

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«Розвиток електричних мереж з реконструкцією трансформаторної
підстанції 110/35/10 кВ»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-21мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Сломінська Л. К.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., професор, зав. каф. ЕСС

Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«02» 06 2023 р.

Опонент:

Розведюк М. В.

(прізвище та ініціали)

«05» 06 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«01» 06 2023 р.

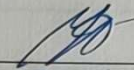
Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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 станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.


20.03

2023 року


ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТКИ

Сломінської Людмили Костянтинівни

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток електричних мереж з реконструкцією трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ»
керівник роботи д.т.н., професор, зав каф. ЕСС Комар В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68
2. Строк подання студентом роботи 30 травня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6100 годин на рік. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу. 3. Вибір оптимальної послідовності розвитку електричної мережі методом динамічного програмування
4. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій 3. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 4. Економічна ефективність технічних рішень. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Граф електричної схеми. 2. Параметри вихідної схеми. 3. Електрична схема розвитку. 4. Варіанти реконструкції ПС 5. Техніко-економічні показники.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 20 березня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.03.23	28.03.23	Вик
2	Реконструкція ПС	29.03.23	07.04.23	Вик
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.04.23	24.04.23	Вик
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.04.23	01.05.23	Вик
5	Техніко-економічна частина	02.04.23	07.05.23	Вик.
6	Оформлення пояснювальної записки	08.05.23	12.05.23	Вик
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.05.23	19.05.23	Вик


Студент



(підпис)

Л. К. Сломінська

Керівник роботи



(підпис)

В. О. Комар

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Сломінська Людмила Костянтинівна «Розвиток електричних мереж з реконструкцією трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 84 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 32 назв; рис.: 13; табл. 19.

В цій магістерській кваліфікаційній роботі виконано розрахунки з розвитку електричної мережі 110-35 кВ АТ «Вінницяобленерго» з реконструкцією трансформаторної підстанції. При використанні математичних моделей було проведено розрахунок оптимального розвитку електричної мережі, який забезпечить надійне електропостачання споживачів. Використовуючи програму Втрати-High Voltages було досліджено вплив потужності генерування СЕС та місце приєднання СЕС на втрати потужності у мережі.

В розділі з охорони праці розроблено комплекс заходів, що дозволяють зменшити вплив небезпечних та шкідливих факторів на персонал підстанцій 110/10 кВ.

Ключові слова: генерація, потужність, чутливість, сонячна електрична станція, розосереджені джерела енергії

ABSTRACT

УДК 621.316.3

Lyudmila Kostyantynivna Slominska "Development of electrical networks with reconstruction of the 110/35/10 kV transformer substation." Master's qualification thesis in the specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 84 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 32 titles; Fig.: 13; table 19.

In this master's qualification work, calculations were made for the development of the 110-35 kV electrical network of JSC "Vinnytsiaoblenergo" with the reconstruction of the transformer substation. When using mathematical models, the calculation of the optimal development of the electrical network was carried out, which will ensure reliable electricity supply to consumers. Using the Losses-High Voltages program, the influence of the SPP generation capacity and the location of the SPP connection on power losses in the network was investigated.

The section on labor protection has developed a set of measures to reduce the impact of dangerous and harmful factors on the personnel of 110/10 kV substations.

Key words: generation, power, sensitivity, solar power plant, distributed energy sources

ЗМІСТ

1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	9
1.1 Прогнозування електричних навантажень	9
1.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі	13
2 ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ЗА ДОПОМОГОЮ СИМПЛЕКС-МЕТОДУ	15
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	26
3.1 Вибір оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі	26
3.2 Прийняття кінцевого варіанту послідовності спорудження схеми електричної мережі	29
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	32
4.1 Вибір трансформаторів	32
4.2 Перевірка перерізів проводів ЛЕП на відповідність умовам економічності експлуатації	34
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	36
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	37
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	37
5.3 Вибір схеми вузлової підстанції	38
5.4 Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій	40
5.5 Оцінювання надійності схем вузлової підстанції	41
6 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	45
6.1 Аналіз результатів розрахунків характерних режимів ЕМ	45
6.2. Регулювання напруги у електричних мережах нових споживачів	46
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	50
7.1 Умови праці для робіт, які пов'язані з обслуговуванням силових трансформаторів потужністю	50

