пожежна безпека і протипожежний захист	78
ВИСНОВКИ	83
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	85
ДОДАТКИ	87
Додаток А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	88
Додаток Б Технічне завдання МКР	89
Додаток В Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	93
Додаток Г Результати розрахунків	97

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВН	- висока напруга;
ВРП	- відкритий розподільний пристрій;
ЕМ	- електрична мережа;
ЗРП	- закритий розподільний пристрій;
КЗ	- коротке замикання;
КЛЕП	- кабельна лінія електропередавання;
МКР	- магістерська кваліфікаційна робота;
МЧА	- метод частотного аналізу;
НН	- низька напруга;
НС	- надзвичайна ситуація;
ОРСЦЗ	- оперативно-рятувальна служба цивільного захисту;
ПБЗ	- перемикання без збудження;
ПС	- підстанція;
ПУЕ	- правила улаштування електроустановок;
РП	- розподільчий пристрій;
РПН	- регулювання під навантаженням
СА	- симплекс-алгоритм;
СЕС	- сонячна електрична станція;
СМ	- симплекс-метод.

ВСТУП

Актуальність теми. При розробці нових та розширенні існуючих електричних мереж необхідно враховувати різноманітні фактори, починаючи від надійного та якісного електропостачання і до застосування передових принципів конструкції. Ця задача потребує комплексного підходу і контролю різних аспектів, що визначатимуть техніко-економічну доцільність мережі, оптимальний рівень експлуатації та управління з мінімальними витратами.

У той же час, будівництво мережі завжди має свою специфічну мету, відповідно до якої виконується прогноз майбутнього розвитку або розширення мережі. Цей прогноз встановлює певні додаткові обмеження та вимоги, які враховуються при проектуванні та будівництві мережі.

При розробці детальних розрахункових режимів для перспективного планування враховуються наступні фактори:

- зміни навантаження та генерації протягом доби і року;
- погодні умови, які впливають не лише на попит на електроенергію, але все більше також на технічні характеристики елементів енергосистеми;
- перспективний режим, що описує конкретні умови, які можуть виникнути в рамках заданого сценарію, включаючи:
 - реалізацію конкретних випадкових подій, часто пов'язаних з кліматичними умовами, таких як сила вітру, рівень водосховищ гідроелектричних станцій, температура тощо, або відключення електростанцій (будь то невідворотні або заплановані);
 - відповідне розподілення всіх генеруючих блоків, засноване на моделюванні ринку або структурі покриття навантаження. В даний час застосовуються структури покриття навантаження;
 - докладне розташування об'єктів генерації.
 - докладне розташування споживання з урахуванням типових графіків або нерівномірності навантаження по регіонах;
 - припущення щодо розвитку мереж.

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

Для нового будівництва електричних мереж з напругою від 6 кВ до 750 кВ існують типові схеми розподільних установок, які детально описані в "Правилах улаштування електроустановок" в таблицях 4.2.10-4.2.13. Ці схеми повинні використовуватися під час будівництва. Перед початком будівництва рекомендується використовувати математичні методи для визначення найоптимальніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

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

Проектування та будівництво кабельних ліній напругою 110 кВ може бути досить доцільним з ряду причин:

1. Ефективність передачі енергії: кабельні лінії електропередавання можуть забезпечувати ефективну передачу електроенергії, особливо у місцях, де існують обмеження на використання повітряних ліній або де простір обмежений.

2. **Низька експлуатаційна потреба:** кабельні лінії електропередавання можуть бути менш чутливими до атмосферних умов, таких як вітряні навантаження, агресивні середовища чи руйнівність для природи.

3. **Можливість проходження через населені пункти:** кабельні лінії електропередавання можуть бути використані в місцях, де не можна або не бажано встановлювати повітряні лінії через населені пункти, дозволяючи мінімізувати вплив на навколишнє середовище.

4. **Менший вплив на ландшафт:** в порівнянні з повітряними лініями, кабельні лінії електропередавання можуть мати менший вплив на ландшафт і естетику навколишнього середовища.

5. **Низька ймовірність перебоїв через атмосферні умови:** кабельні лінії електропередавання менше схильні до перебоїв через атмосферні умови, такі як грози, вітрові урагани чи сильні снігопади.

6. **Відсутність взаємодії з тваринами:** у порівнянні з повітряними лініями, кабельні лінії менше вразливі до взаємодії з тваринами, що може знизити ймовірність перебоїв через короткі замикання.

Проте, слід враховувати витрати на проектування та будівництво кабельних ліній, які можуть бути вищими порівняно з повітряними лініями. Також, у виборі між кабельними та повітряними лініями електропередавання важливо враховувати конкретні умови місцевості, технічні та екологічні аспекти для досягнення оптимального рішення.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження організації будівництва кабельної лінії напругою 110 кВ при розвитку електричної мережі.

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

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

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

– провести дослідження організації будівництва кабельної лінії напругою 110 кВ.

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

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

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

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

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

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

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

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 959, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 19198270. \end{cases}$$

звідки $a' = -2813,45$, $b' = 1,442$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,442T - 2813,45$$

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

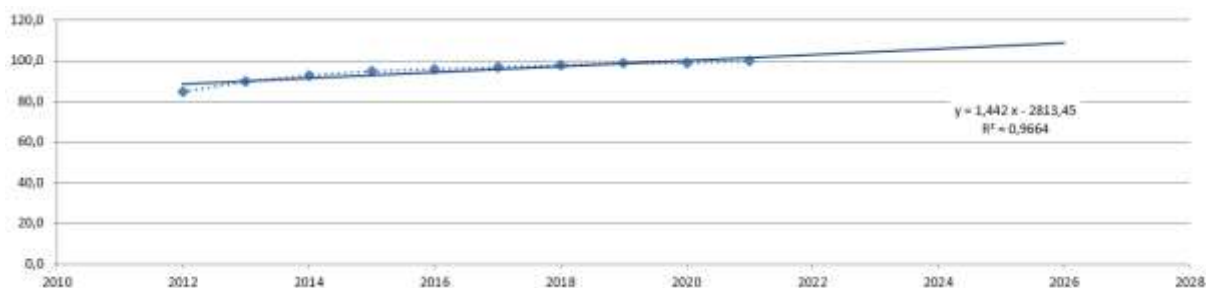


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Після аналізування даного графіка (рис. 1.1), можна зробити висновок, що прогнозується збільшення сумарного навантаження, враховуючи прогноз на 2026 рік, до 108 % від проектної потужності електромережі, що на 8% більше. Отже, для забезпечення надійності та якості електропостачання необхідно прийняти заходи, такі як перевірка відповідності прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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

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

При перевірці струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів встановлено, що основне обладнання функціонує у режимах, які є економічними або наближеними до них.

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

- в лініях електропередавання – 1,93 МВт;
- в трансформаторах – 1,05 МВт з них холостого ходу 0,64 МВт та навантажувальні 0,42 МВт.

Була здійснена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів, яка свідчить про те, що основне обладнання працює в економічних режимах або наближених до них, як це показано у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	6-204	202-2	203-3
Марка проводу	АС-95	АС-95	АС-95
Допустимий струм, А	300	300	300
Розрах. струм, А	4	96	31

У районі, де планується розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередачі мають достатній резерв щодо пропускної здатності для забезпечення новим споживачам електроенергії та забезпечення відповідних рівнів напруг в вузлах, як це вказано у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	2	3	6
Напруга вузла, кВ	112,17	111,35	110,59

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (табл. 1.1) є незначним,

порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

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

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У районі, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередачі мають достатній запас пропускної здатності для забезпечення транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 3 Літин – 111,35 кВ,

На основі оцінки розташування нових ПС та їх близькості до існуючої мережі був створений максимальний граф (рис. 1.2), який включає всі можливі варіанти приєднання нових ПС.

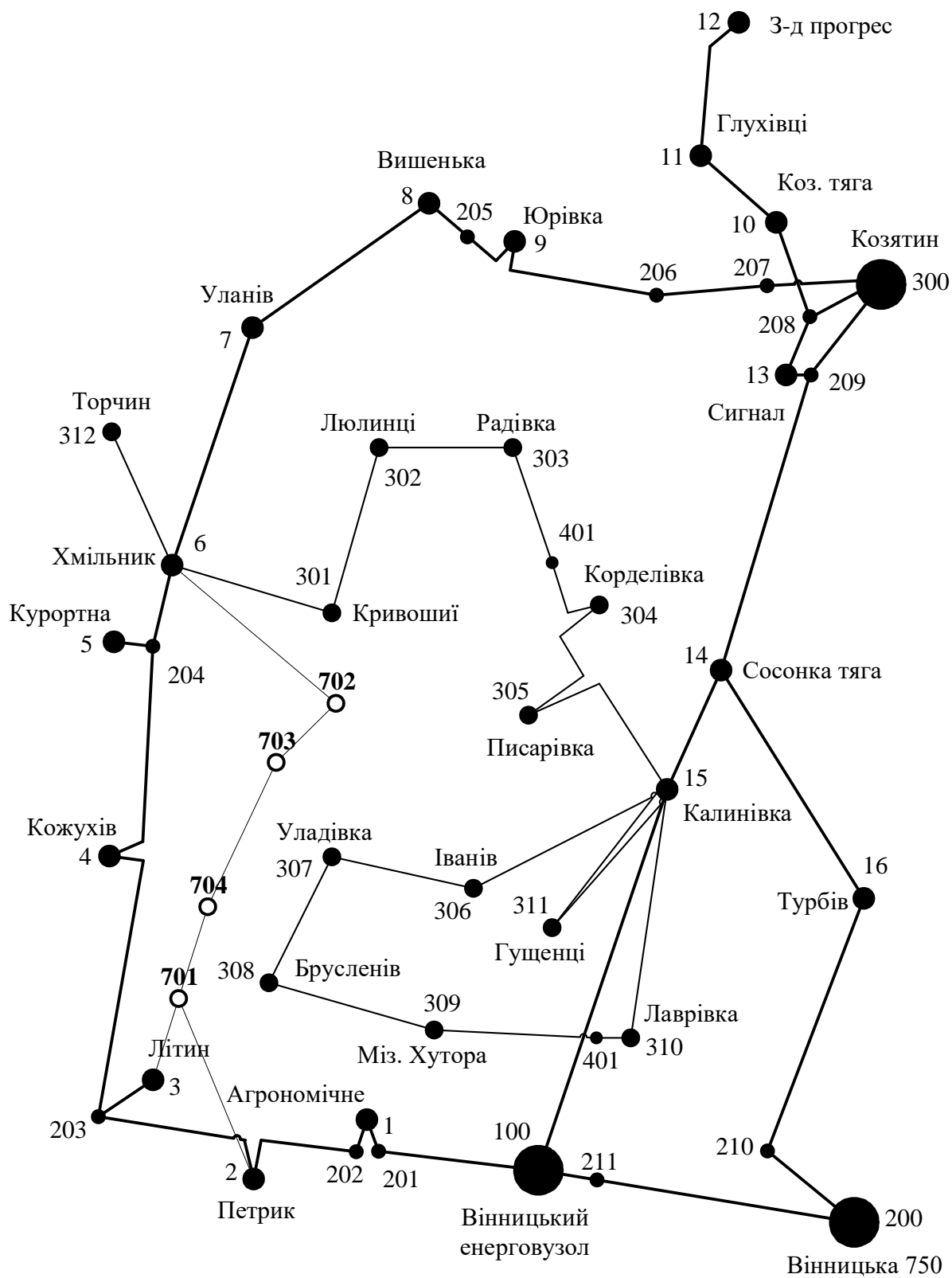


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

2.1 Лінеаризація цільової функції

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

В загальному випадку залежності $V_i = f(P_i)$ нелінійні. Отже, для моделювання процесу розвитку електричної мережі, функція мети може бути виражена як нелінійна функція з лінійними та нелінійними обмеженнями на змінні P_i .

Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

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

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

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

Згідно ПУЕ на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км. Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_H – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (4342 год/рік для $T_{\text{нб}} = 5800$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Максимальний граф для зручності було розбито на 2 ділянки, тому результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1 – 2.6.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	$U_{\text{ном}}$, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. б, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
3	701	1	5	110	1573,680	0,131	2517,9	0,769	2594,8
2	701	2,6	13	110	1573,680	0,131	6546,5	1,999	6746,4
6	702	2,8	14	110	1573,680	0,131	7050,1	2,153	7265,4
702	703	1	5	110	1573,680	0,131	2517,9	0,769	2594,8
703	704	2	10	110	1573,680	0,131	5035,8	1,538	5189,6
704	701	1,2	6	110	1573,680	0,131	3021,5	0,923	3113,7

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

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$ (частина 2)

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (поужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (поужність 1.2P), тис. грн	Коефіцієнт a1, тис. грн	Коефіцієнт b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (поужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (поужність 1.2P), тис. грн
3-701	1	2645,8	2599,8	2702,1	2517,9	9,919	2645,8	2620,2	2671,4
2-701	2,6	6879,2	6759,4	7025,6	6546,5	25,789	6879,2	6812,6	6945,7
6-702	2,8	7408,4	7279,4	7566,0	7050,1	27,772	7408,4	7336,7	7480,0
702-703	1	2645,8	2599,8	2702,1	2517,9	9,919	2645,8	2620,2	2671,4
703-704	2	5291,7	5199,6	5404,3	5035,8	19,837	5291,7	5240,5	5342,9
704-701	1,2	3175,0	3119,7	3242,6	3021,5	11,902	3175,0	3144,3	3205,7

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
3-701	1	2645,8	2621,5	2672,7	205,1	2645,8	2381,3	2910,4	2645,8
2-701	2,6	6879,2	6816,0	6949,0	533,3	6879,2	6191,3	7567,1	6879,2
6-702	2,8	7408,4	7340,3	7483,6	574,3	7408,4	6667,5	8149,2	7408,4
702-703	1	2645,8	2621,5	2672,7	205,1	2645,8	2381,3	2910,4	2645,8
703-704	2	5291,7	5243,1	5345,4	410,2	5291,7	4762,5	5820,8	5291,7
704-701	1,2	3175,0	3145,8	3207,3	246,1	3175,0	2857,5	3492,5	3175,0

2. II-ий етап СМ включає оптимізацію цільової функції, яка була отримана на першому етапі. Це досягається за допомогою Симплекс-алгоритму (СА).

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

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

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

Потужність вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	3-701	2-701	6-702	0-0	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0					
701	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	15,40	15,40	
702	0	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,00	8,00	
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2,40	2,40	
704	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-12,00	-12,00	
Коефіцієнти цільової функції	193,000	1906,436	2050,931	1831,188	732,275	320,887	1464,951	500,202	1889,892	878,970	0,000	0,000	0,000	0,000					
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000					
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			
																			0,000

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	3-701	2-701	6-702	0-0	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0			
701	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	15,40	0,00	
702	0	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,00	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	-12,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	193,066	1904,436	2050,931	1831,188	732,475	320,887	1464,951	500,202	1888,892	878,970	0,000	0,000	0,000	0,000		13457,345	
Потужності ЛЕП	13,800	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000	0,000	10,400	1,600	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	2517,888	0,000	0,000	0,000	0,000	2517,888	0,000	5035,776	3021,466	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13093,019	
Змінні складові витрат	146,428	0,000	0,000	0,000	0,000	49,209	0,000	166,327	2,363	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		364,326	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	13457,345

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	3-701	2-701	6-702	0-0	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0			
701	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	15,40	0,00	
702	0	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,00	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	-12,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	193,066	1904,436	2050,931	0,000	732,475	320,887	1464,951	500,202	1888,892	878,970	0,000	0,000	0,000	0,000		13457,345	
Потужності ЛЕП	13,800	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000	0,000	10,400	1,600	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	2517,888	0,000	0,000	0,000	0,000	2517,888	0,000	5035,776	3021,466	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13093,019	
Змінні складові витрат	146,428	0,000	0,000	0,000	0,000	49,209	0,000	166,327	2,362	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		364,326	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	13457,345

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях

Після остаточно уточнення отримуємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	3-701	2-701	6-702	0-0	702-703	703-702	703-704	704-703	704-701	701-704	0-0	0-0	0-0	0-0			
701	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	15,40	0,00	
702	0	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,00	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	-12,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	193,066	1904,436	2050,931	0,000	732,475	320,887	1464,951	500,202	1888,892	878,970	0,000	0,000	0,000	0,000		13457,345	
Потужності ЛЕП	13,800	0,000	0,000	0,000	0,000	8,000	0,000	10,400	1,600	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	2517,888	0,000	0,000	0,000	0,000	2517,888	0,000	5035,776	3021,466	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13093,019	
Змінні складові витрат	146,428	0,000	0,000	0,000	0,000	49,209	0,000	166,327	2,362	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		364,326	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	13457,345

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант

Потоки не змінилися і вартість проекту також. Значить процес розрахунку завершено. Повторюємо дії для 2 частини графа.

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

У таблиці на рис. 2.4 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.5.

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 701-702 довжиною 4,2 км. тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

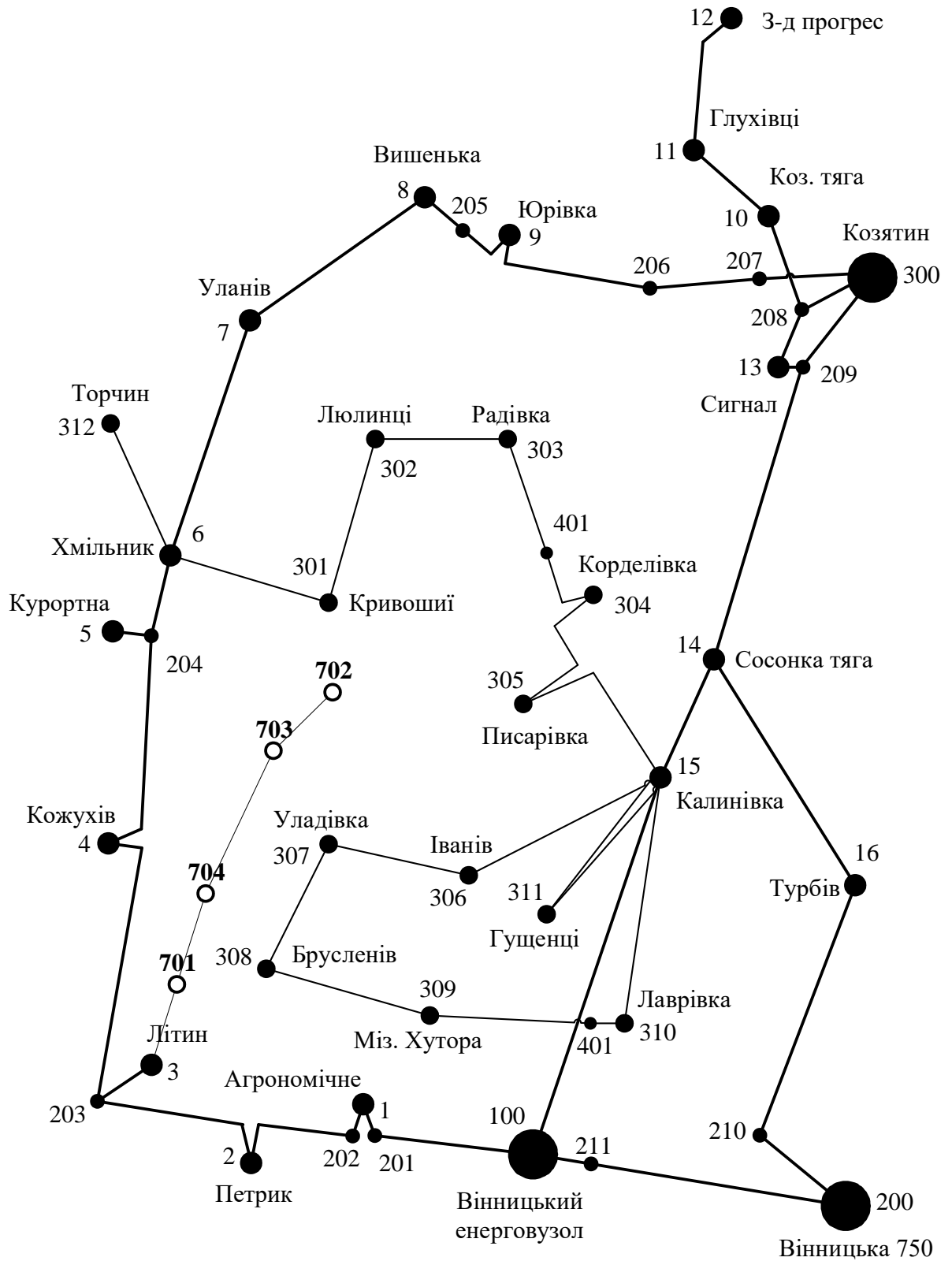


Рисунок 2.5 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

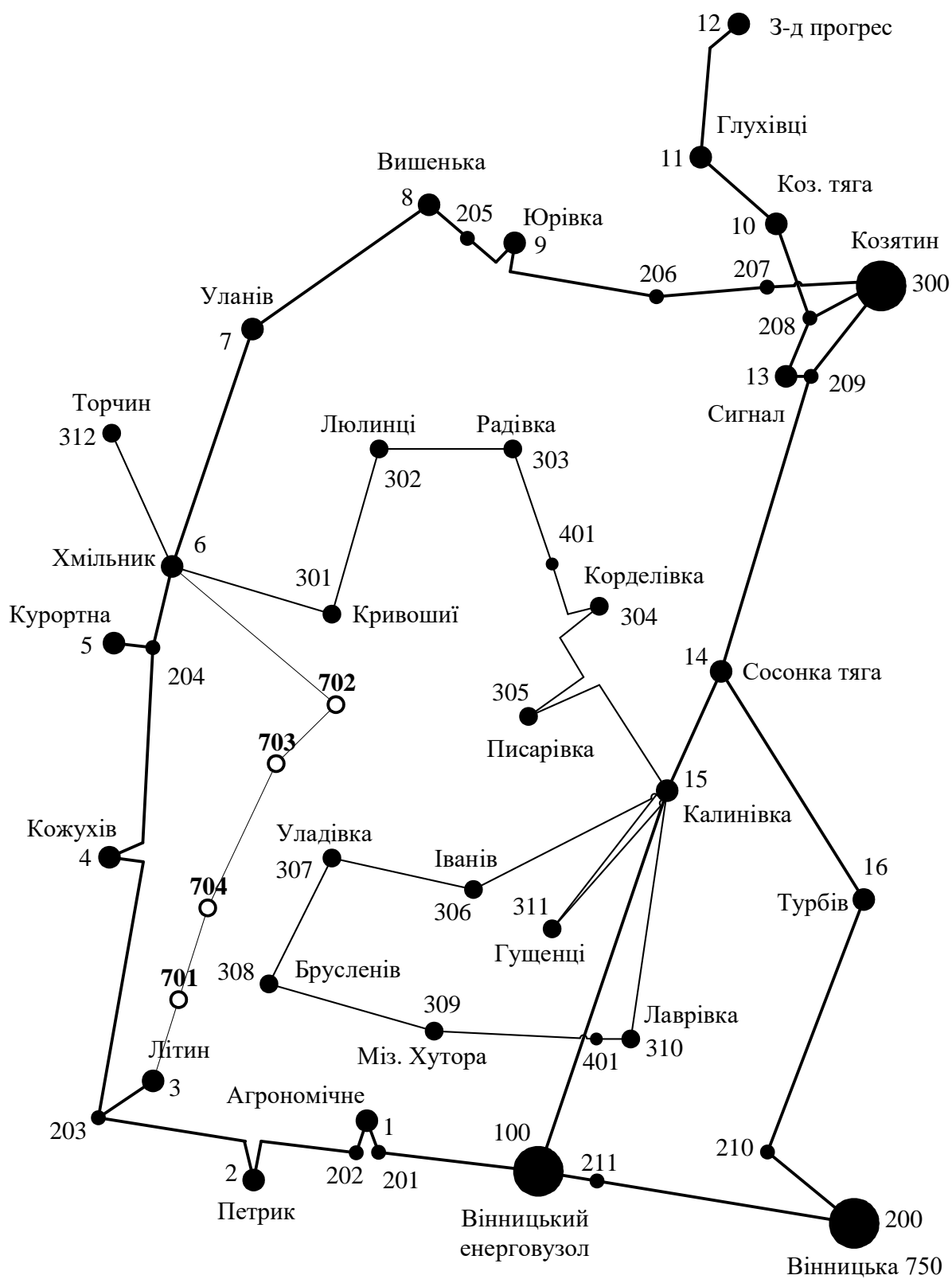


Рисунок 2.6 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

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

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

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 701, 702, 703, 704).

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення V_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

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

Перший крок. За чотири роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 6-702 та 702-703. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{6-702} + \Delta L_{702-703} = 14 + 5 = 19 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

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

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 701-702, 702-703 та 703-704 . Результати розрахунків подано в табл.3.2.

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 704-107. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Vt	Вартість
1	1	6-702	14	11,23	19	24833,9	33649,42	28041,18	28041,18
		702-703	5	2,59		8815,519			
	2	3-701	5	3,67	11	8818,561	19484,4	16237	16237
		701-704	6	12,97		10665,84			
	3	6-702	14	8,64	14	24769,06	24769,06	20640,88	20640,88
	4	3-701	5	16,64	5	8937,1	8937,1	7447,584	7447,584

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Vt	Вартість
2	11	703-704	10,00	2,59	16	17631,04	28264,22	19627,93	47669,11
		704-701	6,00	10,38		10633,18			
	12	3-701	5	3,67	11	8818,561	19484,4	13530,83	41572,02
		701-704	6,00	12,97		10665,84			
	13	703-704	10	12,97	15	17776,4	26713,5	18551,04	46592,23
		3-701	5	16,64		8937,1			
	21	704-703	10	12,97	15	17776,4	26637,38	18498,18	34735,18
		703-702	5	10,38		8860,985			
	22	6-702	14	11,23	19	24833,9			

		702-703	5	2,59		8815,51 9	33649,4 2	23367,6 5	39604,6 5
	23	704-703	10	12,97	24	17776,4	42545,4 6	29545,4 6	45782,4 6
		6-702	14	8,64		24769,0 6			
	31	702-703	5	10,38	15	8860,98 5	26637,3 8	18498,1 8	39139,0 7
		703-704	10	12,97		17776,4			
	32	3-701	5	3,67	11	8818,56 1	19484,4	13530,8 3	34171,7 2
		701-704	6	12,97		10665,8 4			
	41	6-702	14	11,23	19	24833,9	33649,4 2	23367,6 5	30815,2 4
		702-703	5	2,59		8815,51 9			
	42	6-702	14	8,64	20	24769,0 6	35434,9	24607,5 7	32055,1 5
		701-704	6	12,97		10665,8 4			

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
3	111	3-701	5	12,31	5	8880,691	8880,691	5139,289	52808,4
	121	703-704	10	8,61	10	17691,72	17691,72	10238,26	51810,28
	131	701-704	6	4,35	6	10585,22	10585,22	6125,705	52717,93
	211	6-702	14	2,64	14	24683,78	24683,78	14284,6	49019,78
	221	704-703	10	8,61	10	17691,72	17691,72	10238,26	49842,92
	231	703-702	5	6	5	8828,7	8828,7	5109,201	50891,66
	311	704-701	6	4,35	11	10585,22	19465,91	11264,99	50404,06
		701-3	5	12,31		8880,691			
	321	702-703	5	6	15	8828,7	26520,42	15347,46	49519,18
		703-704	10	8,61		17691,72			
	411	703-704	10	8,61	16	17691,72	28276,94	16363,9	47179,21
		704-701	6	4,35		10585,22			
	421	702-703	5	6	15	8828,7	26520,42	15347,46	47402,62
703-704		10	8,61	17691,72					

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

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

Для варіанту 411 приєднання підстанцій 701, 702, 703, 704 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому, другому та третьому роках. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.4.