7.2 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць.....	52
7.3 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	54
7.4 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРП-110 кВ.....	57
7.5 Пожежна безпека	60
8 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ	63
ВИСНОВКИ	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	83
ДОДАТОК А. ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNІСНЕСК86	ОШИБКА!
ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.	
ДОДАТОК Б. ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ
ОПРЕДЕЛЕНА.	
ДОДАТОК В. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ.....	93
ДОДАТОК Г. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ.....	95
ДОДАТОК Д. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ.....	98
ДОДАТОК Е. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ	101
ДОДАТОК Є. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	104
ДОДАТОК Ж. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ.....	105
ДОДАТОК З. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ З ВСТАНОВЛЕНИМИ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯМ РПН	106
ДОДАТОК І. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 1РІК.....	109

ДОДАТОК К. ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	111
---------------------------------------	-----

ВСТУП

Актуальність теми. Задачею проектування електричних систем (ЕС) є розробка із врахуванням рішень техніко-економічного обґрунтування найновіших досягнень науки і техніки, що визначають формування енергетичних об'єднань і розвиток електричних станцій, електричних мереж і засобів їх експлуатації та управління, при яких забезпечується оптимальна надійність постачання споживачів електричною та тепловою енергією в необхідних розмірах та з певною якістю із найменшими затратами.

Побудову схеми електричної ПС потрібно виконувати з урахуванням призначення, ролі та положення ПС в електричній мережі. Електричну схему ПС і окремих РП розробляють на підставі робіт з розвитку електричних мереж (енергосистеми, району або об'єкта).

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

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах;

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

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РП повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РП, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1].

В процесі проектування ЕС використовувався Симплекс-метод для

визначення найменш вартісного варіанту схеми приєднання нових споживачів, та метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва та уведення в експлуатацію нових підстанцій, У процесі подальшого розрахунку вибирається номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють мережу наміченої конфігурації. При розробленні проекту встановлюються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибираються найбільш економічний розподіл цих джерел і необхідні засоби для регулювання напруги.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є визначення заходів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення розподільних електричних мереж АТ «Вінницяобленерго», які забезпечують на десятилітню перспективу попит споживачів на електричну енергію належної якості та потужності.

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

- дослідження наявних методів проектування розвитку електричних мереж;
- вибір відповідного методу розрахунку ustalених режимів ЕМ і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності електромереж АТ «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку;
- аналіз основних режимів мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2024 рік;
- вибір оптимального варіанта розвитку електромереж АТ «Вінницяобленерго» та забезпечення надійного та ефективного електропостачання нових споживачів району.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є розподільні електричні мережі 110/35 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування

головної схеми електричних з'єднань підстанцій використовуються елементи теорії надійності. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем.

Новизна дослідження. Оцінювання ефективності заходів з підвищення якості та надійності електропостачання нових споживачів.

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

Апробація. Комар В.О., Сломінська Л.К. Особливості реконструкції трансформаторної підстанції. ЛП Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2023)
<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/allvntu/all-vntu-2023/>

1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Прогнозування електричних навантажень

Надійність електропостачання є одним з факторів, які повинні враховуватись при виборі оптимальної схеми електромереж (ЕМ). Пропускна здатність ЛЕП та перетинів ЕМ на будь-якому етапі її розвитку повинна бути більша від відповідного максимуму навантаження, що прогнозується. При рівності вказаних потужностей будь-яке відхилення потужностей призвело б до втрати стійкості ЕМ та недовідпуску електроенергії споживачам. Збільшення пропускної здатності ЕМ в порівнянні з навантаженням, тобто створення в ЕМ запасу стійкості за потіжністю призведе з одного боку, до підвищення надійності електропостачання та зниженню збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншого – потребуватиме додаткових витрат на побудову та експлуатацію ліній та підстанцій. Щоб ці витрати не були завищені, потрібне чітке і вірне прогнозування навантажень.

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

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

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

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

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

де $P_{\max,i}$ – максимальна потужність в i -тому році, що виконується шляхом розв’язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial \Pi}{\partial b'} = 0; \quad (1.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.4)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1. завдання в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 932, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1877633. \end{cases}$$

звідки $a' = 1,4424$, $b' = -2812,6$ тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,4424 \cdot T - 1628.$$

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

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 101,5 %, що на 1,5 % більше проектної потужності електромереж. Отже необхідно здійснити

заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

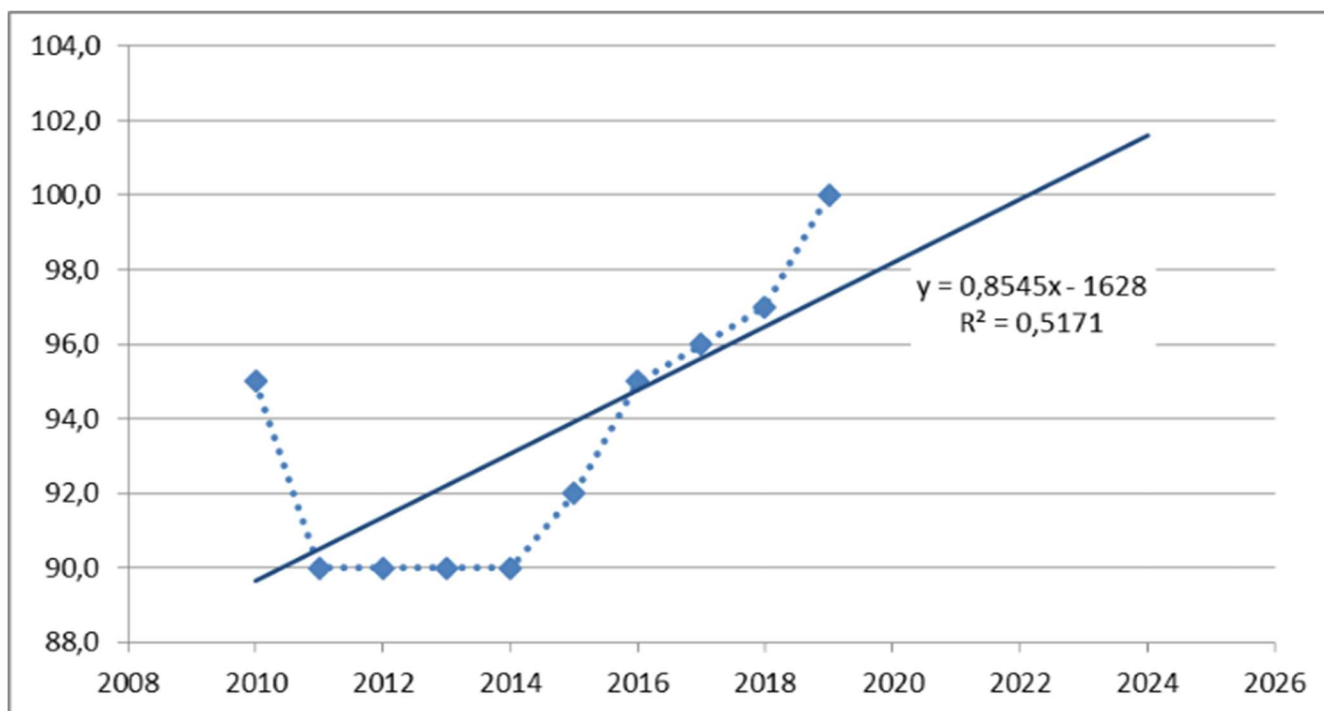


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

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

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

Вітки	6-202	202-7	5-6	11-6	2-1
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-120	АС-120	АС-150
Допустимий струм, А	390	450	390	390	450
Розрах. струм, А	30	29	1	21	26

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	2	7	202
Напруга вузла,кВ	112,2	111,6	111,5

Аналізуючи отримані дані - зроблено висновок, що всі вузли задовільняють вимогам, а вибір ЛЕП буде здійснюватися за найменшими витратами.