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

Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Vt	Вартість
411	703-704	10	8,61	12,96	17691,72	28276,94	16363,97	47037,1
	704-701	6	4,35		10585,22			
41	6-702	14	2,64	19	24683,78	33512,48	23272,56	30673,13
	702-703	5	6		8828,7			
4	3-701	5	12,31	5	8880,691	8880,691	7400,576	7400,576

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

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



Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

На першому році:

————— будівництво лінії електропередач: 3-701;

На другому році:

----- будівництво ліній електропередач: 6-702, 702-703 та 703-704;

На третьому році:

----- будівництво ліній електропередач: 703-704, 704-701.

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

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

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

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

$$I_{\text{розр}3-701} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{л}} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{16,3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 89,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-704} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{4,44}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 24,5 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}704-703} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{8,7}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 47,9 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}703-702} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{6,0}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 33,07 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}702-6} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{4,4}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 25,2 \text{ (A)}.$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження $T_{\text{нб}}$ (5800 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 3.6:

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

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

$$F_{розр3-701} = \frac{I_{розр}}{J_{ек}} = \frac{89,8}{0,7} = 118,3 (\text{мм}^2);$$

$$F_{розр701-704} = \frac{24,5}{0,7} = 35 (\text{мм}^2);$$

$$F_{розр704-703} = \frac{47,9}{0,7} = 68,4 (\text{мм}^2);$$

$$F_{розр703-702} = \frac{33,1}{0,7} = 47,2 (\text{мм}^2);$$

$$F_{розр702-6} = \frac{24,25}{0,7} = 34,6 (\text{мм}^2).$$

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

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

1й – розрив лінії 3-701;

2й – розрив лінії 3-701 та відсутня генерація на СЕС (704);;

3й – розрив лінії 6-702;

4й – розрив лінії 6-702 та відсутня генерація на СЕС (704);

5й – розрив лінії 701-704;

6й – розрив лінії 704-703.

Отримані результати представлені у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{па1},$ А	$I_{па2},$ А	$I_{па3},$ А	$I_{па4},$ А	$I_{па5},$ А	$I_{па6},$ А	$I_{па,А}$ max	$I_{па}$ доп.	Марка проводу
3-701	0	0	109,4	165,9	101,62	54,2	165,9	390	АС-120/19
701-704	101,7	101,7	26,26	64,3	0	67,9	101,7		АС-120/19
704-703	54,38	102,01	64,6	64,6	67,8	0	102,01		АС-120/19
703-702	65,5	117,1	49,8	49,8	54,4	12,1	117,1		АС-120/19
702-6	110,4	169,08	0	0	25,6	64,5	169,08		АС-120/19

При оцінці відповідності провідників для мережі 110 кВ згідно Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), рекомендується використовувати провід АС 240/39. Однак, також допускається використання проводу АС-120/19. За результатами порівняння струмів у випадку аварійних ситуацій з допустимими значеннями струмів для проводу АС-120/19, було прийнято рішення використовувати провід АС-120/19. Це рішення було прийняте через те, що провід АС-120/19 повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

В роботі не включено детального аналізу можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з урахуванням графіка роботи, коефіцієнта початкового навантаження та температури навколишнього середовища. З цієї причини в практиці проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може бути вибрана з урахуванням допустимого перевантаження після аварійних режимів на 40% протягом максимальної загальної добової навантаженості, тривалістю не більше 6 годин, впродовж не більше 5 днів.

Вибір трансформаторів здійснюється згідно таких критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється на підставі наступного виразу:

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

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

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{19,3}{1,4 \cdot (2-1) \cdot 0,86} = 13,8 \text{ (МВА)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 10.0 МВА.

У вузлах 702, 703 та 704 також встановлюємо два трансформатори.

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
702	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
703	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
704	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_3 = \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot S_H} \leq 0.7 - 0.8 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{19,3}{2 \cdot 16} = 0,6 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{з2.па} = \frac{9,5}{2 \cdot 6,3} = 0,75 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{з3.па} = \frac{2,9}{2 \cdot 2,5} = 0,57 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{з4.па} = \frac{12,9}{2 \cdot 10} = 0,65 \leq 0,7 - 0,8.$$

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

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

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

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

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

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

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

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

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів було обрано схему «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис. 5.1).

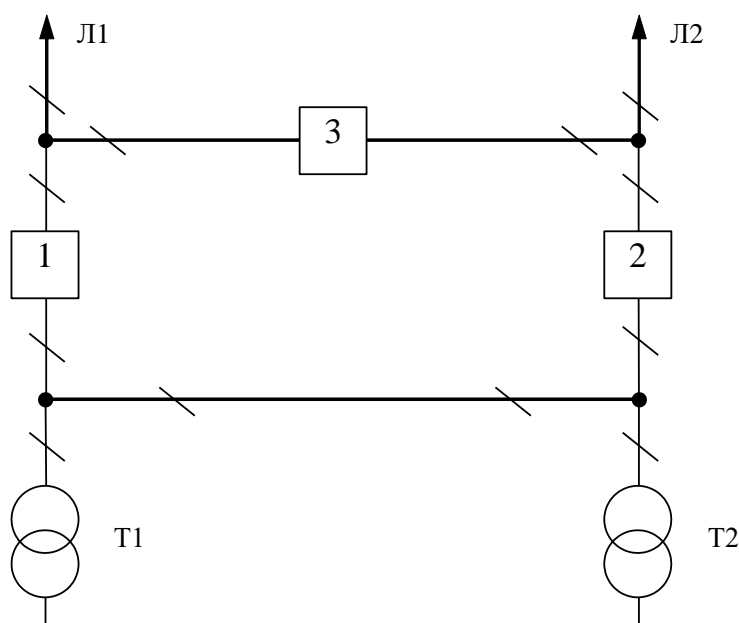


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

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

5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Літин (вузол 3) пропонується реконструювати наявну схему на «Розширений місток

з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», оскільки кількість приєднань збільшиться до 3-х (рис. 5.2).

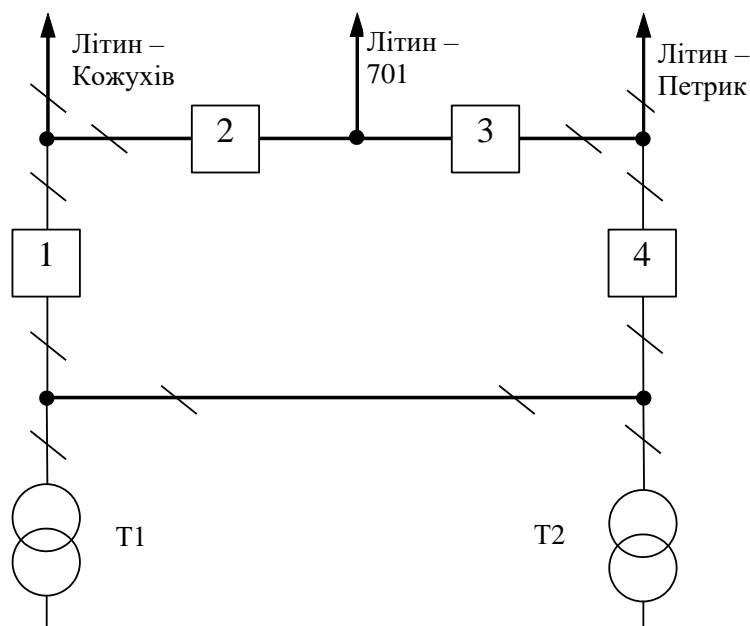


Рисунок 5.2 – Схема відгалужувальної підстанції Літин (вузол 3) – Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Хмільник (вузол 6) реконструкція не потрібна, існуюча схема – «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» розрахована на кількість приєднань до 3-6. Дана схема зможе працювати і з ще 1-м приєднанням.

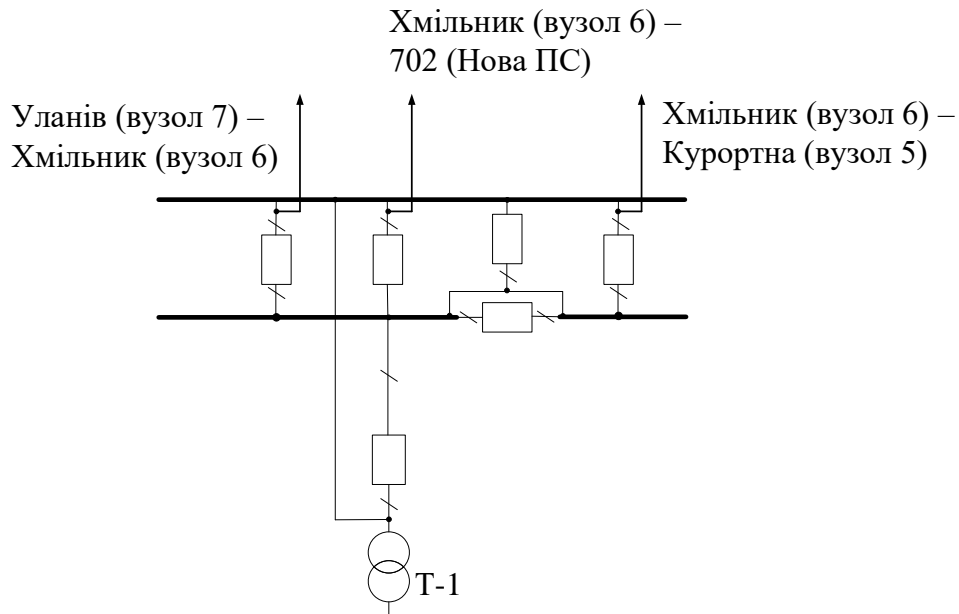


Рисунок 5.3– Схема вузлової підстанції Хмільник (вузол 6) – одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Виконання розрахунків надійності схем розподільчих пристроїв (РП) включає в себе оцінку ймовірностей відключень елементів (таких як лінії, трансформатори, генератори), які комутуються в РП, а також поділ РП на електрично незалежні частини. Крім того, розрахунки враховують тривалість аварійного відключення елементів, а також час, необхідний для ремонту та розділення РП після відмов вимикачів РП та самого комутуючого обладнання в нормальних і ремонтних режимах. Надалі буде наведений розрахунок для схеми підстанції з генеруванням 703.

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

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

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,0001 = 0,9997.$$

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

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

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

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

де $T_{П1} = 45$ год;

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

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

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

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

Вимикач що відмовив	Параметр потіку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,0314		G1, W1, D (W2, G2) – T_0	G1, W1, G2, W2 – T_0
			G1, W1, D (W2, G2) – T_B	G1, G2 D (W2, W1) – T_B
Q2	0,0314	G2, G1, W2, W1 – T_0		G1, W1, G2, W2 – T_0
		G1, W1, D (W2, G2) – T_B		G2, W2 D (W1, G1) – T_B
Q3	0,0314	G2, G1, W2, W1 – T_0	G2, W2, D (W1, G1) – T_0	
		G1, G2, D (W2, W1) – T_B	G2, W2, D (W1, G1) – T_B	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
G2, G1, W2, W1	4	1	0,0314	0,1256
G2, G1, D (W1, W2)	2	15,5	0,0314	0,0628

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

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

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0= 540$ грн./кВт·год.);

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

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

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

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

$W_{рпк}$, МВт·год	$\Delta W_{нд}$, МВт·год	$M_{ЗБ}$, тис. грн.
80 040	0,41	221,436

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

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 601,602,603,604 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 27,88 + 0.05 \cdot 27,88 = 26,5 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 26,5 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 8,42 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

Розрахунок генерування реактивної потужності відрізка ЛЕП:

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

$$Q_{\text{ЛЕП3-701}} = 106,43^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 5) = 0,161 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,161 + 0,194 + 0,323 + 0,161 + 0,449 = 1,288 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 15,07 = 14,3 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 14,3 = 1,43 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 14,3 + 1,43 - 1,288 - 8,42 = 6,022 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 14,3 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 8,42 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-6300-900 УЗ на 6300 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 702.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

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

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

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

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

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

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

Мережа електропостачання відзначається низькими втратами потужності на рівні 4,1 МВт. У додатках представлені вхідні дані та результати розрахунків для мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після впровадження розширень.

7.2. Регулювання напруги у мережі

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

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	111,53	101,55	113,71
702	111,24	101,21	113,43
703	111,31	101,29	113,5
704	111,55	101,56	113,74

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
10,23	9,23	10,45	10,23
10,16	9,14	10,38	10,16
10,77	9,72	10,99	10,77
10,68	9,72	10,89	10,68

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{T701} = \frac{(16,64) \cdot (4,68 / 2) + (9,87) \cdot (86,7 / 2)}{111,53} = 4,19 \text{ (кВ)}.$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T7016} = \frac{111,53 - 4,2}{10,5} = 10,22.$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T701d} = 10,298$, що відповідає 10-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН701д}} = \frac{111,53 - 4,2}{10,298} = 10,42 \text{ (кВ)}.$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів

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

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	4,18	10,22	10,42	10	10,298	0,0971
702	4,47	10,16	10,52	11	10,141	0,0986
703	3,36	10,28	10,48	10	10,298	0,0971
704	0,46	10,66	10,31	7	10,768	0,0928

Після впровадження заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях, було проведено розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі після застосування бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (див. додаток Д). Отримані результати свідчать про те, що наявні засоби регулювання на цих підстанціях забезпечують можливість експлуатації з необхідними показниками якості електроенергії на стороні 10 кВ.

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі

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

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

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

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.;

c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності;

ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

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

де P_i – активна потужність, що передається по i -тій лінії, МВт;

U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ);

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

τ – час максимальних втрат (4342 год);

ΔL_i – довжина i -тої лінії, км.

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: 3-701;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 701;
- приєднання нової лінії на ПС Літин (вузол 3)

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 6-702 та 702-703;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 6, 702, 703;
- приєднання нової ЛЕП до живлячої ПС Хмільник (вузол 6).

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 703-704 та 704-701;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 704.

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

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експерт- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,376	734,56	601,984	4,916	24509,718
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	14 од.	540,624	4829,678	130,396	146,328	14	5661,026
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		926,784	7288,849	211,322	224,888	24	8675,842

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	84
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	1709,318
Загальна кошторисна вартість			62856,443						

Таблиця 8.2 – Вартість облаштування нового приєднання до ПС Літин (вузол 3):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
2.4	Приєднання секційного вимикача 110 кВ	1	64,616	2169,270	87,958	59,620	1,163	2382,626
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001
Всього ВРУ 110 кВ			451,504	5401,196	243,247	160,947	4,404	6261,296
Загальна кошторисна вартість			6261,296					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 69 117,739 тис. грн.,

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

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024

2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
Всього ВРУ 110 кВ			435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	8 од.	308,928	2759,816	74,512	83,616	8	3234,872
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
Всього ЗРУ 10 кВ			695,088	5218,987	155,438	162,176	18	6249,688
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
4.4	Вартість приєднання БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл.	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			50763,593					

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 2,5 В×А	2 од.	195,384	4987,412	165,624	137,492	2,396	5488,308
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001

	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	3 од.	115,848	1034,931	27,942	31,356	3	1213,077
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
Всього ЗРУ 10 кВ			502,008	3494,102	108,868	109,916	13	4227,893
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл.	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
4.4	Вартість придбання БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл.	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл.	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950

5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			38982,725					

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

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

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 93 246,987 тис. грн.,

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

Таблиця 8.6 – Вартість оснащення відгалужувальної опори від вузла 107

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5	2021,795
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		579,24	4184,056	127,496	130,82	15	5036,611
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
	Всього		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
5	ЗПК:							

5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	
Загальна кошторисна вартість			53307,357						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 53307,35 тис. грн.,

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_{T} – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 5 = 7868,4 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (14+5) = 29899,9 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (10+6) = 25178,8 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K_1 = 7868,4 + 69\,117,739 = 76986,13 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 29899,9 + 93\,246,987 = 123146,9 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 25178,8 + 53307,35 = 78486,23 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$B_{Л1} = (7868,4 \cdot 0,3)/100 = 75,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л2} = (29899,9 \cdot 0,3)/100 = 89,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л3} = (25178,8 \cdot 0,3)/100 = 23,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (69117,7 \cdot 3)/100 = 2073,53 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (93246,9 \cdot 3)/100 = 2797,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П3} = (53307,35 \cdot 3)/100 = 1599,2 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

Таблиця 8.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:3-701 П/ст: 3, 701	1114	126	5708
2	ЛЕП:6-702, 702-703 П/ст:6, 702, 703	1277	111	6100
3	ЛЕП: 703-704, 704-701 П/ст: 704	-1057	75	-4087

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 75,5 + 2073,53 + (5708 \cdot 2,65) = 17275,48 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 89,7 + 2797,4 + (6100 \cdot 2,65) = 18992,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 23,6 + 1599,2 + (-4087 \cdot 2,65) = -9207,75 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$W_{1(701)} = 16,64 \cdot 5800 = 96512 \text{ (МВт·год)};$$

$$W_{2(702+704)} = (8,64 + 2,59) \cdot 5800 = 65134 \text{ (МВт·год)}.$$

$$W_{3(703(СЕС))} = 12,97 \cdot 1200 = 15564 \text{ (МВт·год)}.$$

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

$$\Pi_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 96512 - (17275,48) = 13415,34 \text{ (тис.грн)};$$

$$\Pi_2 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 65134 - 18992,1 = 1720,512 \text{ (тис.грн)};$$

$$\Pi_3 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 15564 - (-9207,75) = 18919,69 \text{ (тис.грн)}.$$

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

$$\begin{aligned} E'_a &= \frac{11179,45 / (1+0,2) + (1194,8) / (1+0,2)^2 +}{64155,11 / (1+0,2) + 85518,68 / (1+0,2)^2 +} = \\ &= \frac{+10948,89 / (1+0,2)^3}{+45420,27 / (1+0,2)^3} = 0,119. \end{aligned}$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,119 = 8,4 \text{ (років)}.$$

Таблиця 8.8 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	27,87
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5800
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт·год	161646
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	272 123,829
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,138
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	4,6	2,1
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт·год	8085
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт·год	23458

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

Рентабельність проекту розвитку в цілому відносно задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (8,4 роки) підтверджують ефективність.

9 ДОСЛІДЖЕННЯ ОРГАНІЗАЦІЇ БУДІВНИЦТВА КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ НАПРУГОЮ 110 КВ

Переваги повітряних ліній електропередачі включають їх відносну економічність порівняно з кабельними та легкість у проведенні ремонтних робіт, особливо порівняно з безколекторними КЛЕП. Немає необхідності для проведення робіт у землі для заміни проводів, і візуальний огляд стану лінії залишається простим. Проте, повітряні лінії мають свої недоліки, такі як широка смуга відчуження, незахищеність від зовнішніх впливів та естетична непривабливість.

Широка смуга відчуження повітряних ліній призводить до обмежень у встановленні будь-яких споруд і посадці дерев навколо лінії. Проходження лінії через ліс може призвести до вирубки дерев по всій ширині смуги відчуження. Незахищеність від зовнішніх впливів, таких як падіння дерев, може вплинути на надійність системи. Також, не дивлячись на пристрої грозозахисту, повітряні лінії вразливі до ударів блискавки, що може призвести до обладнання резервних ланцюгів.

У порівнянні з цим, прокладання кабелів у землі має ряд переваг. Монтаж силового кабелю в землі менш схильний до негативного впливу кліматичних умов, таких як снігопади та штормові вітри. Кабельні лінії також менш вразливі до електромагнітних впливів та мають меншу естетичну непривабливість. Кабельні лінії електропередавання широко застосовують у випадках, коли будівництво повітряних ліній неможливе через обмежений простір, технічні або економічні обставини, або з огляду на екологічні вимоги та архітектурні показники.

Хоча кабельні лінії можуть бути вартіснішими у будівництві та експлуатації, їх висока надійність і безпека роблять їх привабливим рішенням для мереж зовнішнього і внутрішнього електропостачання, особливо в місцях, де важлива надійність і довговічність системи.

КЛЕП отримали найширше застосування в передачі та розподілі електричної енергії на промислових підприємствах та у містах (для систем внутрішнього електропостачання), особливо при передачі електроенергії через великі водні простори. Основні переваги кабельних ліній порівняно з повітряними полягають у їхній закритому прокладанні, що забезпечує захист від атмосферних впливів (вітру, дощу, ожеледі). Кабельні лінії також визначаються вищою надійністю та безпекою експлуатації. Таким чином, незважаючи на їх велику вартість і трудомісткість у спорудженні, кабельні лінії широко використовуються в системах зовнішнього та внутрішнього електропостачання.

Проте, слід відзначити, що кабельні лінії виявляються значно дорожчими, порівняно з повітряними лініями того ж рівня напруги (в середньому в 2-3 рази для ліній 6-35 кВ і в 5-6 разів для ліній 110 кВ і вище), і вимагають складнішого процесу спорудження та управління. Складові кабельних ліній включають в себе кабель, з'єднувальні та кінцеві муфти, будівельні конструкції, елементи кріплення та інші важливі компоненти.

У контексті роботи розглядається перемонтаж існуючого проводу АС-300/39, де враховуються нормовані відстані між проводом та тросом у середині прогону, а також габарит до землі. Провід монтується з максимальною напругою до 8 даН/мм². Обраний переріз проводу та тросу відповідає умовам термічної стійкості при струмі короткого замикання.

Ключовим аспектом реконструкції є врахування кліматичних умов. Кліматичні навантаження та впливи для розрахунку проводів, тросів та конструкцій визначаються згідно з картами територіального районування України, наведеними в Правилах устрою електроустановок (ПУЕ) 2017 для Вінницької області: ожеледь: 3-й район по ожеледі (товщина - 19 мм; вага - 15 Н/м); вітровий тиск: 1-й район по вітру (тиск - 400 Па); навантаження вітру на проводи та троси, покриті ожеледдю (2-й район, з навантаженням 6 Н/м); середньорічна температура повітря - 8°C; мінімальна температура повітря становить -38 °C; максимальна температура повітря - 36 °C.

9.1 Розрахунок перетину жили кабелю лінії електропередавання напругою 110 кВ

Вибір правильного перерізу кабелю має вирішальне значення для забезпечення надійної та безперебійної роботи електроустаткування. Для цього використовуються спеціальні таблиці, які враховують різні параметри, такі як матеріал струмопровідної жилки, матеріал ізоляції та інші фактори.

При виборі перерізу кабелю для забезпечення надійності роботи електроприладів враховуються різноманітні фактори, серед яких основні включають:

- номінальний струм навантаження;
- матеріал струмопровідної жилки;
- тип ізоляції;
- спосіб прокладання;
- довжина кабелю.

Перед розрахунком перерізу кабелю важливо визначити ці параметри. Існують два методи визначення необхідного перерізу кабелю: розрахунок за нагріванням та за допустимими втратами напруги.

Під час проходження електричного струму кабелем відбувається його нагрівання. Допустима температура нагрівання та переріз дроту залежать від типу ізоляції та методів прокладання. Недостатній переріз струмопровідної жилки може призвести до перегрівання, пошкодження ізоляції, короткого замикання та пожежі.

Для електропередачі напругою 110 кВ використовуються високовольтажні кабелі, спеціально призначені для роботи в умовах великої напруги. Основні типи кабелів для напруги 110 кВ включають:

1. Кабелі з ізолюваною провідною жилою (ІЗПЖ): Ці кабелі мають одну або кілька ізолюваних металевих жил, які оточені шаром ізоляції. Вони призначені для укладання під землею або в тунелях.

2. Силові кабелі з паперово-масляною ізоляцією: Ці кабелі використовують паперово-масляну ізоляцію, яка забезпечує високий рівень

діелектричної міцності. Зазвичай вони застосовуються для зовнішньої укладки, в тому числі в ґрунті або відкритому повітрі.

3. **Силові кабелі з полімерною ізоляцією:** Ці кабелі мають ізоляцію з полімерних матеріалів, таких як кроссполіетілен (XLPE) або етилен-пропіленовий каучук (EPR). Вони можуть використовуватися як для зовнішньої, так і для внутрішньої укладки та забезпечують високий рівень міцності та надійності.

Вибір конкретного типу кабелю залежить від умов встановлення, експлуатації, технічних вимог та економічних факторів. Перед вибором кабелю для конкретного проекту рекомендується провести детальний інженерний аналіз та врахувати всі відповідні норми та стандарти.

Вибір марки конкретного кабелю для напруги 110 кВ зазвичай залежить від виробника та відповідає міжнародним та регіональним стандартам якості та безпеки. Деякі відомі виробники, які спеціалізуються на високовольтних кабелях для таких напруг:

1. **Nexans:** Ця компанія виробляє різні типи високовольтних кабелів, включаючи кабелі для напруги 110 кВ.

2. **ABB:** Як один з провідних виробників електрообладнання та кабельної продукції, ABB виготовляє кабелі для різних рівнів напруги, включаючи 110 кВ.

3. **Prysmian Group:** Ця компанія також виробляє високовольтні кабелі, які можуть бути використані для напруги 110 кВ.

4. **General Cable:** Виробник кабельної продукції, який також пропонує високовольтні кабелі.

5. **Siemens:** Компанія Siemens є постачальником електротехнічного обладнання, включаючи кабелі для високих напруг.

Важливо враховувати, що вибір конкретної марки повинен ґрунтуватися на вимогах конкретного проекту, технічних характеристиках кабелів, експлуатаційних умовах та регуляторних вимогах в країні, де буде встановлено обладнання.

XRUNAKXS - силовий кабель (K) з радіальним полем (H) з алюмінієвою (A) робочою жилою та ізоляцією із зшитого поліетилену (XS) в зовнішній оболонці з поліетилену (X) чорного кольору з поздовжнім (U) і радіальним (R) ущільненнями

9.2 Вибір кабелю напругою 110 кВ

Силовий кабель XRUNAKXS 64/110kV 1x150RMC/95 (аналог АПвЕгаПу-110 1×150/95). Кабелі виробництва Tele-Fonika в ізоляції з зшитого поліетилену (XLPE, VPE, СПЕ) середньої (6-35 кВ), високої і надвисокої (110 кВ і вище) напруги призначені для стаціонарної прокладки і застосовуються для передачі електроенергії в розподільних мережах при різних умовах експлуатації кабельних ліній.

XRUNAKXS - силовий кабель (*K*) з радіальним полем (*H*) з алюмінієвою (*A*) робочою жилою та ізоляцією із зшитого поліетилену (*XS*) в зовнішній оболонці з поліетилену (*X*) чорного кольору з поздовжнім (*U*) і радіальним (*R*) ущільненнями. Розшифровка силового кабелю XRUNAKXS 64/110 кВ 1x150RMC/95:

X – оболонка з поліетилену, чорного кольору;

R - радіальне ущільнення, бар'єр проти вологи у вигляді алюмінієвої стрічки покритої шаром полімеру поліетилену, що покриває всю внутрішню поверхню оболонки і з'єднаної з цією оболонкою;

U - поздовжнє ущільнення, бар'єр проти вологи в області між екранованої ізоляцією і оболонкою (у вигляді повиву з набухаючих під дією вологи стрічок);

H - позначення радіального електричного поля ізоляції;

A - алюмінієва робоча жила;

K - нормалізований символ силового кабелю призначеного для укладання в стаціонарних електропроводках;

XS - ізоляція із зшитого поліетилену.

64/110 - номінальна напруга, кВ;

I - кількість жил;

150 - переріз жили;

RMC - кругла щільна багатодротяна жила;

95 - переріз екрану.

Силовий кабель XRUHAKXS 64/110 кВ 1x150RMC/95 застосовується в місцях де кабелі знаходяться під впливом вологого і агресивного середовища, для ліній електророзподільних систем, в промислових системах, в розподільних установках середньої і високої напруги, в термоелектростанціях і гідроелектростанціях.

9.3 Конструкція силового кабелю XRUHAKXS 64/110 кВ 1x150RMC/95

1. Провідник: багатодротяний ущільнений провідник класу 2, виготовлений з міді для кабелю типу XRUHKXS, або з алюмінію для кабелю типу XRUHAKXS, (RMC).

2. Екран по жилі з напівпровідникового поліетилену.