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

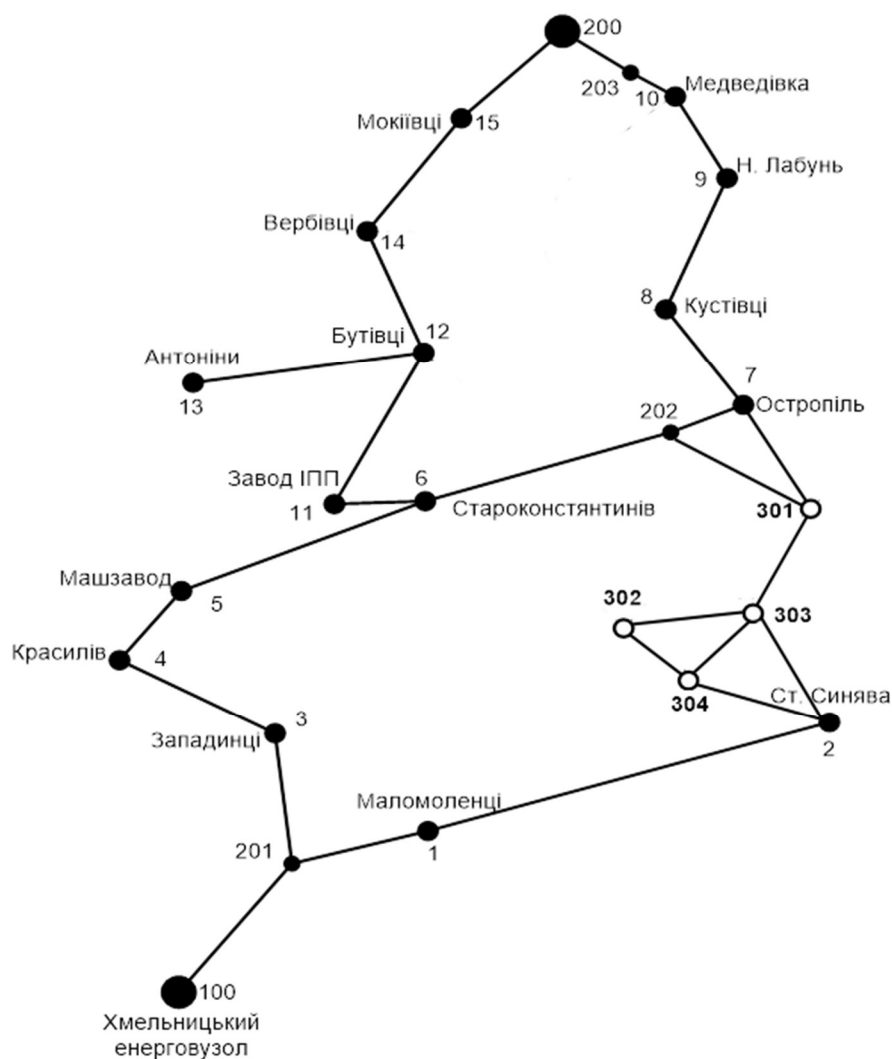


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми електромережі у частині приєднання нових споживачів

1.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач

синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

Крім цього прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і в експлуатації енергосистеми пов'язане із постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів.

2 ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ЗА ДОПОМОГОЮ СИМПЛЕКС-МЕТОДУ

Симплекс-метод – метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які потрібно оптимізувати з математичної точки зору задача оптимізації формулюється таким чином:

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (2.1)$$

при обмеженнях:

$$\left. \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = b_m, \\ x_i \geq 0; \quad i = \overline{1, n}; \quad n > m. \end{array} \right\} \quad (2.2)$$

Потрібно відзначити, що при $m=n$ величини змінних однозначно отримуються за системою рівнянь (2.2). Якщо ж $n > m$, то однозначного розв'язання такої системи рівнянь не існує. Тут на допомогу приходять різні методи програмування і для задачі (2.1–2.2) саме метод ЛП. Задача лінійного програмування (2.1) за умов (2.2) на основі Симплекс-методу (СМ) розв'язується в два етапи:

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

На першому етап СМ виконується .

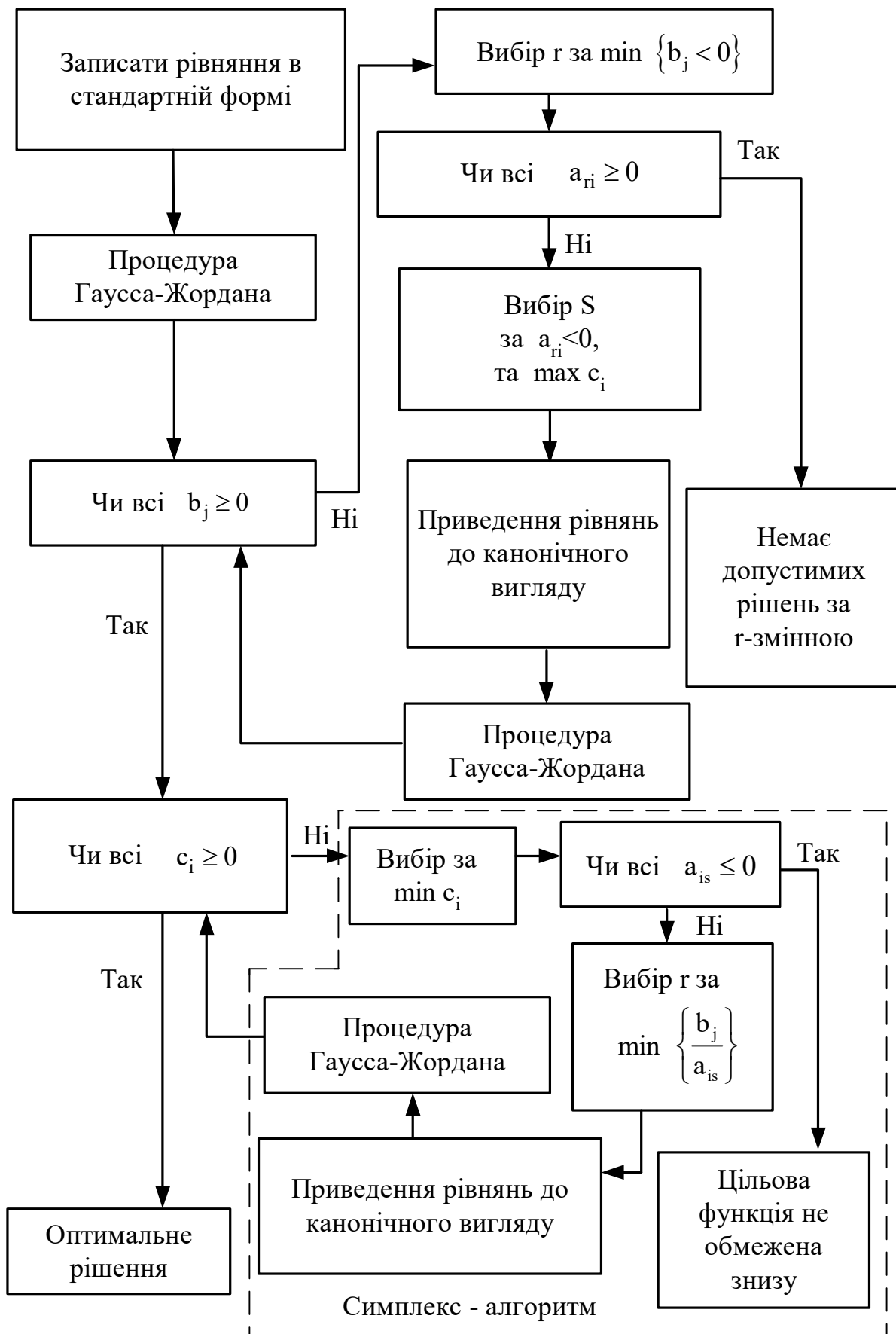


Рисунок 2.1 – Алгоритм Симплекс-методу

Якщо існують $b'_j < 0$, то потрібно виконати ще крок для канонізації системи (2.4). Для цього змінюють склад базисних і небазисних змінних. Алгоритм приведення системи (2.4) до канонічного вигляду буде таким:

1. Обирається змінна x_r , яка виводиться з базису і вводиться до складу небазисних змінних. Індекс r вибирається відповідним індексу від'ємних b'_j .