3. Ізоляція: зшитий поліетилен (XLPE).

4. Екран по ізоляції з напівпровідникового поліетилену.

5. Герметизація (обмотка з напівпровідникової водонепроникної стрічки).

6. Металевий екран (обмотка з мідного дроту з контрспіраллю з м'якої мідної стрічки).

7. Герметизація (обмотка з напівпровідникової водонепроникної стрічки і алюмінієва стрічка з шаром поліетилену).

8. Оболонка (поліетилен високої щільності, чорного кольору).

Таблиця 9.1 – Характеристики силового кабелю XRUHAKXS 64/110 кВ 1x150RMC/95

Країна-виробник	Польща
Виробник	Tele-Fonika Kable

Кількість жил	1
Переріз (мм кв.)	150
Матеріал жили	Алюміній
Ізоляція	XPPE
Тип жили	Багатодротяна
Наявність екрану у кабелі	Так
Напруга (кВ)	110

Існує два методи визначення відповідного перерізу кабелю:

- розрахунок за нагріванням;
- розрахунок із врахуванням допустимих втрат напруги.

Під час протікання електричного струму через кабель відбувається його нагрівання. Допустима температура нагрівання та оптимальний переріз провідника залежать від використаної ізоляції та методів укладання. Неправильний вибір перерізу струмовідвідної жили може призвести до перегрівання, що в свою чергу може викликати руйнування ізоляції, коротке замикання та виникнення пожежі.

Обираємо наступні параметри кабелю: $U_{НОМ} = 110$ кВ; номінальний розрахунковий струм: $I_{кл} = 1100$ А; марка - XRUNAКXS; тривало допустима температура жили - 90 °С; схема прокладання кабелю - "трикутник" (при цьому переріз алюмінієвої жили - 2000 мм²); глибина прокладання кабелю в землі - 1,5 м; розрахункова температура ґрунту (пісок легкий з вологістю 7-11%) - 15 °С. Розрахунки вибору кабелю зведемо в **додаток Д**.

Таблиця 9.2 – Основні показники КЛ 110 кВ

Номінальна напруга	110 кВ
Спосіб прокладання	В трубі, в з.б. лотках, по опорі
Марка кабелю	XRUNAКXS 64/110 кВ 1x150RMC/95
Переріз	3x(1x2000)
Кількість кабелів в фазі	1

Кількість ланцюгів	1
Схема розміщення фаз	В трикутник
Довжина лінії (по трасі)	251 м

Кожне з трьох однофазних кабелів у колі електропередачі напругою 110 кВ розташовано у формі трикутника і прокладено зігзагоподібно. Кожен кабель забезпечено нейлоновими стяжками на відстані 1 м один від одного. Прокладання кабелю виконано в траншеї, використовуючи полімерні труби, на глибині не менше 1,5 м від верхнього рівня кабелю. До траншеї додається піщано-гравійна суміш (співвідношення 1:1) товщиною 100 мм, з гравієм, який має бути округлим і без гострих кутів. Посипка сумішшю проводиться сверху, з висоти, яка перевищує верхній край лотків, на 100 мм, а потім покривається плитами. На поверхні плит розміщується сигнальна стрічка. Додатково вздовж траси розміщуються пасивні маркери Tempo OmniMarker II OM-09 на глибині 1 метра з обох сторін в місцях поворотів та на прямих ділянках траси з інтервалами не більше 50 метрів.

Для компенсації можливих температурних деформацій та зсувів ґрунту, кабель прокладається "змійкою" з додатковим запасом 5% від загальної довжини по всій трасі. На місцях зміни напрямку траси кабелів встановлюються попереджувальні стовпчики. Відкриті траншеї для прокладання кабелю обгороджуються тимчасовим парканом. Роботи, для яких потрібно складати акти огляду прихованих робіт, включають: викопування траншеї, формування основи під лотки, встановлення лотків, розміщення постілі, прокладання кабелю, заливка піщано-гравійної сумішшю, укріття кабелю плитами, установка труб, герметизація труб, розміщення сигнальної стрічки, заливка траншеї. Для підсилення стінок проєктованих траншей для прокладання кабелю напругою 110 кВ використовують щити з метою запобігання обвалу ґрунту.

Всі частини електричної системи, які не піддаються дії напруги, повинні бути заземлені. Це передбачає, що всі металеві оболонки в кабельній системі

повинні бути з'єднані за допомогою муфт і заземлені на кінцях. Наразі існують кілька методів заземлення металевих екранів кабельних ліній. Екрани, які виводяться з кінцевих муфт, можуть бути заземлені з одного боку кабельної лінії або з обох сторін одночасно. При заземленні з обох сторін, за потреби, до екранів кабелю може бути застосована транспозиція, яка включає один (рідше два) повних цикли транспозиції.

Щодо технічної інформації для високовольтних кабелів 45-150 кВ із ізоляцією з зшитого поліетилену, існує декілька методів заземлення екрану. У даному випадку обрано заземлення екрану на одному кінці кабельної лінії. Ця схема заземлення екранів застосовується для ліній, які прокладені в полімерних трубах, з метою збільшення довготривалого допустимого струму кабелю. Заземлення кінця кабелю виконується з одного кінця до тіла перехідних опор. Заземлення екранів КЛ з однієї сторони наведено на рисунку 9.2.

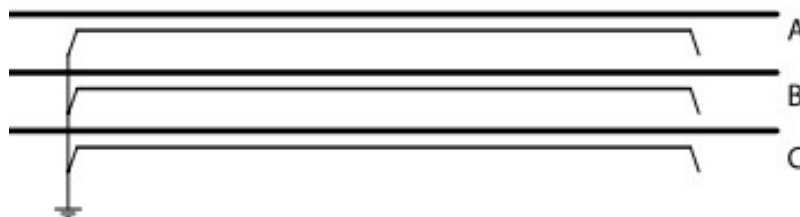


Рисунок 9.2 – Заземлення екранів КЛ з однієї сторони

Мідні екрани трьох фаз з'єднуються та заземлюються з одного боку кабельної лінії, при цьому відношення, яке визначає роль "паразитних" втрат в екранах кабелю порівняно з "неминучими" втратами у жилах (РЕ/РЖ), дорівнює нулю. Напруга в точці приєднання до контуру заземлення також дорівнює нулю, але струм у екрані значно великий.

При прокладанні проєктованого кабелю на відкритому повітрі (виведення кабелю на опори з обох боків КЛ), щоб захистити ізоляцію кабельної оболонки від кліматичних умов і ультрафіолету, кабелі

обгортаються термоусаджувальними трубками по всій довжині прокладання в повітрі. По завершенню робіт проводиться цвітне маркування та вішаються бірки на кожен фазу.

Запроектовані лінії, як об'єкт будівництва, відносяться до нескладних за класифікацією. Доставка основних матеріалів, будівельних конструкцій та устаткування з заводів-виробників до об'єктного складу виконується автотранспортом. Вантажні та розвантажувальні роботи, транспортування конструкцій та обладнання по трасі, передбачається за допомогою механізмів і транспортних засобів генерального підрядника. Використання місцевих будівельних матеріалів відсутнє. Перед початком будівництва необхідно провести підготовчі роботи на території будівництва. Під час виконання всього комплексу будівельно-монтажних робіт обов'язково дотримуватися заходів з організації безпеки праці, зокрема при застосуванні машин і транспортних засобів, а також при виконанні робіт на висоті та інших технологічних операціях. До початку випробувань електроустаткування слід завершити монтаж засобів захисту від коротких замикань та заземлювальних пристроїв. Приєднання нових ділянок КЛ та інших об'єктів, передбачених проектом, до діючої мережі проводиться експлуатаційним персоналом підприємства після завершення всіх будівельно-монтажних і налагоджувальних робіт та отримання письмового повідомлення від голови приймальної комісії. Для розміщення персоналу будівельно-монтажної організації та обслуговування будівництва використовуються пересувні інвентарні будівлі та споруди. Умови будівельно-монтажних робіт скорочені згідно ДСТУ-Н Б Д.2.2- 48:2012, а також ускладнюючі фактори виконання робіт по об'єкту згідно ДСТУ-Н Б Д.2.3-40:2012.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Будівельно-монтажна організація отримує дозвіл «Держгірпромнагляду» відповідно до Постанови КМУ від 26.10.2011р. №1107 на виконання робіт підвищеної небезпеки та експлуатацію машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки, які передбачаються при реалізації даного проєкту. Вимога щодо експлуатаційної безпеки визначає аспекти об'єкту, які пов'язані з ризиком пошкоджень, що виникають у людей на будівельному об'єкті чи поряд з ним, з будь-якої причини. Основна вимога «безпека експлуатації» стосується трьох груп ризиків:

1. ковзання, падіння, удари;
2. опіки, електроудари, вибух;
3. нещасні випадки, як наслідок руху транспортного засобу.

Для забезпечення безпеки персоналу від можливого ураження електричним струмом при проведенні робіт з ремонту і технічного обслуговування високовольтного обладнання мають бути передбачені організаційні і технічні заходи згідно «Правил безпечної експлуатації електроустановок» (НПАОП 40.1-1.01-97).

Організаційними заходами, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках, є:

- призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- роботи за нарядом, або розпорядженням;
- підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- нагляд під час роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі, та її закінчення.

При підготовці робочого місця зі зняттям напруги мають бути у вказаному порядку виконані наступні технічні заходи:

- виконані необхідні відключення і прийняті заходи, що перешкоджають подачі напруги на місце внаслідок помилкового включення комутаційних апаратів, шляхом замикання на замок приводів роз'єднувачів;
- на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційних апаратів мають бути вивішені заборонні плакати;
- перевірена відсутність напруги на струмоведучих частинах, які мають бути заземлені для захисту людей від ураження електричним струмом;
- накладено заземлення (включені заземлювальні ножі, а там, де вони відсутні, встановлені переносні заземлення);
- вивішені вказівні плакати «Заземлено»;
- захищені при необхідності робочі місця;
- вивішені застережливі наказові плакати перед струмопровідними частинами, що залишилися під напругою.

Для захисту обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом, у разі пошкодження ізоляції, передбачаються:

- захисне заземлення;
- система вирівнювання потенціалів;
- автоматичне відключення живлення.

Персонал, що здійснює оперативне, технічне і ремонтне обслуговування об'єкта проектування, має бути забезпечений засобами індивідуального захисту – спеціальним одягом, спеціальним взуттям і іншими засобами індивідуального захисту відповідно до ГКД 34.10.601-96 «Засоби захисту під час експлуатації енергоустановок. Норми робочої потреби».

Виконання вимог ПУЕ та ПБЕЕ забезпечує експлуатаційному персоналу безпеку обслуговування всіх елементів високовольтних електроустановок.

Передбачається:

- розміщення відкритих струмопровідних частин обладнання і

ошинування згідно ПУЕ;

- захисне заземлення та приєднання до РЕ провідника низьковольтного обладнання допоміжних приміщень трансформаторної підстанції згідно ПУЕ;

- пристрої автоматичного контролю і сигналізації при виникненні позаштатних та аварійних ситуацій;

- пристрої дистанційного управління високовольтними вимикачами;

- автоматичне відключення від дії релейного захисту окремих елементів електричних мереж;

- виконання з'єднань та приєднання проводів і жил кабелів за допомогою опресування, зварювання, спеціальних затискачів для зниження перехідних опорів, небезпечних в пожежному відношенні;

- застосування важкогорючих будівельних конструкцій.

Виконання будівельних та електромонтажних робіт при реконструкції ПЛ 110кВ повинно виконуватися згідно з:

- ДБН А.3.1-5-2009. «Організація будівельного виробництва»;

- ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці і промислова безпека в будівництві»;

- НПАОП40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів»;

- ДНАОП 1.1.10-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок».

10.1 Пожежна безпека і протипожежний захист

Дуже важливо добре забезпечити пожежну безпеку та протипожежний захист кабельних ліній електропередавання, оскільки виникнення пожежі може призвести до відключення споживачів електричної енергії на довгий час та до значних втрат коштів на відновлення кабельної лінії.

Пожежна безпека і протипожежний захист передбачається згідно з існуючими

«Нормами технологічного проектування підстанцій змінного струму з високою напругою 6-750 кВ» (ГКД 341.004.001-94).

Згідно ГКД 341.004.001-94 п.11.4.1 зовнішній протипожежний водопровід і протипожежні резервуари не передбачаються.

Пожежогасіння також виконується первинними засобами: ручними вуглекислотними вогнегасниками, піском і пересувними засобами пожежних частин м. Київ. Виклик пожежних частин передбачається черговим диспетчером за телефоном.

Засоби запобігання пожежам і вибухам:

- автоматичне відключення від дії релейного захисту окремих елементів електричних мереж при виникненні коротких замикань;
- виконання з'єднань і відгалуджень проводів за допомогою опресування, зварювання, спеціальних затискачів для зниження перехідних опорів, небезпечних у пожежному відношенні;
- існуючі засоби первинного пожежогасіння та пояснювальні знаки, що вказують місце їх знаходження;
- застосування вогнетривких конструкцій.

Заходи пожежної безпеки під час проведення будівельно-монтажних та зварювальних робіт згідно п. 8 НАПБ А.01.001-2014 забезпечуються:

- призначенням відповідальної особи будівельної організації за пожежну безпеку під час проведення робіт з технічного переоснащення підстанції;
- забезпеченням засобами пожежогасіння за рахунок будівельно-монтажної організації;
- підготовкою робочого місця де проводяться зварювальні роботи (огорожами, очищенням робочого місця від горючих матеріалів).
- знаннями правил протипожежної безпеки та контролем за їх виконанням при здійсненні будівельно-монтажних та зварювальних робіт;

- своєчасним проведенням інструктажів та перевірки знань з питань пожежної безпеки при здійсненні будівельно-монтажних та зварювальних робіт на робочому місці;
- укомплектуванням робочих місць первинними засобами пожежогасіння, знаками пожежної безпеки, засобами зв'язку;
- використанням технічно-справного обладнання (проводи, підключені до зварювальних установок, розподільчих щитів та іншого обладнання, а також до місць зварювальних робіт, мають бути надійно ізольовані та в необхідних місцях захищені від дії високої температури, механічних пошкоджень і хімічних впливів);
- виконанням електрозварювальних робіт сертифікованими зварювальними установками з електродами відповідної якості, що відповідають номінальній величині зварювального струму;
- приєднанням зварювальної установки, обладнаної покажчиком зварювального струму та запобіжником у первинному колі, до мережі через вимикач.
- заборонаю використання при зварюванні голих або з пошкодженою ізоляцією проводів, а також застосуванням нестандартних електрозапобіжників;
- розміщенням на нормованій відстані від горючих речовин та предметів електропроводів зварювальних установок. Використанням зварювальних установок в якості зворотного провідника, тільки за умови допустимого нагрівання електричним струмом, що протікає по конструкції;
- недопущенням використання мереж заземлення, металевих конструкцій будівель та технологічного устаткування як зворотного провідника;
- заземленням під час роботи зварювальної установки та зворотного провідника в місці безпосереднього приєднання до зварювального устаткування;
- проведенням після закінчення роботи технічного

обслуговування зварювальних апаратів;

- проведенням заміру опору ізоляції зварювального апарату не рідше 1 разу на 3 місяці.

- здійсненням авторського нагляду проектною організацією за дотриманням проектних рішень з пожежної безпеки під час будівництва, реконструкції, технічного переоснащення об'єктів.

Зберігання і транспортування матеріалів, напівфабрикатів із небезпечними та шкідливими властивостями: використання матеріалів та напівфабрикатів із небезпечними та шкідливими властивостями даним проектом не передбачаються.

Ведення робіт із навантаження і розвантаження – виконуються згідно проекту виконання робіт (ПВР), який розробляється підрядною організацією перед початком будівельно-монтажних робіт.

Заходи щодо захисту працюючих від зовнішніх та внутрішніх факторів:

- наявність санітарно-побутових приміщень, медобслуговування.

Засоби колективного захисту персоналу від травмування, небезпечних та шкідливих виробничих факторів, ураження електричним струмом, температурних перепадів та по безпечній евакуації при можливих аваріях і пожежах:

- розміщення відкритих струмоведучих частин устаткування, оцинковки і проводів лінії електропередачі з забезпеченням нормованих ПУЕ відстаней;

- захисне заземлення і занулення обладнання, екрану кабелів з улаштуванням заземлювальних пристроїв та підключенням їх до існуючого контуру заземлення, який відповідає вимогам ПУЕ і має нормовану величиною опору;

- пристрої автоматичного відключення устаткування при виникненні нештатних і аварійних ситуацій;

- дистанційне управління високовольтними вимикачами;

- розміщення обладнання з можливістю вільного обслуговування;

Засоби індивідуального захисту від небезпечних та шкідливих виробничих факторів: засоби захисту комплексні, передбачені «Правилами безпечної експлуатації електроустановок споживачів».

- забезпечення вимог безпеки при обслуговуванні лінії електропередачі згідно «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів»;

- наявність санітарно-побутових приміщень, медобслуговування.

Санітарно-побутове обслуговування персоналу будівельно-монтажної організації забезпечується за можливістю переважно власним пересувним пунктом.

ВИСНОВОК

В магістерській кваліфікаційній роботі потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 703) та СЕС (вузол 704). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Літин (вузол 3) пропонується реконструювати наявну схему на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Для розподільчого пристрою ВН підстанції Хмільник (вузол 6) реконструкція не потрібна, існуюча схема – «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» задовольняє умови надійності.

Для нових ПС (701,702,703,704) було вибрано схему РП типу: « місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,138 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 272 123, 829 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність на рівні: $E(0,0445)$, та термін окупності 9 років.

Розраховано тривало допустимий струму кабельної лінії. Його величина становить 1108 А, що відповідає вимогам прокладки згідно ПУЕ для мережі номінальною напругою 110 кВ. Обрано кабель марки XRUHAKXS з радіальним полем, алюмінієвою робочою жилою та ізоляцією з шитого поліетилену зовнішньої оболонки з поліетилену чорного кольору з поздовжнім та радіальним ущільнювачем. За розробки проекту будівництва кабельних ліній необхідно приймати технічні рішення, які забезпечать високу надійність і довгострокову експлуатацію, якісне надавання послуг з передавання електричної енергії, відповідність електроенергії, що передається, вимогам ГОСТ 13109, сприятливі умови для експлуатації та екологічну, пожежну і санітарну безпеку кабельних ліній.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elektrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. <https://vseosvita.ua/library/embed/01005ovr-7043.docx.html>
3. <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/scenarii-realizacii-energeticheskoi-strategii-ukrainy-v-2035-godu/>.
4. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
5. Нормативний документ Міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
6. Кирик В. В. Електричні мережі та ситеми: підручник /В.В. Кирик. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с. ISBN 978-966-990- 031-9
7. Біткін С. Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ / Біткін С., Бовкун Я., Болдирєв О., -Київ: Міненерговугілля, 2011. –190с.
8. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
9. Distributed fiber optic sensing and dynamic rating of power cables by Anders, George J. Cherukupalli. IEEE Press, 2020, 243 pp.
10. Режим доступу: https://tfk.net/catalog/kabelno_provodnikovaya_produktsiya/kabel_vysokogo_napryazheniya/silovoy_kabel_xruhaxs_64_110kv_1x150rnc_95_analog_arvegapu_110_1x150_95.html.
11. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

12. <https://danube.pto.org.ua/index.php/component/k2/item/151-tema-3-5-kabelni-liniji-elektroperedachi>.

13. https://elearn.nubip.edu.ua/pluginfile.php/285592/mod_assign/intro/%D0%97%D0%B0%D0%B3%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D1%96%20%D1%82%D0%B5%D0%BE%D1%80%D0%B5%D1%82%D0%B8%D1%87%D0%BD%D1%96%20%D0%B2%D1%96%D0%B4%D0%BE%D0%BC%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%96%20%281%29.pdf.

14. <https://kek.edu.ua/8-ekspluatacija-silovih-kabelnih-linij/>.

15. <https://eds-engineering.com/kabelnyie-linii>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

_____ (підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
«РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ
ОРГАНІЗАЦІЇ БУДІВНИЦТВА КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ»

08-21.МКР.002.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

_____ Малогулко Ю.В.

(підпис)

Магістр групи 1ЕСМ-21м

_____ Войцехівська В.О.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – дослідження організації будівництва кабельної лінії напругою 110 кВ при розвитку електричної мережі;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

2. Нормативний документ Міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.

3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.

5. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

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

Тривалість використання найбільшого навантаження 5800 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 540 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 2.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 40 км за рік.

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

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність виконання оптимізації.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	27.09.23	08.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі.	09.10.23	15.10.23	розділ 2
4	Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування	16.10.23	22.10.23	розділ 3
5	Вибір потужності трансформаторів на споживальних	23.10.23	29.10.23	розділ 4

	підстанціях			
6	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей	30.10.23	05.11.23	розділ 5,6
7	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Дослідження організації будівництва кабельної лінії напругою 110 кВ.	06.11.23	12.11.23	розділ 7,8,9
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	13.11.23	19.11.23	пояснювальна записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	20.11.23	26.11.23	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

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

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

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

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

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

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

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

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

Дослідження безпеки роботи підстанції 330 умовах дії іонізуючих випромінювань

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

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

Таблиця В.1– Граничні значення експозиційних доз

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

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

Розраховуємо граничне значення потужності експозиційної дози:

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

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

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

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

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

Розрахуємо допустимий час роботи підстанції:

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

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

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

Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

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

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

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

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

Визначаємо коефіцієнти безпеки:

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

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

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

Розраховуємо спочатку допустиме коливання напруги живлення:

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

де $U_{жс}$ - робоча напруга живлення, В;

N - допустимі коливання напруги, %.

Визначаємо максимальну очікувану напругу в горизонтальних лініях:

$$U_{\theta} = \frac{U_{\partial}}{10^{K/20}} [\text{В}] \quad (\text{В.5})$$

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

Розраховуємо вертикальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\theta} = \frac{U_{\theta}}{l_{\theta}} [\text{В/м}] \quad (\text{В.6})$$

Визначаємо горизонтальну складову н напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_2 = 10^{-3} \cdot E_6 [B/m] \quad (B.7)$$

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

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

$$E_6 = \frac{2,31}{0,3} = 7,7 [B/m] \quad E_2 = 10^{-3} \cdot 7,7 = 0,077 [B/m]$$

Таким чином обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_6 до 7,7 В/м.

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

Для підвищення безпеки роботи підстанції у мережах електропостачання виконуються заходи із переведення повітряних ліній електропередач на підземні, а ліній, прокладених на стінах і перекриттям будинків та споруд, — на лінії, прокладені під підлогою перших поверхів (у спеціальних каналах). При монтажі нових й реконструкції електричних мереж встановлюють автоматичні вимикачі, які за коротких замиканнях і за виникнення перенапруг відключають пошкоджені ділянки. Перенапруги в лініях електропередач можуть бути внаслідок руйнацій чи ушкоджень окремих елементів системи енергопостачання об'єкта, і навіть при впливі електромагнітних полів. Для підвищення стійкості роботи об'єкта до вилливу ЕМІ також необхідно провести наступні заходи:

- 1) кабель живлення двигунів екранувати, помістивши в сталеві труби, а на входах двигунів встановити швидкодіючі відключаючі пристрої (розрядники);
- 2) розвідну мережу блоку управління прокласти в сталевих трубах, а пульт управління і блоки управління закрити заземленими екранами, екрани заземлити;
- 3) на входах і виходах пульта управління і блоків управління встановити швидкодіючі відключаючі пристрої і розрядники, плавкі запобіжники.

Також в даному пункті нами проведено дослідження роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників у надзвичайній ситуації, в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу. З розрахунків ми бачимо що підстанція при дії іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів, обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_6 до 7,7 В/м.

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год

Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 91.813 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 89.900 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.169 МВт / 0.000 тис.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.169 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.561 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.232 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.793 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.962 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-35.767	-15.014	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.903	-0.27
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.689	-0.33
202	202	0.000	0.000	113.514	-0.39
2	Петрик	0.000	0.000	112.329	-0.68
203	203	0.000	0.000	111.583	-0.91
3	Літин	0.000	0.000	111.575	-0.91
4	Кожухів	0.000	0.000	110.882	-1.10
204	204	0.000	0.000	110.716	-1.14
5	Курортна	0.000	0.000	110.675	-1.15
6	Хмільник	0.000	0.000	110.655	-1.18
7	Уланів	0.000	0.000	111.272	-1.09
8	Вишенька	0.000	0.000	112.028	-0.90
205	205	0.000	0.000	112.509	-0.78
9	Юрівка	0.000	0.000	112.770	-0.69
206	206	0.000	0.000	114.004	-0.37
207	207	0.000	0.000	114.867	-0.06
300	Козятин	-56.045	-28.261	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.507	-0.20
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.404	-0.63
11	Глухівці	0.000	0.000	113.101	-0.74
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.700	-0.89
13	Сигнал	0.000	0.000	114.508	-0.19
209	209	0.000	0.000	114.509	-0.19
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.661	-0.54
15	Калинівка	0.000	0.000	113.694	-0.53
211	211	0.000	0.000	114.969	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.594	-0.20
210	210	0.000	0.000	114.441	-0.26
16	Турбів	0.000	0.000	113.852	-0.46
1001		3.200	1.550	10.520	-3.46
1002		3.300	1.690	10.354	-3.99
2003		0.000	0.000	36.720	-2.36
1003		3.700	2.100	10.385	-3.21
1004		2.500	1.350	10.298	-3.65
1005		4.400	2.370	10.249	-4.01
2006		0.000	0.000	35.953	-4.12
1006		6.800	3.480	10.255	-4.07
1007		2.600	1.330	10.338	-3.73
1008		3.100	1.760	10.315	-4.02
2009		0.000	0.000	37.631	-1.01
1009		3.200	1.730	10.727	-1.23
20010		0.000	0.000	26.817	-1.87

10010	16.000	7.290	10.652	-2.64
10032	0.000	0.000	10.385	-3.22
200102	0.000	0.000	26.817	-1.87
100102	0.000	0.000	10.653	-2.64
10011	4.700	2.410	10.655	-2.19
100112	0.000	0.000	10.655	-2.19
10012	6.200	3.510	10.480	-3.31
20013	0.000	0.000	37.667	-1.87
10013	8.400	4.530	10.729	-2.06
200132	0.000	0.000	37.667	-1.87
100132	0.000	0.000	10.729	-2.06
20014	0.000	0.000	26.819	-1.89
10014	11.000	5.640	10.720	-1.87
200142	0.000	0.000	26.819	-1.89
100142	0.000	0.000	10.721	-1.87
20015	0.000	0.000	37.750	-1.38
10015	6.400	3.100	10.749	-1.69
200152	0.000	0.000	37.750	-1.38
100152	0.000	0.000	10.749	-1.69
20016	0.000	0.000	37.729	-1.39
10016	4.400	2.370	10.751	-1.59
200162	0.000	0.000	37.729	-1.39
100162	0.000	0.000	10.751	-1.59
10003	0.000	0.000	109.684	-2.36
10006	0.000	0.000	107.391	-4.12
10009	0.000	0.000	112.404	-1.01
100010	0.000	0.000	112.148	-1.87
1000102	0.000	0.000	112.148	-1.87
100013	0.000	0.000	112.307	-2.09
1000132	0.000	0.000	112.717	-1.64
100014	0.000	0.000	112.154	-1.89
1000142	0.000	0.000	112.160	-1.89
100015	0.000	0.000	112.481	-1.71
1000152	0.000	0.000	112.778	-1.38
100016	0.000	0.000	112.741	-1.39
1000162	0.000	0.000	112.494	-1.61

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	1.407	0.898	1.406	0.847	0.002	0.050	0.009	1.970
10003	1003	1.406	0.847	1.404	0.818	0.002	0.029	0.009	1.191
1003	10032	-2.294	-1.281	-2.294	-1.281	0.000	0.000	-0.146	-0.000
3	10032	2.303	1.410	2.294	1.281	0.009	0.129	0.014	3.159
100	201	19.532	8.788	19.386	8.613	0.145	0.174	0.107	1.098
201	1	19.386	8.880	19.360	8.842	0.026	0.038	0.108	0.215
1	202	16.136	7.093	16.118	7.066	0.018	0.026	0.089	0.176
202	2	16.118	7.393	15.986	7.235	0.131	0.157	0.090	1.190
203	4	8.866	3.766	8.822	3.714	0.043	0.052	0.050	0.707
4	204	6.304	2.533	6.296	2.524	0.007	0.009	0.035	0.168
204	6	1.867	0.085	1.866	0.084	0.001	0.001	0.010	0.062
6	7	-4.984	-3.492	-5.006	-3.519	0.022	0.027	-0.032	-0.620
7	8	-7.625	-4.332	-7.663	-4.386	0.037	0.054	-0.045	-0.763
8	205	-10.787	-5.899	-10.821	-5.948	0.033	0.048	-0.063	-0.484
205	9	-10.821	-5.658	-10.837	-5.688	0.016	0.030	-0.063	-0.263
9	206	-14.092	-7.350	-14.204	-7.512	0.111	0.161	-0.081	-1.240
206	207	-14.204	-6.837	-14.274	-6.966	0.070	0.128	-0.080	-0.865
207	300	-14.274	-6.592	-14.284	-6.614	0.010	0.022	-0.079	-0.133
11	10011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.772
10011	100112	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11	100112	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.770
10	100010	8.005	3.993	8.000	3.776	0.005	0.215	0.045	1.308
100010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.006	3.993	8.001	3.777	0.005	0.215	0.045	1.308
1000102	100102	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.133	0.045	0.828
100102	10010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.475	0.001

100010	10010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.133	0.045	0.836
300	208	21.001	10.887	20.947	10.769	0.053	0.117	0.119	0.493
208	13	-6.301	-3.322	-6.301	-3.322	0.000	0.000	-0.036	-0.001
13	209	-14.772	-8.582	-14.772	-8.582	0.000	0.000	-0.086	-0.001
209	300	-20.708	-10.644	-20.761	-10.761	0.052	0.116	-0.117	-0.492
209	14	5.936	3.035	5.910	2.977	0.026	0.058	0.034	0.852
14	15	-1.328	-1.303	-1.328	-1.304	0.000	0.001	-0.009	-0.033
15	100	-7.792	-3.872	-7.845	-3.990	0.053	0.117	-0.044	-1.311
15	100015	2.942	1.457	2.940	1.382	0.002	0.076	0.017	1.258
100015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.295
20015	200152	-1.412	-0.515	-1.412	-0.515	0.000	0.000	-0.023	-0.000
1000152	200152	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.018
15	1000152	3.464	1.807	3.462	1.741	0.002	0.065	0.020	0.944
1000152	100152	2.050	1.226	2.049	1.211	0.001	0.015	0.012	0.416
100152	10015	2.049	1.211	2.049	1.211	0.000	0.000	0.128	0.000
100015	10015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.024	0.104
14	100014	5.504	2.993	5.499	2.824	0.005	0.168	0.032	1.563
100014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1000142	5.508	2.981	5.504	2.813	0.005	0.168	0.032	1.557
1000142	100142	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.074
100142	10014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.332	0.001
100014	10014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
14	16	-3.870	-1.050	-3.875	-1.058	0.005	0.007	-0.020	-0.193
16	210	-8.329	-3.251	-8.361	-3.297	0.032	0.046	-0.045	-0.591
210	200	-8.361	-2.871	-8.369	-2.883	0.008	0.012	-0.045	-0.154
200	211	-8.369	-2.508	-8.389	-2.543	0.019	0.035	-0.044	-0.375
211	100	-8.389	-2.234	-8.390	-2.237	0.002	0.003	-0.044	-0.031
16	100016	1.510	0.845	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.141
100016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	200162	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.214
16	1000162	2.896	1.642	2.893	1.564	0.002	0.077	0.017	1.399
1000162	100162	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.092
100162	10016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.231	0.000
100016	10016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.354
13	1000132	3.656	2.191	3.652	2.065	0.004	0.126	0.021	1.837
1000132	200132	0.937	0.386	0.937	0.382	0.000	0.004	0.005	0.219
200132	20013	0.937	0.382	0.937	0.382	0.000	0.000	0.015	0.000
100013	20013	-0.937	-0.378	-0.937	-0.382	0.000	0.004	-0.005	-0.219
13	100013	4.759	2.707	4.753	2.499	0.006	0.207	0.028	2.276
100013	10013	5.690	2.876	5.681	2.876	0.009	0.000	0.033	0.135
10013	100132	-2.713	-1.651	-2.713	-1.651	0.000	0.000	-0.171	-0.000
1000132	100132	2.715	1.679	2.713	1.651	0.001	0.027	0.016	0.571
1	1001	3.213	1.779	3.198	1.549	0.015	0.229	0.019	3.901
10006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	27.248	14.460	27.093	14.117	0.154	0.342	0.155	1.110
10	11	10.999	5.999	10.982	5.961	0.017	0.038	0.064	0.305
11	12	6.246	3.690	6.234	3.661	0.013	0.029	0.037	0.405
12	10012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.018	0.365	0.037	3.299
204	5	4.429	2.734	4.428	2.732	0.001	0.002	0.027	0.042
5	1005	4.414	2.670	4.397	2.369	0.017	0.301	0.027	3.765
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.734	2.437	3.733	2.437	0.000	0.000	0.023	0.009
2	203	12.661	5.745	12.599	5.657	0.061	0.088	0.071	0.752
9	10009	3.199	1.769	3.198	1.745	0.001	0.024	0.019	0.375
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10009	1009	3.198	1.745	3.198	1.729	0.001	0.016	0.019	0.258
8	1008	3.114	2.000	3.098	1.759	0.016	0.240	0.019	4.436
7	1007	2.609	1.490	2.598	1.329	0.011	0.160	0.016	3.391
6	10006	6.823	3.939	6.809	3.478	0.014	0.459	0.041	3.518
10006	1006	6.809	3.478	6.796	3.478	0.014	0.000	0.041	0.165
4	1004	2.509	1.503	2.498	1.349	0.010	0.153	0.015	3.412
2	1002	3.315	1.947	3.298	1.689	0.017	0.257	0.020	4.330

ДОДАТОК Г.1

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 131.047 МВт / 1147.973 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.920 МВт / 16.930 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.920 МВт / 16.930 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.716 МВт / 6.273 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.911 МВт / 3.935 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.627 МВт / 10.209 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.547 МВт / 27.139 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-57.944	-39.696	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	112.667	-0.24
1	Агрономічне	0.000	0.000	112.201	-0.31
202	202	0.000	0.000	111.775	-0.37
2	Петрик	0.000	0.000	109.008	-0.64
203	203	0.000	0.000	106.954	-0.91
3	Літин	0.000	0.000	106.899	-0.91
4	Кожухів	0.000	0.000	106.483	-1.08
204	204	0.000	0.000	106.419	-1.11
5	Курортна	0.000	0.000	106.377	-1.12
6	Хмільник	0.000	0.000	106.545	-1.12
7	Уланів	0.000	0.000	108.101	-1.10
8	Вишенька	0.000	0.000	109.777	-0.92
205	205	0.000	0.000	110.686	-0.80
9	Юрівка	0.000	0.000	111.199	-0.70
206	206	0.000	0.000	113.258	-0.39
207	207	0.000	0.000	114.761	-0.06
300	Козятин	-60.134	-38.616	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.487	-0.18
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.517	-0.54
11	Глухівці	0.000	0.000	113.267	-0.64
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.944	-0.78
13	Сигнал	0.000	0.000	114.487	-0.18
209	209	0.000	0.000	114.487	-0.18
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.690	-0.76
15	Калинівка	0.000	0.000	112.494	-0.82
211	211	0.000	0.000	114.947	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.317	-0.27
210	210	0.000	0.000	114.068	-0.35
16	Турбів	0.000	0.000	113.130	-0.62
1001		3.030	1.710	10.344	-3.34
1002		3.460	1.670	10.022	-4.34
2003		0.000	0.000	34.889	-3.10
1003		5.080	2.740	9.819	-4.41
1004		3.240	1.570	9.797	-4.71
1005		4.430	2.270	9.835	-4.25
2006		0.000	0.000	34.650	-4.38
1006		1.940	1.100	9.965	-3.47
1007		2.920	1.570	9.967	-4.25
1008		3.350	1.620	10.113	-4.45
2009		0.000	0.000	37.118	-0.96
1009		2.590	1.540	10.583	-1.14
20010		0.000	0.000	26.845	-1.56

10010		13.180	7.470	10.663	-2.19
10032		0.000	0.000	9.819	-4.41
200102		0.000	0.000	26.845	-1.56
100102		0.000	0.000	10.664	-2.19
10011		4.000	2.160	10.690	-1.86
100112		0.000	0.000	10.690	-1.86
10012		5.510	2.670	10.574	-2.92
20013		0.000	0.000	37.757	-1.56
10013		6.910	3.920	10.759	-1.71
200132		0.000	0.000	37.757	-1.56
100132		0.000	0.000	10.760	-1.71
20014		0.000	0.000	26.680	-1.73
10014		7.780	4.200	10.667	-1.71
200142		0.000	0.000	26.680	-1.73
100142		0.000	0.000	10.667	-1.71
20015		0.000	0.000	35.963	-4.57
10015		6.050	2.930	10.317	-4.35
200152		0.000	0.000	35.964	-4.57
100152		0.000	0.000	10.317	-4.35
20016		0.000	0.000	37.443	-1.62
10016		4.650	2.630	10.666	-1.83
200162		0.000	0.000	37.443	-1.62
100162		0.000	0.000	10.666	-1.83
10003		0.000	0.000	104.214	-3.10
10006		0.000	0.000	104.236	-3.49
10009		0.000	0.000	110.871	-0.96
100010		0.000	0.000	112.265	-1.56
1000102		0.000	0.000	112.265	-1.56
100013		0.000	0.000	112.602	-1.74
1000132		0.000	0.000	112.958	-1.37
100014		0.000	0.000	111.573	-1.73
1000142		0.000	0.000	111.577	-1.73
100015		0.000	0.000	108.056	-4.40
1000152		0.000	0.000	107.649	-4.63
100016		0.000	0.000	111.891	-1.63
1000162		0.000	0.000	111.615	-1.86
301	Кривошиї	0.000	0.000	33.567	-5.38
302	Люлинці	0.000	0.000	33.201	-5.84
303	Радівка	0.000	0.000	33.548	-5.89
401	401	0.000	0.000	34.201	-5.65
304	Корделівка	0.000	0.000	34.484	-5.50
305	Писарівка	0.000	0.000	34.980	-5.19
306	Іванів	0.000	0.000	35.138	-5.17
307	Уладівка	0.000	0.000	34.733	-5.50
308	Брусленів	0.000	0.000	34.725	-5.46
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	34.895	-5.31
402	402	0.000	0.000	35.295	-5.01
310	Лаврівка	0.000	0.000	35.318	-4.98
311	Гушенці	0.000	0.000	35.848	-4.64
312	Торчин	0.000	0.000	35.551	-4.72
100301		1.190	0.670	9.820	-7.20
100302		2.590	1.400	9.779	-7.32
100303		1.730	0.840	9.905	-7.22
100304		2.160	1.110	10.060	-7.82
100305		1.300	0.700	10.241	-7.02
100306		2.270	1.290	6.231	-6.32
100307		2.490	1.200	10.270	-6.80
100308		0.650	0.380	10.687	-6.89
100309		1.300	0.630	10.235	-7.17
100310		1.400	0.800	10.609	-5.91
100311		1.080	0.580	10.594	-5.75
100312		1.400	0.720	10.406	-6.64
1003021		0.000	0.000	9.779	-7.32
1003031		0.000	0.000	9.905	-7.22
1003061		0.000	0.000	6.231	-6.33
1003071		0.000	0.000	10.270	-6.80
1003101		0.000	0.000	10.609	-5.91
1003111		0.000	0.000	10.595	-5.75
701		0.000	0.000	106.434	-0.92
704		0.000	0.000	106.430	-0.85
703		0.000	0.000	106.173	-1.00

702	0.000	0.000	106.106	-1.07
100701	16.640	9.870	9.154	-8.83
1007011	0.000	0.000	10.180	-0.92
100702	8.640	3.940	8.955	-11.78
1007022	0.000	0.000	10.149	-1.07
100703	2.590	1.260	9.770	-8.00
1007033	0.000	0.000	10.617	-1.00
100704	-12.970	0.000	10.139	8.34
1007044	0.000	0.000	10.180	-0.85

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.936	1.233	1.932	1.129	0.004	0.104	0.012	2.824
10003	1003	1.932	1.129	1.928	1.068	0.004	0.060	0.012	1.707
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.209	-0.000
3	10032	3.167	1.936	3.149	1.670	0.018	0.265	0.020	4.528
100	201	32.453	26.234	31.901	25.569	0.550	0.662	0.209	2.334
201	1	31.901	25.831	31.801	25.685	0.100	0.145	0.210	0.466
1	202	28.747	23.778	28.663	23.657	0.083	0.121	0.192	0.427
202	2	28.663	23.973	28.062	23.250	0.599	0.721	0.193	2.772
3	701	12.737	16.577	12.685	16.502	0.051	0.075	0.113	0.465
701	704	-4.157	3.052	-4.161	3.047	0.004	0.005	-0.028	0.002
704	703	8.660	1.044	8.642	1.018	0.018	0.026	0.047	0.263
703	702	6.006	-0.525	6.002	-0.531	0.004	0.006	0.033	0.069
702	6	-2.802	-6.564	-2.819	-6.589	0.017	0.025	-0.039	-0.437
6	7	-9.381	-10.754	-9.514	-10.915	0.133	0.160	-0.077	-1.557
7	8	-12.457	-12.067	-12.613	-12.293	0.155	0.225	-0.092	-1.682
8	205	-15.989	-13.718	-16.091	-13.866	0.102	0.148	-0.111	-0.913
205	9	-16.091	-13.586	-16.141	-13.678	0.050	0.091	-0.110	-0.516
9	206	-18.785	-15.141	-19.049	-15.524	0.263	0.382	-0.125	-2.065
206	207	-19.049	-14.858	-19.217	-15.164	0.167	0.305	-0.123	-1.505
207	300	-19.217	-14.791	-19.240	-14.843	0.023	0.052	-0.122	-0.239
203	3	17.870	19.798	17.861	19.787	0.009	0.011	0.144	0.055
6	204	1.408	2.061	1.406	2.058	0.002	0.002	0.014	0.125
204	4	-3.054	-0.322	-3.055	-0.324	0.002	0.002	-0.017	-0.065
4	203	-6.321	-1.869	-6.343	-1.896	0.022	0.027	-0.036	-0.476
100015	20015	0.705	1.240	0.705	1.231	0.000	0.009	0.008	0.657
15	100015	8.493	5.494	8.471	4.758	0.022	0.733	0.052	4.744
15	1000152	14.748	9.895	14.711	8.510	0.037	1.380	0.091	5.185
1000152	200152	16.413	9.090	16.368	9.090	0.045	0.000	0.100	0.215
200152	20015	16.368	9.090	16.368	9.090	0.000	0.000	0.300	0.000
1000152	100152	-1.702	-0.580	-1.703	-0.590	0.000	0.010	-0.010	-0.252
100152	10015	-1.703	-0.590	-1.703	-0.590	0.000	0.000	-0.101	-0.000
100015	10015	7.766	3.518	7.749	3.518	0.017	0.000	0.045	0.188
14	100014	3.891	2.190	3.888	2.103	0.002	0.087	0.023	1.158
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.894	2.182	3.892	2.095	0.002	0.087	0.023	1.154
1000142	100142	3.894	2.088	3.892	2.088	0.002	0.000	0.023	0.053
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.239	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.002	0.000	0.023	0.053
1000132	200132	0.773	0.337	0.773	0.334	0.000	0.003	0.004	0.188
200132	20013	0.773	0.334	0.773	0.334	0.000	0.000	0.013	0.000
100013	20013	-0.773	-0.331	-0.773	-0.334	0.000	0.003	-0.004	-0.188
100013	10013	4.683	2.495	4.677	2.495	0.006	0.000	0.027	0.111
10013	100132	-2.229	-1.422	-2.229	-1.422	0.000	0.000	-0.142	-0.000
1000132	100132	2.230	1.441	2.229	1.422	0.001	0.019	0.014	0.484
13	1000132	3.005	1.865	3.003	1.778	0.003	0.086	0.018	1.561
13	100013	3.914	2.307	3.910	2.164	0.004	0.143	0.023	1.936
2	203	24.574	21.716	24.213	21.191	0.360	0.522	0.173	2.060
6	10006	5.129	2.655	5.121	2.388	0.008	0.266	0.031	2.482
10006	2006	3.181	1.289	3.178	1.230	0.003	0.058	0.019	0.844
2006	301	3.178	1.271	3.100	1.177	0.078	0.094	0.057	1.130
301	302	1.899	0.491	1.882	0.471	0.017	0.020	0.034	0.391
302	303	-0.726	-1.036	-0.734	-1.046	0.008	0.010	-0.022	-0.342
303	401	-2.478	-1.936	-2.518	-1.984	0.040	0.048	-0.054	-0.664

305	100305	1.308	0.759	1.299	0.700	0.009	0.059	0.025	0.959
304	100304	2.172	1.230	2.159	1.109	0.013	0.120	0.042	1.107
10	11	9.594	4.748	9.582	4.720	0.013	0.028	0.054	0.252
11	12	5.548	2.741	5.539	2.720	0.009	0.021	0.031	0.326
8	1008	3.366	1.892	3.348	1.619	0.018	0.272	0.020	4.355
12	10012	5.520	2.934	5.507	2.668	0.013	0.265	0.032	2.527
204	5	4.460	2.653	4.458	2.651	0.001	0.002	0.028	0.043
10009	1009	2.589	1.550	2.588	1.539	0.000	0.011	0.016	0.230
301	100301	1.197	0.725	1.189	0.670	0.008	0.055	0.024	0.946
10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.049
702	100702	8.785	6.203	8.635	3.938	0.150	2.257	0.058	14.431
702	1007022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
703	100703	2.625	1.701	2.588	1.259	0.037	0.440	0.017	9.406
703	1007033	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
704	100704	-12.847	2.078	-12.962	-0.000	0.114	2.069	-0.070	1.535
704	1007044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
701	100701	16.809	13.408	16.630	9.864	0.179	3.530	0.116	11.844
701	1007011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	1002	3.478	1.965	3.458	1.669	0.020	0.295	0.021	4.519
1	1001	3.043	1.937	3.028	1.709	0.015	0.227	0.019	4.236

ДОДАТОК Г.2

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.: 130.943 МВт / 1147.058 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.070 МВт / 17.577 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.070 МВт / 17.577 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.651 МВт / 5.705 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.720 МВт / 3.109 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.371 МВт / 8.814 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.441 МВт / 26.391 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-57.838	-37.915	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	107.671	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	107.209	-0.39
202	202	0.000	0.000	106.788	-0.46
2	Петрик	0.000	0.000	104.044	-0.81
203	203	0.000	0.000	102.034	-1.16
3	Літин	0.000	0.000	101.981	-1.16
4	Кожухів	0.000	0.000	101.531	-1.34
204	204	0.000	0.000	101.462	-1.37
5	Курортна	0.000	0.000	101.417	-1.38
6	Хмільник	0.000	0.000	101.593	-1.38
7	Уланів	0.000	0.000	103.110	-1.31
8	Вишенька	0.000	0.000	104.763	-1.08
205	205	0.000	0.000	105.671	-0.93
9	Юрівка	0.000	0.000	106.182	-0.81
206	206	0.000	0.000	108.253	-0.44
207	207	0.000	0.000	109.761	-0.07
300	Козятин	-60.135	-38.127	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.457	-0.20
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.436	-0.59
11	Глухівці	0.000	0.000	108.172	-0.70
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.831	-0.85
13	Сигнал	0.000	0.000	109.457	-0.20
209	209	0.000	0.000	109.458	-0.20
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.547	-0.82
15	Калинівка	0.000	0.000	107.338	-0.89
211	211	0.000	0.000	109.944	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.271	-0.30
210	210	0.000	0.000	109.006	-0.38
16	Турбів	0.000	0.000	108.014	-0.67
1001		3.030	1.710	9.845	-3.72
1002		3.460	1.670	9.524	-4.90
2003		0.000	0.000	33.189	-3.58
1003		5.080	2.740	9.325	-5.02
1004		3.240	1.570	9.300	-5.35
1005		4.430	2.270	9.341	-4.84
2006		0.000	0.000	32.860	-4.99
1006		1.940	1.100	9.465	-3.99
1007		2.920	1.570	9.468	-4.79
1008		3.350	1.620	9.611	-4.97
2009		0.000	0.000	35.433	-1.10
1009		2.590	1.540	10.101	-1.30

20010		0.000	0.000	25.614	-1.70
10010		13.180	7.470	10.168	-2.40
10032		0.000	0.000	9.325	-5.02
200102		0.000	0.000	25.614	-1.70
100102		0.000	0.000	10.168	-2.40
10011		4.000	2.160	10.195	-2.04
100112		0.000	0.000	10.195	-2.04
10012		5.510	2.670	10.073	-3.20
20013		0.000	0.000	36.044	-1.70
10013		6.910	3.920	10.269	-1.87
200132		0.000	0.000	36.044	-1.70
100132		0.000	0.000	10.269	-1.87
20014		0.000	0.000	25.437	-1.89
10014		7.780	4.200	10.169	-1.87
200142		0.000	0.000	25.437	-1.89
100142		0.000	0.000	10.169	-1.87
20015		0.000	0.000	34.131	-5.04
10015		6.050	2.930	9.796	-4.80
200152		0.000	0.000	34.131	-5.04
100152		0.000	0.000	9.796	-4.80
20016		0.000	0.000	35.708	-1.77
10016		4.650	2.630	10.169	-2.01
200162		0.000	0.000	35.708	-1.77
100162		0.000	0.000	10.169	-2.01
10003		0.000	0.000	99.135	-3.58
10006		0.000	0.000	99.009	-4.00
10009		0.000	0.000	105.837	-1.10
100010		0.000	0.000	107.119	-1.70
1000102		0.000	0.000	107.119	-1.70
100013		0.000	0.000	107.478	-1.90
1000132		0.000	0.000	107.851	-1.50
100014		0.000	0.000	106.374	-1.89
1000142		0.000	0.000	106.378	-1.89
100015		0.000	0.000	102.621	-4.85
1000152		0.000	0.000	102.188	-5.11
100016		0.000	0.000	106.711	-1.78
1000162		0.000	0.000	106.422	-2.04
301	Кривошиї	0.000	0.000	31.672	-6.07
302	Люлинці	0.000	0.000	31.261	-6.55
303	Радівка	0.000	0.000	31.607	-6.57
401	401	0.000	0.000	32.285	-6.28
304	Корделівка	0.000	0.000	32.577	-6.10
305	Писарівка	0.000	0.000	33.097	-5.74
306	Іванів	0.000	0.000	33.256	-5.71
307	Уладівка	0.000	0.000	32.826	-6.07
308	Брусленів	0.000	0.000	32.816	-6.03
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	32.997	-5.86
402	402	0.000	0.000	33.422	-5.53
310	Лаврівка	0.000	0.000	33.447	-5.50
311	Гущенці	0.000	0.000	34.009	-5.12
312	Торчин	0.000	0.000	33.694	-5.21
100301		1.190	0.670	9.235	-8.11
100302		2.590	1.400	9.185	-8.22
100303		1.730	0.840	9.312	-8.06
100304		2.160	1.110	9.469	-8.71
100305		1.300	0.700	9.660	-7.80
100306		2.270	1.290	5.886	-7.00
100307		2.490	1.200	9.688	-7.53
100308		0.650	0.380	10.073	-7.63
100309		1.300	0.630	9.650	-7.94
100310		1.400	0.800	10.032	-6.54
100311		1.080	0.580	10.033	-6.36
100312		1.400	0.720	9.833	-7.35
1003021		0.000	0.000	9.185	-8.22
1003031		0.000	0.000	9.312	-8.06
1003061		0.000	0.000	5.887	-7.00
1003071		0.000	0.000	9.688	-7.53
1003101		0.000	0.000	10.032	-6.54
1003111		0.000	0.000	10.034	-6.36
701		0.000	0.000	101.548	-1.19
704		0.000	0.000	101.564	-1.12

703		0.000	0.000	101.291	-1.29
702		0.000	0.000	101.215	-1.35
100701		16.640	9.870	9.227	-5.29
1007011		0.000	0.000	9.228	-5.29
100702		8.640	3.940	9.138	-6.83
1007022		0.000	0.000	9.139	-6.83
100703		2.590	1.260	9.722	-4.96
1007033		0.000	0.000	9.722	-4.96
100704		-12.970	0.000	9.725	3.89
1007044		0.000	0.000	9.724	3.89

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.937	1.251	1.932	1.135	0.004	0.115	0.013	3.018
10003	1003	1.932	1.135	1.928	1.068	0.004	0.067	0.013	1.823
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.220	-0.000
3	10032	3.169	1.965	3.149	1.670	0.020	0.294	0.021	4.837
100	201	32.273	23.979	31.713	23.305	0.558	0.671	0.211	2.330
201	1	31.713	23.544	31.611	23.397	0.101	0.147	0.211	0.463
1	202	28.557	21.463	28.473	21.341	0.084	0.121	0.192	0.422
202	2	28.473	21.630	27.869	20.904	0.601	0.723	0.193	2.752
3	701	12.556	13.929	12.511	13.863	0.045	0.066	0.106	0.435
701	704	-4.239	2.216	-4.243	2.211	0.004	0.005	-0.027	-0.019
704	703	8.633	1.151	8.613	1.122	0.020	0.029	0.049	0.280
703	702	5.996	-0.217	5.992	-0.224	0.005	0.007	0.034	0.078
702	6	-2.733	-5.094	-2.745	-5.112	0.012	0.018	-0.033	-0.377
6	7	-9.336	-9.484	-9.464	-9.637	0.127	0.153	-0.076	-1.520
7	8	-12.407	-10.872	-12.562	-11.096	0.154	0.223	-0.092	-1.661
8	205	-15.939	-12.592	-16.044	-12.743	0.104	0.151	-0.112	-0.913
205	9	-16.044	-12.488	-16.095	-12.582	0.051	0.093	-0.111	-0.514
9	206	-18.733	-14.057	-19.007	-14.453	0.272	0.394	-0.127	-2.078
206	207	-19.007	-13.845	-19.180	-14.162	0.173	0.316	-0.125	-1.511
207	300	-19.180	-13.821	-19.205	-13.875	0.024	0.054	-0.124	-0.240
203	3	17.689	17.193	17.681	17.183	0.008	0.010	0.139	0.054
6	204	1.422	2.024	1.420	2.022	0.002	0.002	0.014	0.130
204	4	-3.041	-0.414	-3.043	-0.416	0.002	0.002	-0.017	-0.070
4	203	-6.309	-2.017	-6.334	-2.047	0.025	0.030	-0.038	-0.510
100015	20015	0.711	1.250	0.710	1.239	0.001	0.011	0.008	0.700
15	100015	8.515	5.599	8.491	4.779	0.024	0.817	0.055	5.071
15	1000152	14.788	10.086	14.747	8.540	0.041	1.539	0.096	5.543
1000152	200152	16.461	9.130	16.411	9.130	0.050	0.000	0.106	0.226
200152	20015	16.411	9.130	16.411	9.130	0.000	0.000	0.317	0.000
1000152	100152	-1.714	-0.590	-1.714	-0.601	0.000	0.011	-0.010	-0.273
100152	10015	-1.714	-0.601	-1.715	-0.601	0.000	0.000	-0.107	-0.000
100015	10015	7.780	3.529	7.761	3.529	0.019	0.000	0.048	0.197
14	100014	3.891	2.199	3.889	2.103	0.003	0.096	0.024	1.220
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.895	2.191	3.892	2.095	0.003	0.096	0.024	1.216
1000142	100142	3.895	2.088	3.892	2.088	0.003	0.000	0.024	0.055
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.250	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.003	0.000	0.024	0.055
1000132	200132	0.773	0.338	0.773	0.334	0.000	0.003	0.005	0.198
200132	20013	0.773	0.334	0.773	0.334	0.000	0.000	0.013	0.000
100013	20013	-0.773	-0.331	-0.773	-0.334	0.000	0.003	-0.005	-0.198
100013	10013	4.684	2.495	4.677	2.495	0.007	0.000	0.028	0.116
10013	100132	-2.229	-1.422	-2.229	-1.422	0.000	0.000	-0.148	-0.000
1000132	100132	2.230	1.443	2.229	1.422	0.001	0.021	0.014	0.509
13	1000132	3.006	1.876	3.003	1.781	0.003	0.095	0.019	1.643
13	100013	3.915	2.321	3.911	2.164	0.005	0.157	0.024	2.038
2	203	24.380	19.300	24.023	18.783	0.356	0.515	0.172	2.020
6	10006	5.147	2.848	5.138	2.543	0.009	0.304	0.033	2.796
10006	2006	3.198	1.444	3.195	1.376	0.003	0.067	0.020	0.988
2006	301	3.195	1.413	3.104	1.304	0.090	0.108	0.061	1.240
301	302	1.903	0.607	1.883	0.583	0.020	0.024	0.036	0.437
302	303	-0.726	-0.935	-0.734	-0.945	0.008	0.010	-0.022	-0.342

701	100701	8.356	5.810	8.312	4.937	0.044	0.869	0.058	5.472
305	100305	1.309	0.766	1.299	0.700	0.010	0.067	0.026	1.031
304	100304	2.174	1.245	2.159	1.109	0.015	0.135	0.044	1.196
10	11	9.594	4.837	9.581	4.806	0.014	0.031	0.057	0.267
11	12	5.549	2.789	5.539	2.766	0.010	0.023	0.033	0.345
8	1008	3.368	1.921	3.348	1.619	0.020	0.301	0.021	4.644
12	10012	5.521	2.962	5.507	2.668	0.015	0.292	0.033	2.674
204	5	4.461	2.683	4.459	2.681	0.002	0.002	0.030	0.045
10009	1009	2.589	1.551	2.588	1.539	0.000	0.012	0.016	0.242
301	100301	1.198	0.732	1.189	0.670	0.009	0.062	0.026	1.022
10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.013	0.051
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	100308	0.654	0.407	0.650	0.380	0.004	0.027	0.014	0.865
309	100309	1.308	0.694	1.299	0.630	0.009	0.064	0.026	0.968
7	1007	2.935	1.816	2.918	1.569	0.016	0.246	0.019	4.438
9	10009	2.589	1.570	2.589	1.551	0.000	0.018	0.016	0.353
5	1005	4.447	2.629	4.427	2.269	0.020	0.359	0.029	4.080
20015	312	1.429	0.807	1.413	0.793	0.016	0.014	0.028	0.443
312	100312	1.410	0.793	1.399	0.720	0.011	0.073	0.028	1.050
20015	311	1.093	0.611	1.090	0.607	0.003	0.004	0.021	0.126
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	22.985	13.271	22.859	12.993	0.125	0.277	0.140	1.026
4	1004	3.258	1.871	3.238	1.569	0.020	0.301	0.021	4.693
2	1002	3.480	1.997	3.458	1.669	0.022	0.327	0.022	4.824
1	1001	3.045	1.961	3.028	1.709	0.017	0.251	0.019	4.490

ДОДАТОК Г.3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.993 МВт / 1138.736 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.124 МВт / 13.494 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.124 МВт / 13.494 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.804 МВт / 7.041 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.568 МВт / 2.454 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.372 МВт / 9.495 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.496 МВт / 22.988 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-57.173	-34.577	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	118.990	-0.27
1	Агрономічне	0.000	0.000	118.591	-0.35
202	202	0.000	0.000	118.230	-0.41
2	Петрик	0.000	0.000	115.861	-0.73
203	203	0.000	0.000	114.133	-1.03
3	Літин	0.000	0.000	114.087	-1.03
4	Кожухів	0.000	0.000	113.701	-1.18
204	204	0.000	0.000	113.642	-1.21
5	Курортна	0.000	0.000	113.603	-1.21
6	Хмільник	0.000	0.000	113.759	-1.21
7	Уланів	0.000	0.000	115.077	-1.14
8	Вишенька	0.000	0.000	116.502	-0.94
205	205	0.000	0.000	117.285	-0.80
9	Юрівка	0.000	0.000	117.721	-0.70
206	206	0.000	0.000	119.510	-0.38
207	207	0.000	0.000	120.797	-0.06
300	Козятин	-59.850	-35.552	121.000	0.00
208	208	0.000	0.000	120.519	-0.17
10	Козятин тяга	0.000	0.000	119.605	-0.49
11	Глухівці	0.000	0.000	119.370	-0.58
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	119.067	-0.71
13	Сигнал	0.000	0.000	120.520	-0.17
209	209	0.000	0.000	120.520	-0.17
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	118.858	-0.69
15	Калинівка	0.000	0.000	118.678	-0.75
211	211	0.000	0.000	120.952	-0.02
200	200	0.000	0.000	120.371	-0.25
210	210	0.000	0.000	120.139	-0.32
16	Турбів	0.000	0.000	119.265	-0.57
1001		3.030	1.710	10.979	-3.05
1002		3.460	1.670	10.706	-3.99
2003		0.000	0.000	37.364	-2.95
1003		5.080	2.740	10.536	-4.08
1004		3.240	1.570	10.516	-4.35
1005		4.430	2.270	10.551	-3.95
2006		0.000	0.000	37.100	-4.07
1006		1.940	1.100	10.665	-3.27
1007		2.920	1.570	10.660	-3.91
1008		3.350	1.620	10.782	-4.06
2009		0.000	0.000	39.308	-0.94

1009		2.590	1.540	11.210	-1.10
20010		0.000	0.000	28.317	-1.40
10010		13.180	7.470	11.256	-1.97
10032		0.000	0.000	10.537	-4.09
200102		0.000	0.000	28.317	-1.40
100102		0.000	0.000	11.257	-1.97
10011		4.000	2.160	11.281	-1.68
100112		0.000	0.000	11.281	-1.68
10012		5.510	2.670	11.173	-2.63
20013		0.000	0.000	39.807	-1.40
10013		6.910	3.920	11.347	-1.54
200132		0.000	0.000	39.807	-1.40
100132		0.000	0.000	11.347	-1.54
20014		0.000	0.000	28.169	-1.56
10014		7.780	4.200	11.263	-1.55
200142		0.000	0.000	28.169	-1.56
100142		0.000	0.000	11.263	-1.55
20015		0.000	0.000	38.174	-4.08
10015		6.050	2.930	10.944	-3.89
200152		0.000	0.000	38.174	-4.08
100152		0.000	0.000	10.944	-3.89
20016		0.000	0.000	39.521	-1.46
10016		4.650	2.630	11.261	-1.66
200162		0.000	0.000	39.521	-1.46
100162		0.000	0.000	11.261	-1.66
10003		0.000	0.000	111.605	-2.95
10006		0.000	0.000	111.545	-3.29
10009		0.000	0.000	117.412	-0.94
100010		0.000	0.000	118.423	-1.40
1000102		0.000	0.000	118.423	-1.40
100013		0.000	0.000	118.736	-1.57
1000132		0.000	0.000	119.073	-1.24
100014		0.000	0.000	117.801	-1.56
1000142		0.000	0.000	117.805	-1.56
100015		0.000	0.000	114.603	-3.93
1000152		0.000	0.000	114.239	-4.14
100016		0.000	0.000	118.094	-1.47
1000162		0.000	0.000	117.832	-1.68
301	Кривошиї	0.000	0.000	36.060	-4.91
302	Люлинці	0.000	0.000	35.697	-5.29
303	Радівка	0.000	0.000	35.990	-5.30
401	401	0.000	0.000	36.575	-5.07
304	Корделівка	0.000	0.000	36.827	-4.93
305	Писарівка	0.000	0.000	37.277	-4.65
306	Іванів	0.000	0.000	37.401	-4.62
307	Уладівка	0.000	0.000	37.023	-4.91
308	Брусленів	0.000	0.000	37.016	-4.88
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	37.175	-4.75
402	402	0.000	0.000	37.548	-4.48
310	Лаврівка	0.000	0.000	37.570	-4.46
311	Гущенці	0.000	0.000	38.066	-4.15
312	Торчин	0.000	0.000	37.788	-4.22
100301		1.190	0.670	10.587	-6.48
100302		2.590	1.400	10.542	-6.57
100303		1.730	0.840	10.649	-6.45
100304		2.160	1.110	10.783	-6.96
100305		1.300	0.700	10.947	-6.26
100306		2.270	1.290	6.644	-5.64
100307		2.490	1.200	10.966	-6.05
100308		0.650	0.380	11.422	-6.13
100309		1.300	0.630	10.935	-6.38
100310		1.400	0.800	11.303	-5.27
100311		1.080	0.580	11.270	-5.13
100312		1.400	0.720	11.094	-5.91
1003021		0.000	0.000	10.542	-6.57
1003031		0.000	0.000	10.649	-6.45
1003061		0.000	0.000	6.644	-5.64
1003071		0.000	0.000	10.967	-6.05
1003101		0.000	0.000	11.303	-5.27
1003111		0.000	0.000	11.270	-5.13
701		0.000	0.000	113.714	-1.06

704	0.000	0.000	113.737	-1.00
703	0.000	0.000	113.499	-1.14
702	0.000	0.000	113.433	-1.19
100701	16.640	9.870	10.452	-4.29
1007011	0.000	0.000	10.453	-4.29
100702	8.640	3.940	10.380	-5.49
1007022	0.000	0.000	10.381	-5.50
100703	2.590	1.260	10.994	-4.04
1007033	0.000	0.000	10.994	-4.04
100704	-12.970	0.000	10.894	2.98
1007044	0.000	0.000	10.894	2.98

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.935	1.211	1.931	1.121	0.003	0.090	0.012	2.611
10003	1003	1.931	1.121	1.928	1.068	0.003	0.052	0.012	1.579
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.195	-0.000
3	10032	3.165	1.901	3.149	1.670	0.015	0.230	0.019	4.187
100	201	31.785	21.827	31.359	21.314	0.424	0.510	0.184	2.012
201	1	31.359	21.606	31.282	21.494	0.077	0.112	0.184	0.399
1	202	28.229	19.615	28.165	19.523	0.063	0.092	0.167	0.362
202	2	28.165	19.877	27.708	19.327	0.456	0.548	0.168	2.375
3	701	12.516	13.120	12.482	13.071	0.034	0.049	0.092	0.374
701	704	-4.256	1.799	-4.258	1.795	0.003	0.004	-0.023	-0.026
704	703	8.623	0.982	8.608	0.959	0.016	0.023	0.044	0.243
703	702	5.993	-0.295	5.989	-0.300	0.004	0.005	0.030	0.068
702	6	-2.723	-4.886	-2.732	-4.900	0.009	0.013	-0.028	-0.326
6	7	-9.338	-9.002	-9.435	-9.118	0.096	0.116	-0.066	-1.320
7	8	-12.377	-10.157	-12.494	-10.327	0.117	0.169	-0.080	-1.432
8	205	-15.869	-11.660	-15.949	-11.775	0.079	0.115	-0.097	-0.787
205	9	-15.949	-11.461	-15.988	-11.532	0.039	0.071	-0.097	-0.439
9	206	-18.637	-12.980	-18.847	-13.283	0.208	0.302	-0.111	-1.795
206	207	-18.847	-12.541	-18.979	-12.782	0.131	0.240	-0.109	-1.290
207	300	-18.979	-12.369	-18.997	-12.410	0.018	0.041	-0.108	-0.203
203	3	17.646	16.287	17.639	16.279	0.006	0.008	0.121	0.046
6	204	1.440	2.022	1.438	2.020	0.002	0.002	0.013	0.117
204	4	-3.021	-0.287	-3.022	-0.289	0.001	0.002	-0.015	-0.060
4	203	-6.287	-1.756	-6.306	-1.779	0.019	0.023	-0.033	-0.438
100015	20015	0.700	1.196	0.699	1.188	0.000	0.008	0.007	0.597
15	100015	8.458	5.295	8.439	4.651	0.019	0.641	0.048	4.335
15	1000152	14.683	9.515	14.651	8.307	0.032	1.203	0.085	4.728
1000152	200152	16.328	8.826	16.289	8.826	0.039	0.000	0.094	0.203
200152	20015	16.289	8.826	16.289	8.826	0.000	0.000	0.280	0.000
1000152	100152	-1.678	-0.519	-1.678	-0.527	0.000	0.008	-0.009	-0.214
100152	10015	-1.678	-0.527	-1.678	-0.527	0.000	0.000	-0.093	-0.000
100015	10015	7.739	3.455	7.724	3.455	0.015	0.000	0.043	0.177
14	100014	3.890	2.181	3.888	2.103	0.002	0.078	0.022	1.092
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.894	2.173	3.892	2.095	0.002	0.078	0.022	1.088
1000142	100142	3.894	2.088	3.892	2.088	0.002	0.000	0.022	0.050
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.226	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.002	0.000	0.022	0.050
1000132	200132	0.773	0.336	0.773	0.334	0.000	0.003	0.004	0.177
200132	20013	0.773	0.334	0.773	0.334	0.000	0.000	0.012	0.000
100013	20013	-0.773	-0.331	-0.773	-0.334	0.000	0.003	-0.004	-0.177
100013	10013	4.682	2.495	4.677	2.495	0.005	0.000	0.026	0.105
10013	100132	-2.229	-1.422	-2.229	-1.422	0.000	0.000	-0.134	-0.000
1000132	100132	2.230	1.440	2.229	1.422	0.001	0.017	0.013	0.457
13	1000132	3.005	1.854	3.002	1.776	0.002	0.078	0.017	1.474
13	100013	3.914	2.293	3.910	2.164	0.004	0.128	0.022	1.827
2	203	24.222	17.885	23.951	17.494	0.269	0.389	0.150	1.737
6	10006	5.139	2.708	5.132	2.470	0.007	0.236	0.029	2.373
10006	2006	3.192	1.371	3.189	1.319	0.003	0.052	0.018	0.824
2006	301	3.189	1.366	3.119	1.282	0.070	0.084	0.054	1.079
301	302	1.919	0.610	1.903	0.591	0.015	0.018	0.032	0.383

1007011	100701	8.318	4.927	8.318	4.927	0.000	0.000	0.533	0.001
701	100701	8.346	5.617	8.312	4.937	0.034	0.677	0.051	4.725
305	100305	1.307	0.752	1.299	0.700	0.008	0.052	0.023	0.885
304	100304	2.170	1.214	2.159	1.109	0.012	0.104	0.039	1.015
10	11	9.595	4.647	9.584	4.622	0.011	0.025	0.051	0.237
11	12	5.548	2.687	5.540	2.668	0.008	0.019	0.030	0.306
8	1008	3.364	1.859	3.348	1.619	0.016	0.239	0.019	4.043
12	10012	5.519	2.907	5.507	2.668	0.012	0.237	0.030	2.372
204	5	4.459	2.618	4.458	2.616	0.001	0.001	0.026	0.040
10009	1009	2.589	1.549	2.588	1.539	0.000	0.010	0.015	0.217
301	100301	1.196	0.717	1.189	0.670	0.007	0.047	0.022	0.867
10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.046
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	100308	0.653	0.401	0.650	0.380	0.003	0.021	0.012	0.744
309	100309	1.306	0.680	1.299	0.630	0.007	0.050	0.023	0.828
7	1007	2.931	1.764	2.918	1.569	0.013	0.194	0.017	3.861
9	10009	2.589	1.564	2.589	1.549	0.000	0.015	0.015	0.317
5	1005	4.443	2.551	4.427	2.269	0.016	0.281	0.026	3.531
20015	312	1.425	0.788	1.412	0.777	0.012	0.011	0.025	0.392
312	100312	1.407	0.777	1.399	0.720	0.008	0.057	0.025	0.905
20015	311	1.092	0.602	1.090	0.599	0.002	0.003	0.019	0.111
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	22.976	12.951	22.873	12.725	0.102	0.226	0.126	0.918
4	1004	3.254	1.805	3.238	1.569	0.016	0.235	0.019	4.045
2	1002	3.475	1.928	3.458	1.669	0.017	0.258	0.020	4.192
1	1001	3.042	1.911	3.028	1.709	0.013	0.202	0.017	3.964

ДОДАТОК Г.4

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 130.132 МВт / 1139.954 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.268 МВт / 14.114 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.268 МВт / 14.114 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.775 МВт / 6.789 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.591 МВт / 2.555 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.366 МВт / 9.343 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.634 МВт / 23.458 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-57.272	-35.125	119.000	0.00
201	201	0.000	0.000	116.938	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	116.530	-0.35
202	202	0.000	0.000	116.159	-0.42
2	Петрик	0.000	0.000	113.730	-0.74
203	203	0.000	0.000	111.957	-1.05
3	Літин	0.000	0.000	111.909	-1.05
4	Кожухів	0.000	0.000	111.513	-1.20
204	204	0.000	0.000	111.453	-1.23
5	Курортна	0.000	0.000	111.413	-1.24
6	Хмільник	0.000	0.000	111.572	-1.24
7	Уланів	0.000	0.000	112.921	-1.17
8	Вишенька	0.000	0.000	114.383	-0.96
205	205	0.000	0.000	115.186	-0.82
9	Юрівка	0.000	0.000	115.634	-0.72
206	206	0.000	0.000	117.468	-0.39
207	207	0.000	0.000	118.791	-0.06
300	Козятин	-59.890	-35.983	119.000	0.00
208	208	0.000	0.000	118.509	-0.17
10	Козятин тяга	0.000	0.000	117.577	-0.51
11	Глухівці	0.000	0.000	117.337	-0.60
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	117.028	-0.73
13	Сигнал	0.000	0.000	118.510	-0.17
209	209	0.000	0.000	118.510	-0.17
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	116.807	-0.71
15	Калинівка	0.000	0.000	116.623	-0.77
211	211	0.000	0.000	118.950	-0.02
200	200	0.000	0.000	118.355	-0.26
210	210	0.000	0.000	118.117	-0.33
16	Турбів	0.000	0.000	117.224	-0.58
1001		3.030	1.710	10.775	-3.16
1002		3.460	1.670	10.494	-4.13
2003		0.000	0.000	36.615	-3.05
1003		5.080	2.740	10.320	-4.23
1004		3.240	1.570	10.299	-4.50
1005		4.430	2.270	10.334	-4.09
2006		0.000	0.000	36.341	-4.21
1006		1.940	1.100	10.450	-3.39
1007		2.920	1.570	10.446	-4.05
1008		3.350	1.620	10.571	-4.20
2009		0.000	0.000	38.607	-0.97
1009		2.590	1.540	11.009	-1.13
20010		0.000	0.000	27.827	-1.45

10010		13.180	7.470	11.059	-2.04
10032		0.000	0.000	10.320	-4.23
200102		0.000	0.000	27.827	-1.45
100102		0.000	0.000	11.060	-2.04
10011		4.000	2.160	11.084	-1.74
100112		0.000	0.000	11.085	-1.74
10012		5.510	2.670	10.973	-2.72
20013		0.000	0.000	39.124	-1.45
10013		6.910	3.920	11.151	-1.59
200132		0.000	0.000	39.124	-1.45
100132		0.000	0.000	11.151	-1.59
20014		0.000	0.000	27.674	-1.61
10014		7.780	4.200	11.065	-1.60
200142		0.000	0.000	27.674	-1.61
100142		0.000	0.000	11.065	-1.60
20015		0.000	0.000	37.447	-4.23
10015		6.050	2.930	10.737	-4.04
200152		0.000	0.000	37.447	-4.24
100152		0.000	0.000	10.737	-4.04
20016		0.000	0.000	38.830	-1.51
10016		4.650	2.630	11.063	-1.71
200162		0.000	0.000	38.830	-1.51
100162		0.000	0.000	11.064	-1.71
10003		0.000	0.000	109.370	-3.05
10006		0.000	0.000	109.300	-3.40
10009		0.000	0.000	115.319	-0.97
100010		0.000	0.000	116.372	-1.45
1000102		0.000	0.000	116.372	-1.45
100013		0.000	0.000	116.693	-1.62
1000132		0.000	0.000	117.037	-1.28
100014		0.000	0.000	115.732	-1.61
1000142		0.000	0.000	115.735	-1.62
100015		0.000	0.000	112.446	-4.08
1000152		0.000	0.000	112.071	-4.30
100016		0.000	0.000	116.031	-1.52
1000162		0.000	0.000	115.765	-1.74
301	Кривошиї	0.000	0.000	35.278	-5.09
302	Люлинці	0.000	0.000	34.907	-5.49
303	Радівка	0.000	0.000	35.209	-5.50
401	401	0.000	0.000	35.808	-5.26
304	Корделівка	0.000	0.000	36.067	-5.12
305	Писарівка	0.000	0.000	36.528	-4.82
306	Іванів	0.000	0.000	36.658	-4.80
307	Уладівка	0.000	0.000	36.271	-5.09
308	Брусленів	0.000	0.000	36.263	-5.06
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	36.426	-4.92
402	402	0.000	0.000	36.808	-4.64
310	Лаврівка	0.000	0.000	36.830	-4.62
311	Гушенці	0.000	0.000	37.336	-4.30
312	Торчин	0.000	0.000	37.053	-4.38
100301		1.190	0.670	10.347	-6.73
100302		2.590	1.400	10.301	-6.82
100303		1.730	0.840	10.411	-6.70
100304		2.160	1.110	10.549	-7.23
100305		1.300	0.700	10.717	-6.50
100306		2.270	1.290	6.508	-5.85
100307		2.490	1.200	10.738	-6.28
100308		0.650	0.380	11.181	-6.37
100309		1.300	0.630	10.705	-6.62
100310		1.400	0.800	11.075	-5.47
100311		1.080	0.580	11.048	-5.33
100312		1.400	0.720	10.868	-6.14
1003021		0.000	0.000	10.301	-6.82
1003031		0.000	0.000	10.411	-6.70
1003061		0.000	0.000	6.509	-5.85
1003071		0.000	0.000	10.738	-6.29
1003101		0.000	0.000	11.075	-5.47
1003111		0.000	0.000	11.048	-5.33
701		0.000	0.000	111.527	-1.08
704		0.000	0.000	111.549	-1.02
703		0.000	0.000	111.305	-1.17

702		0.000	0.000	111.238	-1.22
100701		16.640	9.870	10.233	-4.45
1007011		0.000	0.000	10.234	-4.45
100702		8.640	3.940	10.159	-5.70
1007022		0.000	0.000	10.159	-5.70
100703		2.590	1.260	10.766	-4.18
1007033		0.000	0.000	10.767	-4.19
100704		-12.970	0.000	10.684	3.12
1007044		0.000	0.000	10.684	3.12

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	1.935	1.217	1.931	1.123	0.004	0.094	0.012	2.675
10003	1003	1.931	1.123	1.928	1.068	0.004	0.055	0.012	1.618
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.199	-0.000
3	10032	3.165	1.911	3.149	1.670	0.016	0.240	0.019	4.290
100	201	31.859	22.176	31.412	21.640	0.444	0.535	0.188	2.063
201	1	31.412	21.921	31.331	21.803	0.081	0.117	0.189	0.409
1	202	28.278	19.916	28.211	19.819	0.066	0.096	0.171	0.372
202	2	28.211	20.162	27.732	19.585	0.478	0.575	0.172	2.436
3	701	12.522	13.248	12.486	13.196	0.036	0.052	0.094	0.384
701	704	-4.253	1.868	-4.256	1.864	0.003	0.004	-0.024	-0.025
704	703	8.625	1.011	8.608	0.988	0.016	0.024	0.045	0.249
703	702	5.994	-0.280	5.990	-0.286	0.004	0.006	0.031	0.070
702	6	-2.724	-4.917	-2.734	-4.931	0.010	0.014	-0.029	-0.334
6	7	-9.337	-9.077	-9.438	-9.199	0.101	0.121	-0.067	-1.352
7	8	-12.381	-10.274	-12.503	-10.451	0.122	0.177	-0.082	-1.469
8	205	-15.879	-11.813	-15.962	-11.934	0.083	0.120	-0.100	-0.807
205	9	-15.962	-11.630	-16.003	-11.705	0.041	0.074	-0.099	-0.451
9	206	-18.650	-13.158	-18.869	-13.475	0.218	0.316	-0.114	-1.841
206	207	-18.869	-12.758	-19.008	-13.011	0.138	0.252	-0.112	-1.326
207	300	-19.008	-12.611	-19.027	-12.655	0.019	0.043	-0.111	-0.209
203	3	17.652	16.430	17.645	16.422	0.007	0.008	0.124	0.048
6	204	1.437	2.022	1.435	2.020	0.002	0.002	0.013	0.119
204	4	-3.024	-0.309	-3.026	-0.311	0.001	0.002	-0.016	-0.061
4	203	-6.290	-1.801	-6.310	-1.825	0.020	0.024	-0.034	-0.449
100015	20015	0.701	1.204	0.701	1.196	0.000	0.008	0.007	0.613
15	100015	8.466	5.342	8.446	4.671	0.020	0.668	0.049	4.451
15	1000152	14.698	9.603	14.665	8.344	0.033	1.255	0.087	4.856
1000152	200152	16.348	8.874	16.307	8.874	0.041	0.000	0.096	0.207
200152	20015	16.307	8.874	16.307	8.874	0.000	0.000	0.286	0.000
1000152	100152	-1.683	-0.530	-1.683	-0.539	0.000	0.008	-0.009	-0.223
100152	10015	-1.683	-0.539	-1.684	-0.539	0.000	0.000	-0.095	-0.000
100015	10015	7.745	3.467	7.730	3.467	0.015	0.000	0.043	0.181
14	100014	3.890	2.184	3.888	2.103	0.002	0.081	0.022	1.113
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.894	2.176	3.892	2.095	0.002	0.081	0.022	1.109
1000142	100142	3.894	2.088	3.892	2.088	0.002	0.000	0.022	0.051
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.230	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.002	0.000	0.022	0.051
1000132	200132	0.773	0.337	0.773	0.334	0.000	0.003	0.004	0.180
200132	20013	0.773	0.334	0.773	0.334	0.000	0.000	0.012	0.000
100013	20013	-0.773	-0.331	-0.773	-0.334	0.000	0.003	-0.004	-0.180
100013	10013	4.683	2.495	4.677	2.495	0.006	0.000	0.026	0.107
10013	100132	-2.229	-1.422	-2.229	-1.422	0.000	0.000	-0.137	-0.000
1000132	100132	2.230	1.440	2.229	1.422	0.001	0.018	0.013	0.466
13	1000132	3.005	1.858	3.003	1.777	0.002	0.081	0.017	1.502
13	100013	3.914	2.297	3.910	2.164	0.004	0.133	0.022	1.862
2	203	24.245	18.115	23.962	17.705	0.282	0.408	0.153	1.782
6	10006	5.140	2.729	5.133	2.481	0.007	0.247	0.030	2.439
10006	2006	3.193	1.382	3.190	1.327	0.003	0.054	0.018	0.849
2006	301	3.190	1.372	3.117	1.284	0.073	0.088	0.055	1.104
301	302	1.916	0.608	1.900	0.589	0.016	0.019	0.033	0.391
302	303	-0.708	-0.910	-0.714	-0.918	0.006	0.008	-0.019	-0.300
303	401	-2.458	-1.802	-2.492	-1.843	0.034	0.041	-0.050	-0.610

401	304	-2.492	-1.806	-2.506	-1.825	0.013	0.019	-0.050	-0.265
304	305	-4.682	-3.058	-4.726	-3.121	0.044	0.063	-0.089	-0.476
305	20015	-6.037	-3.869	-6.148	-4.030	0.110	0.160	-0.113	-0.946
14	209	-10.718	-6.798	-10.809	-6.999	0.090	0.200	-0.063	-1.711
209	13	9.475	5.543	9.475	5.543	0.000	0.000	0.053	0.000
13	208	2.496	0.999	2.496	0.999	0.000	0.000	0.013	0.000
208	300	-20.481	-11.609	-20.531	-11.719	0.049	0.110	-0.114	-0.491
11	10011	2.001	1.134	1.998	1.080	0.003	0.053	0.011	1.497
10011	100112	-1.999	-1.079	-1.999	-1.079	0.000	0.000	-0.118	-0.000
11	100112	2.002	1.132	1.999	1.079	0.003	0.053	0.011	1.495
10	1000102	6.594	3.974	6.590	3.825	0.004	0.148	0.038	1.237
1000102	100102	6.598	3.807	6.594	3.715	0.004	0.092	0.038	0.780
100102	10010	6.594	3.715	6.594	3.715	0.000	0.000	0.394	0.001
100010	10010	6.581	3.842	6.578	3.750	0.004	0.092	0.038	0.787
10	100010	6.593	3.974	6.589	3.825	0.004	0.148	0.038	1.237
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	14	-10.287	-6.272	-10.296	-6.293	0.009	0.021	-0.060	-0.186
209	300	-20.283	-11.501	-20.332	-11.609	0.049	0.108	-0.113	-0.491
16	1000162	3.060	1.819	3.058	1.735	0.002	0.084	0.018	1.507
1000162	100162	4.075	2.155	4.071	2.155	0.004	0.000	0.023	0.094
100162	10016	4.071	2.155	4.070	2.155	0.000	0.000	0.240	0.000
100016	10016	0.577	0.477	0.577	0.473	0.000	0.003	0.004	0.376
16	100016	1.596	0.937	1.595	0.901	0.001	0.035	0.009	1.228
100016	20016	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.005	0.046
20016	200162	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-1.017	-0.420	-1.018	-0.424	0.000	0.005	-0.005	-0.233
14	16	-7.464	-3.175	-7.483	-3.204	0.019	0.028	-0.040	-0.420
16	210	-12.191	-5.648	-12.258	-5.746	0.067	0.097	-0.066	-0.897
210	200	-12.258	-5.292	-12.276	-5.318	0.018	0.026	-0.065	-0.238
200	211	-12.276	-4.918	-12.317	-4.994	0.041	0.075	-0.064	-0.597
211	100	-12.317	-4.663	-12.321	-4.669	0.003	0.006	-0.064	-0.050
15	100	-12.939	-7.940	-13.092	-8.280	0.152	0.338	-0.075	-2.388
307	1003071	1.248	0.634	1.244	0.599	0.004	0.034	0.022	0.554
1003071	100307	1.244	0.599	1.244	0.599	0.000	0.000	0.074	0.000
307	100307	1.248	0.634	1.244	0.600	0.004	0.034	0.022	0.554
306	100306	1.137	0.675	1.134	0.645	0.003	0.030	0.021	0.557
100306	1003061	-1.135	-0.644	-1.135	-0.644	0.000	0.000	-0.116	-0.000
306	1003061	1.138	0.674	1.135	0.644	0.003	0.030	0.021	0.556
20015	310	3.495	1.888	3.450	1.834	0.045	0.054	0.061	0.634
310	402	2.031	0.928	2.030	0.927	0.001	0.001	0.035	0.023
402	309	2.030	0.954	2.014	0.935	0.016	0.020	0.035	0.395
309	308	0.703	0.283	0.700	0.280	0.002	0.003	0.012	0.170
308	307	0.044	-0.086	0.044	-0.086	0.000	0.000	0.002	-0.006
307	306	-2.463	-1.383	-2.482	-1.410	0.019	0.027	-0.045	-0.401
306	20015	-4.772	-2.802	-4.847	-2.910	0.074	0.107	-0.087	-0.815
310	1003101	0.559	1.089	0.550	1.034	0.009	0.055	0.019	1.630
1003101	100310	0.550	1.034	0.550	1.034	0.000	0.000	0.061	0.000
310	100310	0.851	-0.222	0.849	-0.235	0.001	0.013	0.014	-0.035
311	1003111	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.014	0.010	0.567
1003111	100311	0.540	0.290	0.540	0.290	0.000	0.000	0.032	0.000
311	100311	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.014	0.010	0.568
303	1003031	0.868	0.444	0.865	0.420	0.004	0.024	0.016	0.583
1003031	100303	0.865	0.420	0.865	0.420	0.000	0.000	0.053	0.000
303	100303	0.868	0.444	0.864	0.420	0.004	0.024	0.016	0.583
302	100302	1.299	0.742	1.294	0.700	0.005	0.042	0.025	0.658
100302	1003021	-1.294	-0.699	-1.294	-0.699	0.000	0.000	-0.082	-0.000
302	1003021	1.299	0.741	1.294	0.699	0.005	0.042	0.025	0.658
702	100702	4.346	2.410	4.317	1.970	0.029	0.438	0.026	5.527
100702	1007022	-4.318	-1.968	-4.318	-1.968	0.000	0.000	-0.269	-0.000
702	1007022	4.347	2.408	4.318	1.968	0.029	0.438	0.026	5.523
703	100703	1.302	0.721	1.294	0.630	0.008	0.091	0.008	3.905
100703	1007033	-1.294	-0.629	-1.294	-0.629	0.000	0.000	-0.077	-0.000
703	1007033	1.302	0.720	1.294	0.629	0.008	0.090	0.008	3.904
704	100704	-6.455	0.465	-6.481	-0.003	0.026	0.466	-0.033	-0.009
100704	1007044	6.481	-0.003	6.480	-0.003	0.000	0.000	0.350	0.001
704	1007044	-6.455	0.470	-6.480	0.003	0.026	0.466	-0.033	-0.002
701	1007011	8.354	5.636	8.318	4.927	0.036	0.706	0.052	4.835
1007011	100701	8.318	4.927	8.318	4.927	0.000	0.000	0.544	0.001
701	100701	8.348	5.646	8.312	4.937	0.036	0.706	0.052	4.843

305	100305	1.307	0.754	1.299	0.700	0.008	0.054	0.024	0.908
304	100304	2.171	1.219	2.159	1.109	0.012	0.109	0.040	1.043
10	11	9.595	4.680	9.583	4.654	0.012	0.026	0.052	0.242
11	12	5.548	2.704	5.539	2.685	0.009	0.019	0.030	0.312
8	1008	3.365	1.869	3.348	1.619	0.017	0.249	0.019	4.139
12	10012	5.519	2.915	5.507	2.668	0.012	0.246	0.031	2.421
204	5	4.459	2.627	4.458	2.626	0.001	0.002	0.027	0.041
10009	1009	2.589	1.549	2.588	1.539	0.000	0.010	0.015	0.221
301	100301	1.196	0.719	1.189	0.670	0.007	0.050	0.023	0.891
10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.046
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	100308	0.653	0.402	0.650	0.380	0.004	0.022	0.012	0.763
309	100309	1.307	0.682	1.299	0.630	0.008	0.052	0.023	0.850
7	1007	2.932	1.772	2.918	1.569	0.013	0.202	0.017	3.953
9	10009	2.589	1.565	2.589	1.549	0.000	0.015	0.015	0.323
5	1005	4.443	2.563	4.427	2.269	0.016	0.293	0.027	3.618
20015	312	1.425	0.791	1.412	0.780	0.013	0.012	0.025	0.400
312	100312	1.408	0.780	1.399	0.720	0.009	0.060	0.025	0.928
20015	311	1.092	0.604	1.090	0.600	0.003	0.003	0.019	0.114
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	22.976	13.005	22.870	12.770	0.106	0.234	0.128	0.936
4	1004	3.254	1.815	3.238	1.569	0.016	0.245	0.019	4.148
2	1002	3.476	1.939	3.458	1.669	0.018	0.269	0.020	4.293
1	1001	3.042	1.919	3.028	1.709	0.014	0.209	0.018	4.049

ДОДАТОК Г.5

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 1РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 118.493 МВТ / 1037.995 МЛН.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 114.320 МВТ / 1001.443 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 3.048 МВТ / 13.165 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 3.048 МВТ / 13.165 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.717 МВТ / 6.280 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.463 МВТ / 2.001 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.180 МВТ / 8.281 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 4.228 МВТ / 21.445 МЛН.КВТ*Г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-58.719	-31.143	119.000	0.00
201	201	0.000	0.000	117.050	-0.38
1	АГРОНОМІЧНЕ	0.000	0.000	116.668	-0.47
202	202	0.000	0.000	116.324	-0.55
2	ПЕТРИК	0.000	0.000	114.042	-1.01
203	203	0.000	0.000	112.413	-1.42
3	ЛІТИН	0.000	0.000	112.363	-1.42
4	КОЖУХІВ	0.000	0.000	112.236	-1.53
204	204	0.000	0.000	112.266	-1.55
5	КУРОРТНА	0.000	0.000	112.225	-1.56
6	ХМІЛЬНИК	0.000	0.000	112.538	-1.53
7	УЛАНІВ	0.000	0.000	113.673	-1.38
8	ВИШЕНЬКА	0.000	0.000	114.924	-1.11
205	205	0.000	0.000	115.630	-0.94
9	КРІВКА	0.000	0.000	116.017	-0.82
206	206	0.000	0.000	117.656	-0.43
207	207	0.000	0.000	118.819	-0.07
300	КОЗЯТИН	-59.773	-33.143	119.000	0.00
208	208	0.000	0.000	118.510	-0.17
10	КОЗЯТИН ТЯГА	0.000	0.000	117.578	-0.51
11	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	117.338	-0.60
12	ЗАВОД ПРОГРЕС	0.000	0.000	117.029	-0.73
13	СИГНАЛ	0.000	0.000	118.511	-0.17
209	209	0.000	0.000	118.511	-0.17
14	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	116.821	-0.71
15	КАЛІНІВКА	0.000	0.000	116.639	-0.78
211	211	0.000	0.000	118.951	-0.02
200	200	0.000	0.000	118.358	-0.26
210	210	0.000	0.000	118.123	-0.33
16	ТУРБІВ	0.000	0.000	117.234	-0.59
1001		3.030	1.710	10.788	-3.27
1002		3.460	1.670	10.525	-4.38
2003		0.000	0.000	36.771	-3.40
1003		5.080	2.740	10.365	-4.58
1004		3.240	1.570	10.371	-4.79
1005		4.430	2.270	10.415	-4.36
2006		0.000	0.000	36.585	-4.47
1006		1.940	1.100	10.528	-3.65
1007		2.920	1.570	10.521	-4.22
1008		3.350	1.620	10.625	-4.32
2009		0.000	0.000	38.736	-1.07

1009		2.590	1.540	11.046	-1.23
20010		0.000	0.000	27.827	-1.45
10010		13.180	7.470	11.059	-2.04
10032		0.000	0.000	10.365	-4.58
200102		0.000	0.000	27.827	-1.45
100102		0.000	0.000	11.060	-2.04
10011		4.000	2.160	11.084	-1.74
100112		0.000	0.000	11.085	-1.74
10012		5.510	2.670	10.973	-2.72
20013		0.000	0.000	39.125	-1.45
10013		6.910	3.920	11.151	-1.59
200132		0.000	0.000	39.125	-1.45
100132		0.000	0.000	11.151	-1.59
20014		0.000	0.000	27.677	-1.62
10014		7.780	4.200	11.066	-1.60
200142		0.000	0.000	27.677	-1.62
100142		0.000	0.000	11.066	-1.60
20015		0.000	0.000	37.477	-4.23
10015		6.050	2.930	10.745	-4.03
200152		0.000	0.000	37.478	-4.23
100152		0.000	0.000	10.745	-4.03
20016		0.000	0.000	38.833	-1.51
10016		4.650	2.630	11.064	-1.71
200162		0.000	0.000	38.833	-1.51
100162		0.000	0.000	11.064	-1.71
10003		0.000	0.000	109.836	-3.40
10006		0.000	0.000	110.120	-3.67
10009		0.000	0.000	115.703	-1.07
100010		0.000	0.000	116.373	-1.45
1000102		0.000	0.000	116.373	-1.45
100013		0.000	0.000	116.695	-1.62
1000132		0.000	0.000	117.038	-1.28
100014		0.000	0.000	115.745	-1.62
1000142		0.000	0.000	115.749	-1.62
100015		0.000	0.000	112.523	-4.08
1000152		0.000	0.000	112.161	-4.29
100016		0.000	0.000	116.041	-1.52
1000162		0.000	0.000	115.775	-1.74
301	КРИВОШИЇ	0.000	0.000	35.474	-5.27
302	ЛЮЛИНЦІ	0.000	0.000	35.071	-5.62
303	РАДІВКА	0.000	0.000	35.331	-5.58
401	401	0.000	0.000	35.897	-5.31
304	КОРДЕЛІВКА	0.000	0.000	36.139	-5.15
305	ПИСАРІВКА	0.000	0.000	36.584	-4.84
306	ІВАНІВ	0.000	0.000	36.689	-4.79
307	УЛАДІВКА	0.000	0.000	36.303	-5.09
308	БРУСЛЕНІВ	0.000	0.000	36.295	-5.06
309	МІЗ. ХУТОРА	0.000	0.000	36.457	-4.92
402	402	0.000	0.000	36.839	-4.64
310	ЛАВРІВКА	0.000	0.000	36.861	-4.62
311	ГУЩЕНЦІ	0.000	0.000	37.367	-4.30
312	ТОРЧИН	0.000	0.000	37.083	-4.38
100301		1.190	0.670	10.407	-6.89
100302		2.590	1.400	10.351	-6.94
100303		1.730	0.840	10.449	-6.78
100304		2.160	1.110	10.571	-7.25
100305		1.300	0.700	10.734	-6.51
100306		2.270	1.290	6.514	-5.85
100307		2.490	1.200	10.747	-6.28
100308		0.650	0.380	11.191	-6.36
100309		1.300	0.630	10.715	-6.62
100310		1.400	0.800	11.085	-5.47
100311		1.080	0.580	11.057	-5.32
100312		1.400	0.720	10.878	-6.13
1003021		0.000	0.000	10.351	-6.94
1003031		0.000	0.000	10.449	-6.78
1003061		0.000	0.000	6.514	-5.85
1003071		0.000	0.000	10.747	-6.28
1003101		0.000	0.000	11.085	-5.47
1003111		0.000	0.000	11.057	-5.32
701		0.000	0.000	111.962	-1.50

100701	16.640	9.870	10.277	-4.84
1007011	0.000	0.000	10.277	-4.84

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
3	10003	1.935	1.216	1.931	1.123	0.004	0.093	0.012	2.686
10003	1003	1.931	1.123	1.928	1.068	0.004	0.054	0.012	1.623
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.198	-0.000
3	10032	3.165	1.909	3.149	1.670	0.016	0.238	0.019	4.307
701	100701	8.348	5.640	8.312	4.937	0.035	0.700	0.052	4.865
100701	1007011	-8.318	-4.927	-8.318	-4.927	0.000	0.000	-0.542	-0.001
701	1007011	8.354	5.630	8.318	4.927	0.035	0.700	0.052	4.857
100	201	33.325	18.350	32.897	17.834	0.427	0.514	0.184	1.952
201	1	32.897	18.116	32.819	18.003	0.078	0.112	0.185	0.383
1	202	29.765	16.116	29.702	16.024	0.063	0.092	0.167	0.346
202	2	29.702	16.367	29.244	15.817	0.456	0.548	0.168	2.294
2	203	25.758	14.351	25.491	13.964	0.266	0.386	0.149	1.646
203	4	3.576	-0.143	3.570	-0.150	0.006	0.007	0.018	0.183
4	204	0.306	-1.633	0.305	-1.633	0.000	0.001	0.009	-0.028
204	6	-4.154	-3.954	-4.163	-3.964	0.009	0.011	-0.029	-0.273
6	7	-9.342	-6.521	-9.418	-6.612	0.076	0.091	-0.058	-1.143
7	8	-12.360	-7.674	-12.459	-7.818	0.099	0.143	-0.074	-1.262
8	205	-15.835	-9.172	-15.905	-9.275	0.070	0.102	-0.092	-0.711
205	9	-15.905	-8.969	-15.940	-9.032	0.034	0.063	-0.091	-0.391
9	206	-18.588	-10.484	-18.778	-10.759	0.189	0.274	-0.106	-1.647
206	207	-18.778	-10.041	-18.898	-10.261	0.120	0.219	-0.104	-1.166
207	300	-18.898	-9.861	-18.915	-9.898	0.017	0.037	-0.103	-0.181
6	10006	5.152	2.932	5.145	2.680	0.008	0.251	0.030	2.603
10006	2006	3.205	1.580	3.202	1.524	0.003	0.056	0.019	0.946
2006	301	3.202	1.569	3.126	1.478	0.076	0.091	0.056	1.150
301	302	1.925	0.803	1.908	0.782	0.017	0.021	0.034	0.421
302	303	-0.700	-0.716	-0.705	-0.722	0.005	0.006	-0.016	-0.261
303	401	-2.449	-1.606	-2.480	-1.644	0.031	0.038	-0.048	-0.579
401	304	-2.480	-1.606	-2.492	-1.624	0.012	0.018	-0.047	-0.251
304	305	-4.669	-2.856	-4.711	-2.916	0.042	0.060	-0.087	-0.460
305	20015	-6.022	-3.664	-6.129	-3.819	0.106	0.154	-0.111	-0.921
100015	20015	0.703	1.176	0.702	1.168	0.000	0.008	0.007	0.599
15	100015	8.459	5.264	8.439	4.600	0.020	0.661	0.049	4.390
15	100	-12.935	-7.851	-13.087	-8.188	0.151	0.336	-0.075	-2.372
15	1000152	14.685	9.448	14.652	8.202	0.033	1.241	0.086	4.781
1000152	200152	16.326	8.690	16.286	8.690	0.040	0.000	0.095	0.207
200152	20015	16.286	8.690	16.285	8.690	0.000	0.000	0.284	0.000
1000152	100152	-1.674	-0.488	-1.675	-0.496	0.000	0.008	-0.009	-0.209
100152	10015	-1.675	-0.496	-1.675	-0.496	0.000	0.000	-0.094	-0.000
100015	10015	7.736	3.425	7.721	3.425	0.015	0.000	0.043	0.180
14	100014	3.890	2.184	3.888	2.103	0.002	0.081	0.022	1.113
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.894	2.176	3.892	2.095	0.002	0.081	0.022	1.109
1000142	100142	3.894	2.088	3.892	2.088	0.002	0.000	0.022	0.051
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.230	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.002	0.000	0.022	0.051
16	100016	1.596	0.937	1.595	0.901	0.001	0.035	0.009	1.228
100016	20016	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.005	0.046
20016	200162	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-1.017	-0.420	-1.018	-0.424	0.000	0.005	-0.005	-0.233
16	1000162	3.060	1.819	3.058	1.735	0.002	0.084	0.018	1.507
1000162	100162	4.075	2.155	4.071	2.155	0.004	0.000	0.023	0.094
100162	10016	4.071	2.155	4.070	2.155	0.000	0.000	0.240	0.000
100016	10016	0.577	0.477	0.577	0.473	0.000	0.003	0.004	0.376
15	14	-10.270	-6.129	-10.280	-6.149	0.009	0.021	-0.059	-0.183
14	16	-7.451	-3.113	-7.471	-3.141	0.019	0.028	-0.040	-0.416
16	210	-12.178	-5.586	-12.245	-5.683	0.067	0.097	-0.066	-0.893
210	200	-12.245	-5.229	-12.263	-5.255	0.018	0.026	-0.065	-0.237
200	211	-12.263	-4.855	-12.304	-4.930	0.041	0.075	-0.064	-0.593
211	100	-12.304	-4.599	-12.307	-4.605	0.003	0.006	-0.064	-0.049

10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.046
4	1004	3.254	1.812	3.238	1.569	0.016	0.242	0.019	4.149
2	1002	3.476	1.937	3.458	1.669	0.018	0.267	0.020	4.307
1	1001	3.042	1.919	3.028	1.709	0.014	0.209	0.018	4.054

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 131.109 МВт / 1148.512 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.325 МВт / 18.680 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.325 МВт / 18.680 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.741 МВт / 6.492 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.550 МВт / 2.373 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.291 МВт / 8.866 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.616 МВт / 27.545 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав, МВт	Qнав, МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-65.716	-35.286	119.000	0.00
201	201	0.000	0.000	116.652	-0.45
1	Агрономічне	0.000	0.000	116.193	-0.56
202	202	0.000	0.000	115.771	-0.67
2	Петрик	0.000	0.000	112.985	-1.22
203	203	0.000	0.000	110.957	-1.75
3	Літин	0.000	0.000	110.906	-1.75
4	Кожухів	0.000	0.000	110.272	-1.99
204	204	0.000	0.000	110.132	-2.05
5	Курортна	0.000	0.000	110.091	-2.05
6	Хмільник	0.000	0.000	110.116	-2.10
7	Уланів	0.000	0.000	111.836	-1.83
8	Вишенька	0.000	0.000	113.612	-1.43
205	205	0.000	0.000	114.562	-1.21
9	Юрівка	0.000	0.000	115.087	-1.05
206	206	0.000	0.000	117.225	-0.55
207	207	0.000	0.000	118.759	-0.09
300	Козятин	-65.393	-36.920	119.000	0.00
208	208	0.000	0.000	118.507	-0.17
10	Козятин тяга	0.000	0.000	117.575	-0.51
11	Глухівці	0.000	0.000	117.335	-0.60
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	117.026	-0.73
13	Сигнал	0.000	0.000	118.508	-0.17
209	209	0.000	0.000	118.508	-0.17
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	116.785	-0.72
15	Калинівка	0.000	0.000	116.596	-0.78
211	211	0.000	0.000	118.950	-0.02
200	200	0.000	0.000	118.348	-0.26
210	210	0.000	0.000	118.109	-0.33
16	Турбів	0.000	0.000	117.208	-0.59
1001		3.030	1.710	10.741	-3.39
1002		3.460	1.670	10.420	-4.66
2003		0.000	0.000	36.270	-3.79
1003		5.080	2.740	10.220	-5.00
1004		3.240	1.570	10.175	-5.36
1005		4.430	2.270	10.203	-4.97
2006		0.000	0.000	35.894	-4.86
1006		1.940	1.100	10.317	-4.12
1007		2.920	1.570	10.339	-4.77

1008		3.350	1.620	10.495	-4.71
2009		0.000	0.000	38.423	-1.30
1009		2.590	1.540	10.957	-1.47
20010		0.000	0.000	27.827	-1.45
10010		13.180	7.470	11.059	-2.04
10032		0.000	0.000	10.220	-5.00
200102		0.000	0.000	27.827	-1.45
100102		0.000	0.000	11.059	-2.04
10011		4.000	2.160	11.084	-1.74
100112		0.000	0.000	11.084	-1.74
10012		5.510	2.670	10.973	-2.72
20013		0.000	0.000	39.124	-1.45
10013		6.910	3.920	11.151	-1.59
200132		0.000	0.000	39.124	-1.45
100132		0.000	0.000	11.151	-1.59
20014		0.000	0.000	27.669	-1.62
10014		7.780	4.200	11.062	-1.61
200142		0.000	0.000	27.669	-1.62
100142		0.000	0.000	11.063	-1.61
20015		0.000	0.000	37.418	-4.32
10015		6.050	2.930	10.730	-4.11
200152		0.000	0.000	37.418	-4.32
100152		0.000	0.000	10.730	-4.11
20016		0.000	0.000	38.824	-1.52
10016		4.650	2.630	11.062	-1.72
200162		0.000	0.000	38.824	-1.52
100162		0.000	0.000	11.062	-1.72
10003		0.000	0.000	108.339	-3.79
10006		0.000	0.000	107.918	-4.14
10009		0.000	0.000	114.770	-1.30
100010		0.000	0.000	116.371	-1.45
1000102		0.000	0.000	116.371	-1.45
100013		0.000	0.000	116.692	-1.62
1000132		0.000	0.000	117.035	-1.28
100014		0.000	0.000	115.709	-1.62
1000142		0.000	0.000	115.712	-1.62
100015		0.000	0.000	112.372	-4.15
1000152		0.000	0.000	111.989	-4.38
100016		0.000	0.000	116.014	-1.53
1000162		0.000	0.000	115.748	-1.74
301	Кривошиї	0.000	0.000	34.933	-5.61
302	Люлинці	0.000	0.000	34.626	-5.92
303	Радівка	0.000	0.000	35.011	-5.82
401	401	0.000	0.000	35.676	-5.49
304	Корделівка	0.000	0.000	35.962	-5.31
305	Писарівка	0.000	0.000	36.452	-4.97
306	Іванів	0.000	0.000	36.628	-4.88
307	Уладівка	0.000	0.000	36.241	-5.18
308	Брусленів	0.000	0.000	36.233	-5.15
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	36.396	-5.01
402	402	0.000	0.000	36.778	-4.73
310	Лаврівка	0.000	0.000	36.800	-4.71
311	Гушенці	0.000	0.000	37.307	-4.38
312	Торчин	0.000	0.000	37.023	-4.46
100301		1.190	0.670	10.241	-7.29
100302		2.590	1.400	10.215	-7.27
100303		1.730	0.840	10.351	-7.03
100304		2.160	1.110	10.517	-7.43
100305		1.300	0.700	10.694	-6.65
100306		2.270	1.290	6.503	-5.94
100307		2.490	1.200	10.729	-6.37
100308		0.650	0.380	11.171	-6.45
100309		1.300	0.630	10.696	-6.71
100310		1.400	0.800	11.066	-5.55
100311		1.080	0.580	11.039	-5.41
100312		1.400	0.720	10.859	-6.23
1003021		0.000	0.000	10.215	-7.27
1003031		0.000	0.000	10.351	-7.03
1003061		0.000	0.000	6.503	-5.94
1003071		0.000	0.000	10.729	-6.37
1003101		0.000	0.000	11.066	-5.55

1003111		0.000	0.000	11.039	-5.41
701		0.000	0.000	110.498	-1.84
703		0.000	0.000	109.360	-2.30
702		0.000	0.000	109.418	-2.29
100701		16.640	9.870	10.130	-5.27
1007011		0.000	0.000	10.131	-5.27
100702		8.640	3.940	9.975	-6.93
1007022		0.000	0.000	9.975	-6.93
100703		2.590	1.260	10.564	-5.43
1007033		0.000	0.000	10.564	-5.43

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	1.935	1.220	1.931	1.124	0.004	0.096	0.012	2.752
10003	1003	1.931	1.124	1.928	1.068	0.004	0.056	0.012	1.662
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.201	-0.000
3	10032	3.166	1.916	3.149	1.670	0.016	0.244	0.019	4.411
701	100701	8.349	5.661	8.312	4.937	0.036	0.721	0.053	4.982
100701	1007011	-8.318	-4.927	-8.319	-4.927	0.000	0.000	-0.550	-0.001
701	1007011	8.355	5.650	8.319	4.927	0.036	0.721	0.053	4.973
100	201	40.009	22.208	39.389	21.462	0.618	0.743	0.222	2.351
201	1	39.389	21.742	39.277	21.579	0.112	0.162	0.222	0.461
1	202	36.223	19.690	36.128	19.552	0.095	0.137	0.205	0.424
202	2	36.128	19.892	35.445	19.070	0.680	0.818	0.205	2.805
2	203	31.958	17.590	31.542	16.986	0.415	0.601	0.186	2.054
203	4	9.625	2.816	9.577	2.759	0.048	0.057	0.052	0.699
4	204	6.312	1.255	6.305	1.247	0.007	0.008	0.034	0.144
204	6	1.846	-1.095	1.845	-1.096	0.001	0.002	0.011	0.020
6	7	-14.290	-9.299	-14.468	-9.513	0.177	0.213	-0.089	-1.737
7	8	-17.410	-10.605	-17.611	-10.896	0.200	0.290	-0.105	-1.797
8	205	-20.987	-12.268	-21.114	-12.453	0.127	0.184	-0.123	-0.960
205	9	-21.114	-12.153	-21.177	-12.267	0.062	0.114	-0.123	-0.531
9	206	-23.824	-13.722	-24.145	-14.186	0.319	0.463	-0.138	-2.152
206	207	-24.145	-13.473	-24.349	-13.847	0.204	0.373	-0.136	-1.539
207	300	-24.349	-13.447	-24.378	-13.511	0.029	0.064	-0.135	-0.241
6	10006	4.725	2.602	4.718	2.384	0.006	0.217	0.028	2.406
10006	2006	2.778	1.285	2.776	1.241	0.002	0.043	0.016	0.806
2006	301	2.776	1.285	2.718	1.215	0.058	0.070	0.049	1.000
301	302	1.517	0.537	1.507	0.524	0.010	0.013	0.027	0.323
302	303	-1.101	-0.976	-1.112	-0.989	0.011	0.013	-0.024	-0.388
303	401	-2.856	-1.873	-2.899	-1.925	0.043	0.052	-0.056	-0.682
401	304	-2.899	-1.889	-2.916	-1.913	0.017	0.025	-0.056	-0.296
304	305	-5.093	-3.146	-5.143	-3.219	0.050	0.073	-0.096	-0.507
305	20015	-6.455	-3.968	-6.579	-4.148	0.124	0.179	-0.120	-0.996
100015	20015	0.755	1.230	0.755	1.221	0.000	0.009	0.007	0.629
15	100015	8.611	5.405	8.590	4.713	0.021	0.689	0.050	4.508
15	100	-13.103	-8.017	-13.259	-8.365	0.156	0.346	-0.076	-2.415
15	1000152	14.989	9.728	14.954	8.423	0.035	1.300	0.088	4.923
1000152	200152	16.726	8.968	16.684	8.968	0.042	0.000	0.098	0.212
200152	20015	16.684	8.968	16.683	8.968	0.000	0.000	0.292	0.000
1000152	100152	-1.772	-0.546	-1.772	-0.555	0.000	0.009	-0.010	-0.232
100152	10015	-1.772	-0.555	-1.773	-0.555	0.000	0.000	-0.100	-0.000
100015	10015	7.834	3.483	7.819	3.483	0.016	0.000	0.044	0.183
14	100014	3.890	2.184	3.888	2.103	0.002	0.081	0.022	1.113
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.894	2.176	3.892	2.095	0.002	0.081	0.022	1.110
1000142	100142	3.894	2.088	3.892	2.088	0.002	0.000	0.022	0.051
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.230	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.002	0.000	0.022	0.051
16	100016	1.596	0.937	1.595	0.901	0.001	0.035	0.009	1.228
100016	20016	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.005	0.046
20016	200162	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-1.017	-0.420	-1.018	-0.424	0.000	0.005	-0.005	-0.233
16	1000162	3.060	1.819	3.058	1.735	0.002	0.084	0.018	1.507
1000162	100162	4.075	2.155	4.071	2.155	0.004	0.000	0.023	0.094

304	100304	2.171	1.219	2.159	1.109	0.012	0.110	0.040	1.051
12	10012	5.519	2.915	5.507	2.668	0.012	0.246	0.031	2.421
204	5	4.459	2.634	4.458	2.632	0.001	0.002	0.027	0.042
10009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.589	1.565	2.589	1.550	0.000	0.016	0.015	0.327
10009	1009	2.589	1.550	2.588	1.539	0.000	0.010	0.015	0.224
309	100309	1.307	0.682	1.299	0.630	0.008	0.052	0.023	0.852
301	100301	1.197	0.721	1.189	0.670	0.007	0.051	0.023	0.909
10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.047
6	702	11.384	6.189	11.331	6.113	0.052	0.076	0.068	0.711
702	703	2.616	1.443	2.615	1.442	0.001	0.001	0.016	0.059
308	100308	0.653	0.402	0.650	0.380	0.004	0.022	0.012	0.765
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	1005	4.444	2.571	4.427	2.269	0.017	0.301	0.027	3.747
3	701	16.786	11.521	16.740	11.455	0.045	0.066	0.106	0.412
7	1007	2.932	1.776	2.918	1.569	0.014	0.206	0.018	4.063
10	11	9.595	4.680	9.583	4.655	0.012	0.026	0.052	0.242
4	1004	3.255	1.821	3.238	1.569	0.017	0.251	0.019	4.291
2	1002	3.476	1.943	3.458	1.669	0.018	0.273	0.020	4.383
1	1001	3.042	1.920	3.028	1.709	0.014	0.211	0.018	4.083

3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 130.132 МВт / 1139.954 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.268 МВт / 14.114 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.268 МВт / 14.114 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.775 МВт / 6.789 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.591 МВт / 2.555 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.366 МВт / 9.343 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.634 МВт / 23.458 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-57.272	-35.125	119.000	0.00
201	201	0.000	0.000	116.938	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	116.530	-0.35
202	202	0.000	0.000	116.159	-0.42
2	Петрик	0.000	0.000	113.730	-0.74
203	203	0.000	0.000	111.957	-1.05
3	Літин	0.000	0.000	111.909	-1.05
4	Кожухів	0.000	0.000	111.513	-1.20
204	204	0.000	0.000	111.453	-1.23
5	Курортна	0.000	0.000	111.413	-1.24
6	Хмільник	0.000	0.000	111.572	-1.24
7	Уланів	0.000	0.000	112.921	-1.17
8	Вишенька	0.000	0.000	114.383	-0.96
205	205	0.000	0.000	115.186	-0.82
9	Юрівка	0.000	0.000	115.634	-0.72
206	206	0.000	0.000	117.468	-0.39
207	207	0.000	0.000	118.791	-0.06
300	Козятин	-59.890	-35.983	119.000	0.00
208	208	0.000	0.000	118.509	-0.17
10	Козятин тяга	0.000	0.000	117.577	-0.51
11	Глухівці	0.000	0.000	117.337	-0.60
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	117.028	-0.73
13	Сигнал	0.000	0.000	118.510	-0.17

209	209	0.000	0.000	118.510	-0.17
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	116.807	-0.71
15	Калинівка	0.000	0.000	116.623	-0.77
211	211	0.000	0.000	118.950	-0.02
200	200	0.000	0.000	118.355	-0.26
210	210	0.000	0.000	118.117	-0.33
16	Турбів	0.000	0.000	117.224	-0.58
1001		3.030	1.710	10.775	-3.16
1002		3.460	1.670	10.494	-4.13
2003		0.000	0.000	36.615	-3.05
1003		5.080	2.740	10.320	-4.23
1004		3.240	1.570	10.299	-4.50
1005		4.430	2.270	10.334	-4.09
2006		0.000	0.000	36.341	-4.21
1006		1.940	1.100	10.450	-3.39
1007		2.920	1.570	10.446	-4.05
1008		3.350	1.620	10.571	-4.20
2009		0.000	0.000	38.607	-0.97
1009		2.590	1.540	11.009	-1.13
20010		0.000	0.000	27.827	-1.45
10010		13.180	7.470	11.059	-2.04
10032		0.000	0.000	10.320	-4.23
200102		0.000	0.000	27.827	-1.45
100102		0.000	0.000	11.060	-2.04
10011		4.000	2.160	11.084	-1.74
100112		0.000	0.000	11.085	-1.74
10012		5.510	2.670	10.973	-2.72
20013		0.000	0.000	39.124	-1.45
10013		6.910	3.920	11.151	-1.59
200132		0.000	0.000	39.124	-1.45
100132		0.000	0.000	11.151	-1.59
20014		0.000	0.000	27.674	-1.61
10014		7.780	4.200	11.065	-1.60
200142		0.000	0.000	27.674	-1.61
100142		0.000	0.000	11.065	-1.60
20015		0.000	0.000	37.447	-4.23
10015		6.050	2.930	10.737	-4.04
200152		0.000	0.000	37.447	-4.24
100152		0.000	0.000	10.737	-4.04
20016		0.000	0.000	38.830	-1.51
10016		4.650	2.630	11.063	-1.71
200162		0.000	0.000	38.830	-1.51
100162		0.000	0.000	11.064	-1.71
10003		0.000	0.000	109.370	-3.05
10006		0.000	0.000	109.300	-3.40
10009		0.000	0.000	115.319	-0.97
100010		0.000	0.000	116.372	-1.45
1000102		0.000	0.000	116.372	-1.45
100013		0.000	0.000	116.693	-1.62
1000132		0.000	0.000	117.037	-1.28
100014		0.000	0.000	115.732	-1.61
1000142		0.000	0.000	115.735	-1.62
100015		0.000	0.000	112.446	-4.08
1000152		0.000	0.000	112.071	-4.30
100016		0.000	0.000	116.031	-1.52
1000162		0.000	0.000	115.765	-1.74
301	Кривошиї	0.000	0.000	35.278	-5.09
302	Люлинці	0.000	0.000	34.907	-5.49
303	Радівка	0.000	0.000	35.209	-5.50
401	401	0.000	0.000	35.808	-5.26
304	Корделівка	0.000	0.000	36.067	-5.12
305	Писарівка	0.000	0.000	36.528	-4.82
306	Іванів	0.000	0.000	36.658	-4.80
307	Уладівка	0.000	0.000	36.271	-5.09
308	Брусленів	0.000	0.000	36.263	-5.06
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	36.426	-4.92
402	402	0.000	0.000	36.808	-4.64
310	Лаврівка	0.000	0.000	36.830	-4.62
311	Гущенці	0.000	0.000	37.336	-4.30
312	Торчин	0.000	0.000	37.053	-4.38
100301		1.190	0.670	10.347	-6.73

100302		2.590	1.400	10.301	-6.82
100303		1.730	0.840	10.411	-6.70
100304		2.160	1.110	10.549	-7.23
100305		1.300	0.700	10.717	-6.50
100306		2.270	1.290	6.508	-5.85
100307		2.490	1.200	10.738	-6.28
100308		0.650	0.380	11.181	-6.37
100309		1.300	0.630	10.705	-6.62
100310		1.400	0.800	11.075	-5.47
100311		1.080	0.580	11.048	-5.33
100312		1.400	0.720	10.868	-6.14
1003021		0.000	0.000	10.301	-6.82
1003031		0.000	0.000	10.411	-6.70
1003061		0.000	0.000	6.509	-5.85
1003071		0.000	0.000	10.738	-6.29
1003101		0.000	0.000	11.075	-5.47
1003111		0.000	0.000	11.048	-5.33
701		0.000	0.000	111.527	-1.08
704		0.000	0.000	111.549	-1.02
703		0.000	0.000	111.305	-1.17
702		0.000	0.000	111.238	-1.22
100701		16.640	9.870	10.233	-4.45
1007011		0.000	0.000	10.234	-4.45
100702		8.640	3.940	10.159	-5.70
1007022		0.000	0.000	10.159	-5.70
100703		2.590	1.260	10.766	-4.18
1007033		0.000	0.000	10.767	-4.19
100704		-12.970	0.000	10.684	3.12
1007044		0.000	0.000	10.684	3.12

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	1.935	1.217	1.931	1.123	0.004	0.094	0.012	2.675
10003	1003	1.931	1.123	1.928	1.068	0.004	0.055	0.012	1.618
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.199	-0.000
3	10032	3.165	1.911	3.149	1.670	0.016	0.240	0.019	4.290
100	201	31.859	22.176	31.412	21.640	0.444	0.535	0.188	2.063
201	1	31.412	21.921	31.331	21.803	0.081	0.117	0.189	0.409
1	202	28.278	19.916	28.211	19.819	0.066	0.096	0.171	0.372
202	2	28.211	20.162	27.732	19.585	0.478	0.575	0.172	2.436
3	701	12.522	13.248	12.486	13.196	0.036	0.052	0.094	0.384
701	704	-4.253	1.868	-4.256	1.864	0.003	0.004	-0.024	-0.025
704	703	8.625	1.011	8.608	0.988	0.016	0.024	0.045	0.249
703	702	5.994	-0.280	5.990	-0.286	0.004	0.006	0.031	0.070
702	6	-2.724	-4.917	-2.734	-4.931	0.010	0.014	-0.029	-0.334
6	7	-9.337	-9.077	-9.438	-9.199	0.101	0.121	-0.067	-1.352
7	8	-12.381	-10.274	-12.503	-10.451	0.122	0.177	-0.082	-1.469
8	205	-15.879	-11.813	-15.962	-11.934	0.083	0.120	-0.100	-0.807
205	9	-15.962	-11.630	-16.003	-11.705	0.041	0.074	-0.099	-0.451
9	206	-18.650	-13.158	-18.869	-13.475	0.218	0.316	-0.114	-1.841
206	207	-18.869	-12.758	-19.008	-13.011	0.138	0.252	-0.112	-1.326
207	300	-19.008	-12.611	-19.027	-12.655	0.019	0.043	-0.111	-0.209
203	3	17.652	16.430	17.645	16.422	0.007	0.008	0.124	0.048
6	204	1.437	2.022	1.435	2.020	0.002	0.002	0.013	0.119
204	4	-3.024	-0.309	-3.026	-0.311	0.001	0.002	-0.016	-0.061
4	203	-6.290	-1.801	-6.310	-1.825	0.020	0.024	-0.034	-0.449
100015	20015	0.701	1.204	0.701	1.196	0.000	0.008	0.007	0.613
15	100015	8.466	5.342	8.446	4.671	0.020	0.668	0.049	4.451
15	1000152	14.698	9.603	14.665	8.344	0.033	1.255	0.087	4.856
1000152	200152	16.348	8.874	16.307	8.874	0.041	0.000	0.096	0.207
200152	20015	16.307	8.874	16.307	8.874	0.000	0.000	0.286	0.000
1000152	100152	-1.683	-0.530	-1.683	-0.539	0.000	0.008	-0.009	-0.223
100152	10015	-1.683	-0.539	-1.684	-0.539	0.000	0.000	-0.095	-0.000
100015	10015	7.745	3.467	7.730	3.467	0.015	0.000	0.043	0.181
14	100014	3.890	2.184	3.888	2.103	0.002	0.081	0.022	1.113
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000

1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.894	2.176	3.892	2.095	0.002	0.081	0.022	1.109
1000142	100142	3.894	2.088	3.892	2.088	0.002	0.000	0.022	0.051
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.230	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.002	0.000	0.022	0.051
1000132	200132	0.773	0.337	0.773	0.334	0.000	0.003	0.004	0.180
200132	20013	0.773	0.334	0.773	0.334	0.000	0.000	0.012	0.000
100013	20013	-0.773	-0.331	-0.773	-0.334	0.000	0.003	-0.004	-0.180
100013	10013	4.683	2.495	4.677	2.495	0.006	0.000	0.026	0.107
10013	100132	-2.229	-1.422	-2.229	-1.422	0.000	0.000	-0.137	-0.000
1000132	100132	2.230	1.440	2.229	1.422	0.001	0.018	0.013	0.466
13	1000132	3.005	1.858	3.003	1.777	0.002	0.081	0.017	1.502
13	100013	3.914	2.297	3.910	2.164	0.004	0.133	0.022	1.862
2	203	24.245	18.115	23.962	17.705	0.282	0.408	0.153	1.782
6	10006	5.140	2.729	5.133	2.481	0.007	0.247	0.030	2.439
10006	2006	3.193	1.382	3.190	1.327	0.003	0.054	0.018	0.849
2006	301	3.190	1.372	3.117	1.284	0.073	0.088	0.055	1.104
301	302	1.916	0.608	1.900	0.589	0.016	0.019	0.033	0.391
302	303	-0.708	-0.910	-0.714	-0.918	0.006	0.008	-0.019	-0.300
303	401	-2.458	-1.802	-2.492	-1.843	0.034	0.041	-0.050	-0.610
401	304	-2.492	-1.806	-2.506	-1.825	0.013	0.019	-0.050	-0.265
304	305	-4.682	-3.058	-4.726	-3.121	0.044	0.063	-0.089	-0.476
305	20015	-6.037	-3.869	-6.148	-4.030	0.110	0.160	-0.113	-0.946
14	209	-10.718	-6.798	-10.809	-6.999	0.090	0.200	-0.063	-1.711
209	13	9.475	5.543	9.475	5.543	0.000	0.000	0.053	0.000
13	208	2.496	0.999	2.496	0.999	0.000	0.000	0.013	0.000
208	300	-20.481	-11.609	-20.531	-11.719	0.049	0.110	-0.114	-0.491
11	10011	2.001	1.134	1.998	1.080	0.003	0.053	0.011	1.497
10011	100112	-1.999	-1.079	-1.999	-1.079	0.000	0.000	-0.118	-0.000
11	100112	2.002	1.132	1.999	1.079	0.003	0.053	0.011	1.495
10	1000102	6.594	3.974	6.590	3.825	0.004	0.148	0.038	1.237
1000102	100102	6.598	3.807	6.594	3.715	0.004	0.092	0.038	0.780
100102	10010	6.594	3.715	6.594	3.715	0.000	0.000	0.394	0.001
100010	10010	6.581	3.842	6.578	3.750	0.004	0.092	0.038	0.787
10	100010	6.593	3.974	6.589	3.825	0.004	0.148	0.038	1.237
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	14	-10.287	-6.272	-10.296	-6.293	0.009	0.021	-0.060	-0.186
209	300	-20.283	-11.501	-20.332	-11.609	0.049	0.108	-0.113	-0.491
16	1000162	3.060	1.819	3.058	1.735	0.002	0.084	0.018	1.507
1000162	100162	4.075	2.155	4.071	2.155	0.004	0.000	0.023	0.094
100162	10016	4.071	2.155	4.070	2.155	0.000	0.000	0.240	0.000
100016	10016	0.577	0.477	0.577	0.473	0.000	0.003	0.004	0.376
16	100016	1.596	0.937	1.595	0.901	0.001	0.035	0.009	1.228
100016	20016	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.005	0.046
20016	200162	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-1.017	-0.420	-1.018	-0.424	0.000	0.005	-0.005	-0.233
14	16	-7.464	-3.175	-7.483	-3.204	0.019	0.028	-0.040	-0.420
16	210	-12.191	-5.648	-12.258	-5.746	0.067	0.097	-0.066	-0.897
210	200	-12.258	-5.292	-12.276	-5.318	0.018	0.026	-0.065	-0.238
200	211	-12.276	-4.918	-12.317	-4.994	0.041	0.075	-0.064	-0.597
211	100	-12.317	-4.663	-12.321	-4.669	0.003	0.006	-0.064	-0.050
15	100	-12.939	-7.940	-13.092	-8.280	0.152	0.338	-0.075	-2.388
307	1003071	1.248	0.634	1.244	0.599	0.004	0.034	0.022	0.554
1003071	100307	1.244	0.599	1.244	0.599	0.000	0.000	0.074	0.000
307	100307	1.248	0.634	1.244	0.600	0.004	0.034	0.022	0.554
306	100306	1.137	0.675	1.134	0.645	0.003	0.030	0.021	0.557
100306	1003061	-1.135	-0.644	-1.135	-0.644	0.000	0.000	-0.116	-0.000
306	1003061	1.138	0.674	1.135	0.644	0.003	0.030	0.021	0.556
20015	310	3.495	1.888	3.450	1.834	0.045	0.054	0.061	0.634
310	402	2.031	0.928	2.030	0.927	0.001	0.001	0.035	0.023
402	309	2.030	0.954	2.014	0.935	0.016	0.020	0.035	0.395
309	308	0.703	0.283	0.700	0.280	0.002	0.003	0.012	0.170
308	307	0.044	-0.086	0.044	-0.086	0.000	0.000	0.002	-0.006
307	306	-2.463	-1.383	-2.482	-1.410	0.019	0.027	-0.045	-0.401
306	20015	-4.772	-2.802	-4.847	-2.910	0.074	0.107	-0.087	-0.815
310	1003101	0.559	1.089	0.550	1.034	0.009	0.055	0.019	1.630
1003101	100310	0.550	1.034	0.550	1.034	0.000	0.000	0.061	0.000
310	100310	0.851	-0.222	0.849	-0.235	0.001	0.013	0.014	-0.035
311	1003111	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.014	0.010	0.567

1003111	100311	0.540	0.290	0.540	0.290	0.000	0.000	0.032	0.000
311	100311	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.014	0.010	0.568
303	1003031	0.868	0.444	0.865	0.420	0.004	0.024	0.016	0.583
1003031	100303	0.865	0.420	0.865	0.420	0.000	0.000	0.053	0.000
303	100303	0.868	0.444	0.864	0.420	0.004	0.024	0.016	0.583
302	100302	1.299	0.742	1.294	0.700	0.005	0.042	0.025	0.658
100302	1003021	-1.294	-0.699	-1.294	-0.699	0.000	0.000	-0.082	-0.000
302	1003021	1.299	0.741	1.294	0.699	0.005	0.042	0.025	0.658
702	100702	4.346	2.410	4.317	1.970	0.029	0.438	0.026	5.527
100702	1007022	-4.318	-1.968	-4.318	-1.968	0.000	0.000	-0.269	-0.000
702	1007022	4.347	2.408	4.318	1.968	0.029	0.438	0.026	5.523
703	100703	1.302	0.721	1.294	0.630	0.008	0.091	0.008	3.905
100703	1007033	-1.294	-0.629	-1.294	-0.629	0.000	0.000	-0.077	-0.000
703	1007033	1.302	0.720	1.294	0.629	0.008	0.090	0.008	3.904
704	100704	-6.455	0.465	-6.481	-0.003	0.026	0.466	-0.033	-0.009
100704	1007044	6.481	-0.003	6.480	-0.003	0.000	0.000	0.350	0.001
704	1007044	-6.455	0.470	-6.480	0.003	0.026	0.466	-0.033	-0.002
701	1007011	8.354	5.636	8.318	4.927	0.036	0.706	0.052	4.835
1007011	100701	8.318	4.927	8.318	4.927	0.000	0.000	0.544	0.001
701	100701	8.348	5.646	8.312	4.937	0.036	0.706	0.052	4.843
305	100305	1.307	0.754	1.299	0.700	0.008	0.054	0.024	0.908
304	100304	2.171	1.219	2.159	1.109	0.012	0.109	0.040	1.043
10	11	9.595	4.680	9.583	4.654	0.012	0.026	0.052	0.242
11	12	5.548	2.704	5.539	2.685	0.009	0.019	0.030	0.312
8	1008	3.365	1.869	3.348	1.619	0.017	0.249	0.019	4.139
12	10012	5.519	2.915	5.507	2.668	0.012	0.246	0.031	2.421
204	5	4.459	2.627	4.458	2.626	0.001	0.002	0.027	0.041
10009	1009	2.589	1.549	2.588	1.539	0.000	0.010	0.015	0.221
301	100301	1.196	0.719	1.189	0.670	0.007	0.050	0.023	0.891
10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.046
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	100308	0.653	0.402	0.650	0.380	0.004	0.022	0.012	0.763
309	100309	1.307	0.682	1.299	0.630	0.008	0.052	0.023	0.850
7	1007	2.932	1.772	2.918	1.569	0.013	0.202	0.017	3.953
9	10009	2.589	1.565	2.589	1.549	0.000	0.015	0.015	0.323
5	1005	4.443	2.563	4.427	2.269	0.016	0.293	0.027	3.618
20015	312	1.425	0.791	1.412	0.780	0.013	0.012	0.025	0.400
312	100312	1.408	0.780	1.399	0.720	0.009	0.060	0.025	0.928
20015	311	1.092	0.604	1.090	0.600	0.003	0.003	0.019	0.114
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	22.976	13.005	22.870	12.770	0.106	0.234	0.128	0.936
4	1004	3.254	1.815	3.238	1.569	0.016	0.245	0.019	4.148
2	1002	3.476	1.939	3.458	1.669	0.018	0.269	0.020	4.293
1	1001	3.042	1.919	3.028	1.709	0.014	0.209	0.018	4.049

ДОДАТОК Д

Розрахунок вибору кабелю

Визначимо тривало допустимий струм для заданих умов прокладання (за значень поправних коефіцієнтів згідно СОУ-Н МЕН 40.1-37471933-49-2011):

$$k_2=1,0; \quad k_3=1,03; \quad k_4=1,21; \quad k_6=0,85; \quad k_8=,9; \quad k_9=1,2.$$

Фактичні значення ЛЕП: $m = 0,8$, $k_{10}=0,95$; $I_C = 1024$ (А).

$$\begin{aligned} I_{2000} &= I_C \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_6 \cdot k_8 \cdot k_9 \cdot k_{10} = \\ &= 1024 \cdot 1,0 \cdot 1,03 \cdot 1,21 \cdot 0,93 \cdot 0,9 \cdot 1,2 \cdot 0,95 = 1108 \text{ (А)}. \end{aligned}$$

Отже, переріз обраного кабелю задовольняє вимогам прокладання згідно ПУЕ:

$$1108 \text{ (А)} > 1100 \text{ (А)}.$$

Для кабельної вставки в ЛЕП приймається кабель марки ХРУНАКХС: струм однієї фази КЗ – 51,3 кА; допустимий струм КЗ для екрану 150 мм² ($I_{\text{доп.150}} = 30,4$ кА); час спрацювання РЗА ($t = 0,2$ с).

$$\text{Допустимий струм для екрану : } I_e = I_{\text{доп.150}} / \sqrt{0,2} = 68 \text{ (кА)}.$$

Допустимий струм КЗ по жилах тривалістю 1 с для обраного кабелю – 188 кА, отже: $I_{\text{ж}} = I_{\text{доп.2000}} / \sqrt{0,2} = 420,4$ (кА). Переріз екрану та жили задовольняють вимоги по термічній стійкості.

Виконуємо перевірку перерізу заземленого з одного кінця екрану за значенням наведеного струму згідно п.2.3. ПУЕ. Допустимий струм в екрані за даних умов прокладки:

$$I_{\text{е.доп}} = I_{150} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_6 = 361 \cdot 1,0 \cdot 1,03 \cdot 1,21 \cdot 0,93 = 380,7 \text{ (А)},$$

де I_{150} - допустимий струм по мідному екрану перетином 150 мм², k_2 , k_3 , k_4 , k_6 - поправочні коефіцієнти від умов прокладання.

Наведений струм в екрані: $I_e = 314$ А. Умова перевірки заземлення виконується $314 \text{ А} < 380,7 \text{ А}$.

До прокладки приймається кабель марки ХРУНАКХС 64/110 кВ 1х150RMS/95 (1 - кількість жил; 2000 - переріз жили; RMS - кругла щільна

багатодротяна жила; 150 - переріз екрану). Загальний вигляд кабелю марки XRUHAKXS наведено на рисунку 9.1.



Рисунок 9.1 – Загальний вигляд кабелю марки XRUHAKXS 64/110 кВ
1x150RMC/95

ДОДАТОК Е

Основні технологічні рішення реконструкції пл-110 кВ

Згідно ДСТУ 8855:2019 клас наслідків (відповідальності) об'єкта ПЛ-110 кВ "ТЕЦ 6 - Лівобережна" з заміною опор, за характеристиками можливих наслідків (відповідальності) при відмові цього об'єкта становить СС2 – середні наслідки.

Реконструкція ведеться в зоні діючих ПЛ-110 кВ.

"Реконструкція ПЛ-110 з заміною опор" виконується в наступному обсязі:

1. Заміна опор ПЛ-110 кВ ПЛ-110 кВ на кінцеві анкерні опори.
2. Прокладання між встановленими новими кабельної лінії 110 кВ.
3. Встановлення високовольтного обладнання ОПН-110 кВ та кабельних муфт.

Організація винесення ПЛ 110 кВ за межі майданчика забудови виконується шляхом встановлення у розрізі існуючих ЛЕП нових сталевих багатогранних перехідних опор з подальшою організацією кабельної вставки.

Нові багатогранні опори виготовлюються за індивідуальним замовленням. В конструкції передбачено місця кріплення під кінцеві кабельні муфти та ОПН-110 кВ, а також конструкції для підйому кабелів по опорам. Знесення будівель по трасі КЛ не передбачається. Промислові джерела забруднення атмосфери в районі проходження траси лінії електропередачі відсутні. Коефіцієнти запасу міцності ізоляторів та лінійної арматури відповідають вимогам ПУЕ. Проектом передбачається захист підтримуючих гірлянд ізоляторів від забруднення птахами.

Захист лінії електропередачі від безпосереднього влучення блискавки здійснюється підвішуванням грозозахисного тросу. Трос глухо заземлюється кожній анкерній опорі. Заземлюючі пристрої вибираються в залежності від еквівалентного питомого опору ґрунтів.

Підбір фундаментів виконується відповідно до навантажень.

Для додаткового захисту опор навколо них встановлюється огорожа.

Розрахунок тяжіння кабелю для КЛЕП 110 кВ

Довжина траси КЛ 110 кВ складає 251 м. Згідно технічних характеристик вага 1м кабелю становить 10090 кг/км. Траса має 7 поворотів (рис 2.4). Барабан встановлюється біля опори №41, лебідка біля опори №40.

До прокладання прийнято кабель марки ХРУНАКХС з допустимою силою тяжіння 60000 Н. Зусилля натягу F в кінці прямої ділянки траси розраховується за формулою:

$$F = G \cdot L \cdot \mu, \text{ Н} \quad (\text{E.1})$$

де, G – вага 1м кабелю, Н/м; L – довжина ділянки траси, м; μ – коефіцієнт тертя.

$$G = m \cdot g, \text{ Н/м} \quad (\text{E.2})$$

де, m – вага 1м кабелю, кг/м; g – прискорення вільного падіння, ($g=10$ м/с²).

Для ділянки траси з різницею висот сила тяжіння збільшується, при підйомі, та зменшується, при протягування по спуску, розраховується:

$$F = G \cdot L \cdot (\mu \cdot \cos\beta \pm \sin\beta), \text{ Н} \quad (\text{E.3})$$

де, β – кут нахилу, градуси; + протягування з підйомом; – протягування зі спуском.

Для кутів нахилу $\beta = 0^\circ - 20^\circ$ може бути застосована спрощена формула:

$$F = G \cdot L \cdot \mu \pm G \cdot h, \text{ Н} \quad (2.4)$$

де, h – різниця рівнів рельєфу, м.

Коефіцієнт тертя μ залежить від двох матеріалів, які знаходяться в мастилi. Мастило завжди використовується, при протягуванні кабелів ($l \geq 50$ м) із зовнішньою термопластичною ізоляцією в термопластичні труби, оскільки місцеве нагрівання тертя, особливо в місцях згину, може призвести до застрявання кабелю між стін трубопроводу.

Через зміну в напрямленні сила тяжіння значно збільшується.

Степінь збільшення залежить від: зусилля на прямій ділянці траси перед вигином; коефіцієнта тертя μ ; кута α ;

Розтягувальне зусилля за вигином:

$$F_2 = F_1 \cdot e^{\mu\alpha}, \text{ Н} \quad (\text{E.5})$$

де, F_2 – сила на виході вигину, Н; F_1 – сила на вході вигину, Н; e – математична константа, число Ейлера, $e=2,718$; α – кути вигину, рад; μ – коефіцієнт тертя.

Таблиця Е.1 – Коефіцієнт тертя при тяжінні кабелю

Протягання по роликам	0,1-0,15
Протягання в залізобетонних трубах	0,4-0,6
Протягання в термопластичних трубах:	
Консистентне мастило	0,1-0,2
Водяне мастило	0,15-0,25
Консистентне + водяне мастило	0,1-0,15

При тяжінні кабелів навколо вигинів, виникає радіальна сила, яка залежить від зусилля натягу, радіуса та кута вигину. Похибка при розрахунку по цій формулі становить менше 10% при куті повороту до 90°.

Таблиця Е.2 – Максимальні допустимі радіальні навантаження на кабелі

К-сть роликів на метр	Z, Н/м
1	1500
3	4500
5	7500
В трубопроводах	10000

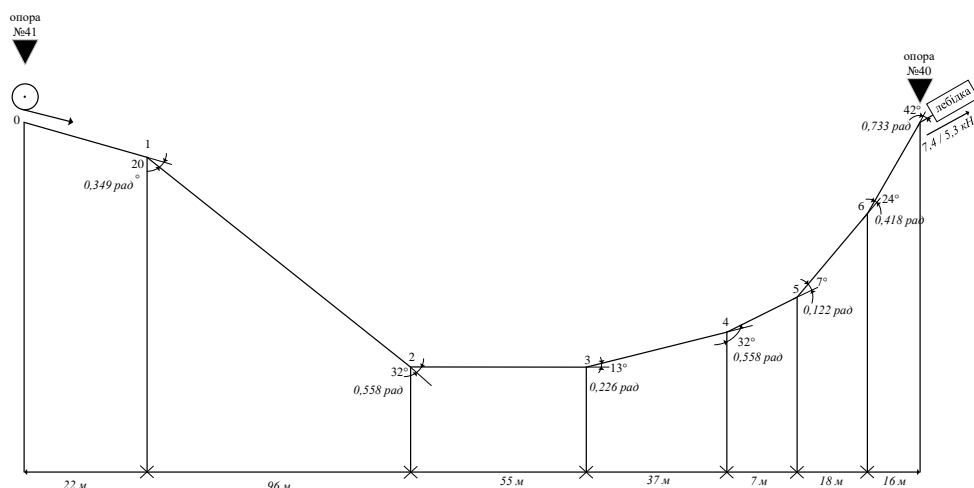


Рисунок Е.1 – Схема ділянки прокладки кабелю та розміщення обладнання

Виходячи з отриманих величин, бачимо, що обрана траса та метод прокладки забезпечують зусилля тяжіння в межах допустимого. При прокладці в місцях повороту траси встановлювати не менше трьох кутових роликів на 1 метр довжини, а на куту 7 не менше 5-ти роликів.

Таблиця Е.3 – Розраховані зусилля натягу та радіального тиску

	Коефіцієнт тертя 0,25			Коефіцієнт тертя 0,2		
	Зусилля натягу, Н					
	На вході	На виході	На поворотах	На вході	На виході	На поворотах
0-1	726,3	-	-	581,1	-	-
1	-	792,53	271,35	-	623,12	213,35
1-2	3304,43	-	-	2632,62	-	-
2	-	3799,6	1372,8	-	2943,7	1063,6
2-3	5312,78	-	-	4154,3	-	-
3	-	5622,8	1860,9	-	4347,2	1438,7
3-4	6712,35	-	-	5218,8	-	-
4	-	7718,2	2788,6	-	5835,5	2108,4
4-5	8081,35	-	-	6126,05	-	-
5	-	8332	2674,1	-	6277,6	2014,7
5-6	8967,5	-	-	6786,0	-	-
6	-	9957,5	3473,1	-	7379	2573,7
6-7	10532,5	-	-	7839,0	-	-
7	-	12651	4760,8	-	9076,7	3415,8
7Л	12772	-	-	9173,54	-	-

Обладнання для прокладання кабелю

Кабель, який монтується у траншеї або в кабельних каналах вручну або за допомогою механічної кабельної лебідки, повинен переміщуватися за допомогою кабельних роликів, розміщених вздовж траси кабельної лінії. Ролики можуть бути лінійними, кутовими або направляючими, і їх розташування по трасі є необхідним. Відстань між роликами повинна бути не більше 3 м для кабелів з алюмінієвою жилою і не більше 2,5 м для кабелів з мідною жилою. На поворотах траси відстань між роликами повинна бути не більше 1 м (з урахуванням допустимих радіальних навантажень). Вибір відстані між роликами залежить від маси кабелю; чим важчий кабель, тим частіше слід встановлювати ролики. Загальний вигляд кабельних роликів наведено на рисунку Е.2.



Рисунок Е.2 – Кабельні ролики

Барaban для кабелів - це метод подачі електроструму до рухомих машин та механізмів, що працюють по прямолінійній траєкторії. Цей спосіб дозволяє оптимізувати робочі процеси та витрати, значно зменшуючи фінансові

витрати у порівнянні з іншими системами струмопідведення. Загальний вигляд кабельного барабану наведено на рисунку Е.3.



Рисунок Е.3 – Кабельний барабан

Кабельні барабани мають бути транспортовані вертикально для рівномірного розподілу ваги на обох фланцях, і не можуть бути перевернуті. Під час транспортування слід належним чином закріплювати барабани. Важливо уникати падіння кабельних барабанів з вантажівок або трейлерів, оскільки це може призвести до пошкодження барабана та кабелю. Для операцій підйому слід використовувати відповідне обладнання, таке як вантажівка з підйомним краном або трейлер зі засобами для завантаження і розвантаження. Рампа також може бути використана для розвантаження. Якщо необхідно котити барабани на короткі відстані, слід дотримуватися правил переміщення, забезпечуючи, щоб зовнішні кінці кабелю були звернуті назад під час руху. Рекомендується вивозити барабани на трасу не більше, ніж за один день до прокладання, щоб уникнути можливих пошкоджень при тривалому зберіганні на трасі. Під час завантаження та розвантаження

барабанів з кабелем слід використовувати вантажозахоплювальний пристрій, який кріпиться в осьовому отворі щік барабана.

Дозволяється використовувати вилковий навантажувач для розвантаження барабанів за умови застосування заходів, що виключають можливість впливу вил навантажувача на кабель.

При прокладанні кабелю між барабаном та початком траси слід встановити направляючу для кабелю так, щоб напрямок розмотування кабелю співпадав із віссю траси кабельної лінії (віссю розташування кабельних роликів на трасі) і, таким чином, уникнути тертя кабелю з ґрунтом.

Кабельна направляюча повинна складатися з двох металічних роликів з діаметром валика в самій вузькій частині не менше 80 мм, встановлених на спільній металевій рамі так, щоб вісі труб утворювали рівнобедрений трикутник з кутом основи, рівним 120 градусів. Загальний вигляд роликів для сходу кабелю з барабану наведено на рисунку Е.4.



Рисунок Е.4 – Ролик для сходу кабелю з барабану

Розроблений спеціально для прокладання довгих кабелів за допомогою лебідки, штовхач оснащений унікальною системою гідравлічного контролю. Адаптивний до кабелів різних діаметрів, автоматично регулюючи свої

параметри під необхідний діаметр. Штовхач легкий, зручний для транспортування і займає мінімальний обсяг. Гідравлічний силовий блок може працювати як за допомогою бензинового, так і електричного двигуна. Загальний вигляд гідравлічного штовхача наведено на рисунку Е.5.



Рисунок Е.5 – Гідравлічний штовхач

Для забезпечення надійної роботи при розмотуванні сталевого троса чи мотузки, лебідка повинна бути стійко закріплена на відстані приблизно 10 м від траншеї або отвору кабельного трубопроводу. Трос повинен бути з'єднаний з кабелем за допомогою вертлюга, що дозволяє вільне обертання. Сила тяги повинна бути передчасно перевірена та постійно моніторитись. В разі необхідності оператор лебідки повинен мати можливість призупинити процес у будь-який момент. Кабельна лебідка повинна бути оснащена системою контролю зусиль тяги та автоматичним відключенням при перевищенні зусиль тяги. Загальний вигляд кабельної лебідки наведено на рисунку Е.6.



Рисунок Е.6 – Кабельна лебідка

Забезпечення надійної та безпечної експлуатації обладнання

Основною вимогою для забезпечення надійної та безпечної експлуатації обладнання протягом встановленого терміну експлуатації в проектних рішеннях закладені гарантія безпеки для здоров'я та життя людей, майна, довкілля та збереження цілісності об'єкту під час технологічного процесу, включаючи вимоги до жорсткості будівельних конструкцій.

Перелік основних нормативних документів:

- 1) ДБН В.1.2.-9-2008 «Основні вимоги до будівель і споруд. Безпека експлуатації».
- 2) ДБН В.1.2.-14-2009 «Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій та основ».
- 3) ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 «Визначення класу наслідків (відповідальності) та категорії складності об'єктів будівництва».
- 4) НПАОП 45.2-4.01 «Положення про безпечну експлуатацію виробничих будівель і споруд».
- 5) НПАОП 45.2-7.01 «Про забезпечення надійності й безпечної експлуатації будівель, споруд та інженерних мереж».
- 6) НПАОП 40.1-1.01-97 «Правил безпечної експлуатації електроустановок».
- 7) ГОСТ 17516.1 «Загальні вимоги в частині стійкості до механічних зовнішніх впливаючих факторів».

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

«Розвиток фрагменту електричної мережі з
дослідженням організації будівництва
кабельної лінії напругою 110 кВ»

Виконала
Керівник

ст. гр. 1ЕСМ-22м Войцехівська В.О.
к.т.н., доц. Малогулко Ю.В.

Актуальність

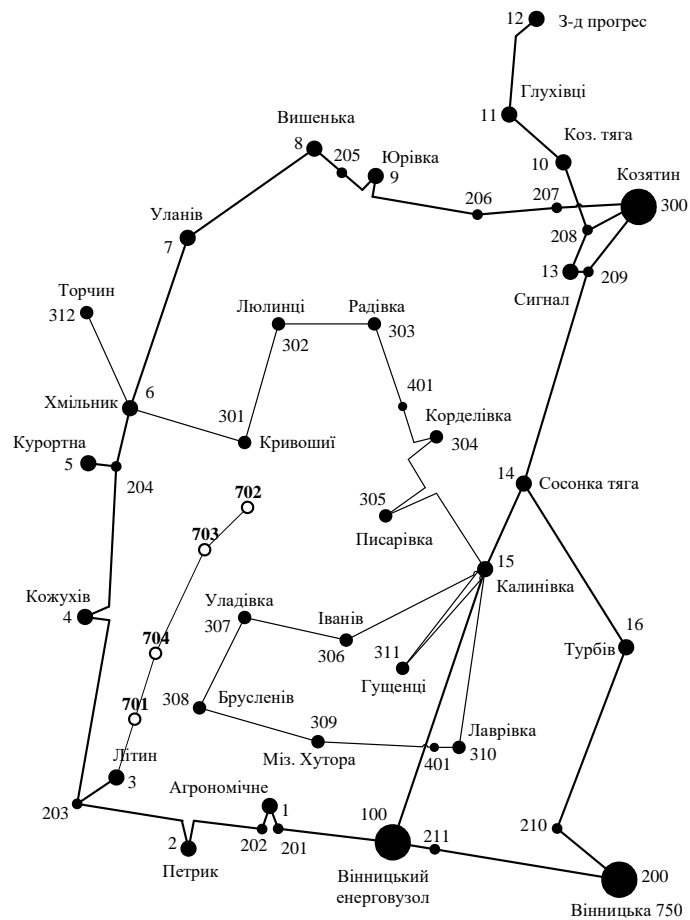
При розробці нових та розширенні існуючих електричних мереж необхідно враховувати різноманітні фактори, починаючи від надійного та якісного електропостачання і до застосування передових принципів конструкції. Ця задача потребує комплексного підходу і контролю різних аспектів, що визначатимуть техніко-економічну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

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

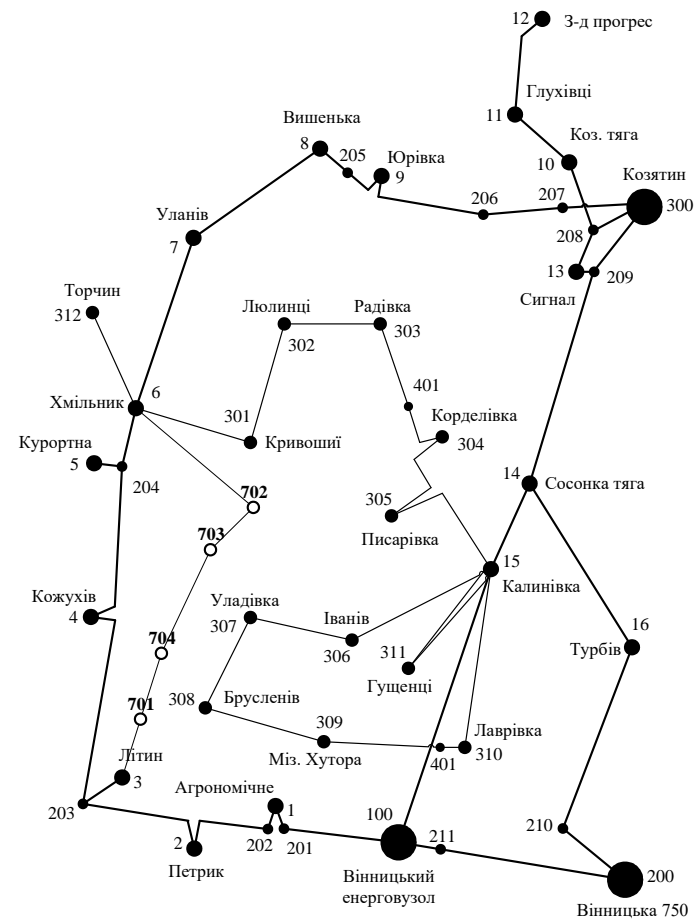
- Симплекс-метод, що допомагає визначити найменш вартісний варіант схеми підключення нових споживачів.
- Метод динамічного програмування, який визначає найкращу послідовність будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій.

Надійне електропостачання споживачів може бути забезпечене лише за умови надійної роботи всього спектру обладнання енергосистеми. Зазвичай особлива увага приділяється обладнанню, яке забезпечує ліквідацію аварій та відновлення нормального режиму роботи для залишкового обладнання. Високовольтні вимикачі, які мають головну функцію відключення пошкоджених елементів електропостачальної схеми та ліквідацію коротких замикань, також входять до цього обладнання. Строгі вимоги до надійності роботи високовольтних вимикачів лежать в основі високих вимог до діагностичних систем, які використовуються для перевірки їх працездатності. Оскільки багато вимикачів в Україні вже перевищили свій паспортний ресурс або його наближаються до кінця, проблема їх діагностики стає особливо актуальною. На сьогоднішній день існує багато методів і засобів діагностики вимикачів, деякі з яких також використовуються в Україні.

Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу



Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом



Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування



Фрагмент оптимальної схеми згідно методу динамічного програмування

Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5800$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки

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

По приведеній в таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

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

Таблиця – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{на1}, A$	$I_{на2}, A$	$I_{на3}, A$	$I_{на4}, A$	$I_{на5}, A$	$I_{на6}, A$	$I_{на,A} \text{ max}$	$I_{на \text{ доп}^*}$	Марка проводу
3-701	0	0	109,4	165,9	101,62	54,2	165,9	390	АС-120/19
701-704	101,7	101,7	26,26	64,3	0	67,9	101,7		АС-120/19
704-703	54,38	102,01	64,6	64,6	67,8	0	102,01		АС-120/19
703-702	65,5	117,1	49,8	49,8	54,4	12,1	117,1		АС-120/19
702-6	110,4	169,08	0	0	25,6	64,5	169,08		АС-120/19

Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

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

Для 701 вузла згідно: $S_1 \geq \frac{19,3}{1,4 \cdot (2 - 1) \cdot 0,86} = 13,8(\text{МВА}).$

Номер вузла	Тип	S _{НОМ} МВА	Границі регулювання	U _{НОМ} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
702	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
703	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
704	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0,7	7,95	139	70

Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

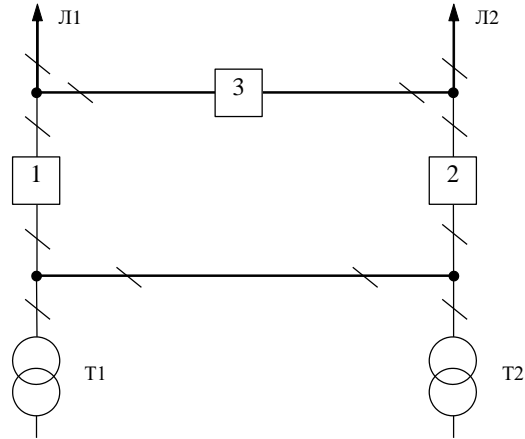


Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

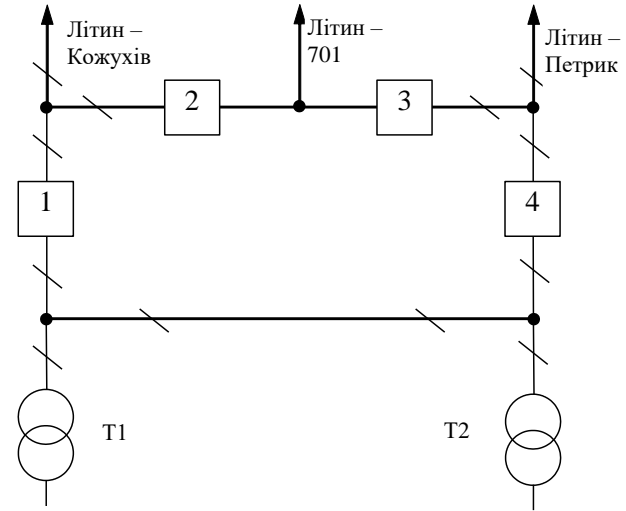
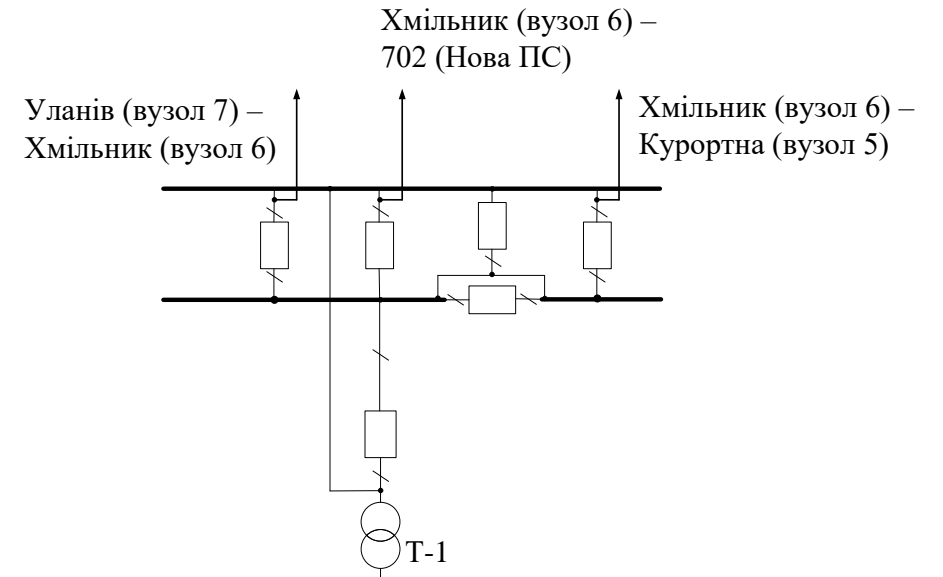


Схема відгалужувальної підстанції Літин (вузол 3) – Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Схема вузлової підстанції Хмільник (вузол 6) – одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин



Вибір кабелю напругою 110 кВ

Вибір марки конкретного кабелю для напруги 110 кВ зазвичай залежить від виробника та відповідає міжнародним та регіональним стандартам якості та безпеки. Виробники, що спеціалізуються на високовольтажних кабелях для таких напруг:

- **Nexans:** Ця компанія виробляє різні типи високовольтажних кабелів, включаючи кабелі для напруги 110 кВ.
- **ABB:** Як один з провідних виробників електрообладнання та кабельної продукції, ABB виготовляє кабелі для різних рівнів напруги, включаючи 110 кВ.
- **Prysmian Group:** Ця компанія також виробляє високовольтажні кабелі, які можуть бути використані для напруги 110 кВ.
- **General Cable:** Виробник кабельної продукції, який також пропонує високовольтажні кабелі.
- **Siemens:** Компанія Siemens є постачальником електротехнічного обладнання, включаючи кабелі для високих напруг.

Важливо враховувати, що вибір конкретної марки ґрунтується на вимогах конкретного проекту, технічних характеристиках кабелів, експлуатаційних умовах та регуляторних вимогах в країні, де буде встановлено обладнання.

Вибір кабелю напругою 110 кВ

XRUNAKXS - силовий кабель (*K*) з радіальним полем (*H*) з алюмінієвою (*A*) робочою жилою та ізоляцією із зшитого поліетилену (*XS*) в зовнішній оболонці з поліетилену (*X*) чорного кольору з поздовжнім (*U*) і радіальним (*R*) ущільненнями. Розшифровка силового кабелю XRUNAKXS 64/110 кВ 1x150RMC/95:

X – оболонка з поліетилену, чорного кольору; *R* - радіальне ущільнення, бар'єр проти вологи у вигляді алюмінієвої стрічки покритої шаром полімеру поліетилену, що покриває всю внутрішню поверхню оболонки і з'єднаної з цією оболонкою; *U* - поздовжнє ущільнення, бар'єр проти вологи в області між екранованої ізоляцією і оболонкою (у вигляді повиву з набухаючих під дією вологи стрічок);

H - позначення радіального електричного поля ізоляції; *A* - алюмінієва робоча жила; *K* - нормалізований символ силового кабелю призначеного для укладання в стаціонарних електропроводках; *XS* - ізоляція із зшитого поліетилену, *64/110* - номінальна напруга, кВ;

1 - кількість жил; *150* - переріз жили; *RMC* - кругла щільна багатодротяна жила; *95* - переріз екрану.

Основні показники КЛЕП 110 кВ

Номінальна напруга	110 кВ
Спосіб прокладання	В трубі, в з.б. лотках, по опорі
Марка	XRUNAKXS 64/110 кВ 1x150RMC/95
Поперечний переріз	3x(1x2000)
Кількість кабелів в фазі	1
Кількість ланцюгів	1
Схема розташування фаз	Трикутник
Довжина лінії (по трасі)	251 м

Характеристики силового кабелю XRUNAKXS 64/110 кВ 1x150RMC/95

Країна-виробник	Польща
Виробник	Tele-Fonika Kable
Кількість жил	1
Переріз (мм кв.)	150
Матеріал жили	Алюміній
Ізоляція	XPLE
Тип жили	Багатодротяна
Наявність екрану у кабелі	Так
Напруга (кВ)	110

Висновки

В магістерській кваліфікаційній роботі потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 703) та СЕС (вузол 704). Відповідно до категорії споживачів (переважно I), було розроблено конфігурацію, що забезпечує необхідний рівень надійності. Живлення реалізовано за допомогою двох центрів через одноланцюгові лінії. Оптимальну схему визначено за допомогою симплекс-методу, після чого проведено перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування та обрано найбільш економічно доцільний варіант.

Щодо надійності, то для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Літин (вузол 3) пропонується реконструювати наявну схему на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Реконструкція не потрібна для РП ВН підстанції Хмільник (вузол 6), існуюча схема – «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» задовольняє умови надійності.

Для нових підстанцій (701, 702, 703, 704) обрано схему РП типу "місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів". Цей вибір базується на результатах попередніх розрахунків, схемі електричних з'єднань проекрованої мережі та можливостях подальшого її розвитку.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,138 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 272 123, 829 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність на рівні: $E(0,0445)$, та термін окупності 9 років.

Був розрахований тривало допустимий струм кабельної лінії, його значення складає 1108 А, що відповідає вимогам прокладки згідно ПУЕ для мережі з номінальною напругою 110 кВ. Для реалізації проекту будівництва кабельних ліній було обрано кабель марки XRUHAKXS з радіальним полем, алюмінієвою робочою жилою та ізоляцією з шитого поліетилену, а також зовнішньою оболонкою з поліетилену чорного кольору з поздовжнім та радіальним ущільнювачем. При розробці проекту будівництва кабельних ліній важливо враховувати технічні рішення, спрямовані на забезпечення високої надійності та тривалої експлуатації, надання якісних послуг з передавання електричної енергії, відповідність електроенергії вимогам ГОСТ 13109, а також створення сприятливих умов для експлуатації та забезпечення екологічної, пожежної та санітарної безпеки кабельних ліній.