2. В рядку r , починаючи з $m+1$ -го стовпця вибираються від'ємні коефіцієнти a'_{ri} ($i = \overline{m+1, n}$). Якщо такі відсутні, це означає, що задача оптимізації сформульована некоректно, тому що немає допустимих рішень за змінною x_r . При наявності від'ємних коефіцієнтів a'_{ri} , індекс небазисної змінної, переведеної до складу базисних, шукається в стовпці i . При цьому індекс s визначається з умови відповідності a'_{rs} максимальному c'_s .

3. Стовпці r і s в матриці (2.4) міняють місцями і система знов приводиться до канонічного вигляду.

4. Перевіряється умова $b'_j \geq 0$, $j = \overline{1, m}$.

Пункти 1-4 виконуються до тих пір, поки всі b'_j не стануть позитивними $b'_j \geq 0$, тобто система рівнянь (2.4) не буде приведена до канонічного вигляду. Далі виконується другий етап СМ.

Розглянемо другий етап СМ, тобто оптимізацію за допомогою СА системи рівнянь, отриманої на першому етапі.

Критерієм мінімальності функції (2.1) є невід'ємність всіх коефіцієнтів c'_i в системі (2.4). Якщо хоча б один із коефіцієнтів в системі (2.4) $c'_i < 0$, то це означає, що зменшити значення функції $u(x)$ можна збільшенням x_i . При цьому змінна x_i повинна бути виведена зі складу небазисних змінних і введена в базисні оптимальні змінні. Якщо декілька коефіцієнтів $c'_i < 0$, то для прискорення процесу оптимізації вибирається коефіцієнт, найбільший за абсолютною величиною. Тобто вибирається індекс s -змінної, яка з небазисних переводиться в

базисні змінні. Тут потрібно перевіряти знак коефіцієнтів a'_{is} в стовпці s . Очевидно, що коли всі $a'_{is} \leq 0$, то x_s можна збільшити без всяких обмежень до $+\infty$, відповідно, функція $u(x)$ не має обмежень знизу. Тоді мінімізація функції $u(x)$ не має сенсу. Це означає, що задача поставлена некоректно і потрібно уточнити і постановку задачі, і відповідну модель. Якщо $a'_{is} > 0$, то на збільшення змінної x_s є обмеження і тоді відповідні базисні змінні x_i будуть зменшуватись. Раніше за всіх досягне нульового значення та базисна змінна x_i , для якої відношення $\frac{b'_j}{a'_{is}}$ буде мінімальним. Тому вибір індексу r базисної невідомої x_r , яка виводиться із базису, визначається умовою:

$$\frac{b'_j}{a'_{rs}} = \min \left(\frac{b'_j}{a'_{is}} \right),$$

де $a'_{is} > 0$.

Після визначення індексів r і s в системі рівнянь (2.4) обмінюються місцями r -тий і s -тий стовпці. Далі ведучим елементом вибирається a'_{rs} і система (2.4) знову приводиться до канонічного вигляду.

Викладена обчислювальна процедура СА повторюється доти, доки в функції мети системи (2.4) всі c'_j не стануть додатними або рівними нулю. В цьому разі оптимальне рішення отримано. Змінним, які входять до складу базисних, присвоюють значення відповідних вільних членів b'_j ($j = \overline{1, m}$). Небазисні змінні прирівнюють до нуля. Оптимальне значення функції мети u_{\min} дорівнює $n+1$ елементу матриці (2.4), тобто, $u_{\min} = b'_{n+1}$, де b'_{n+1} - вільний член перетвореної системи (2.4). Необхідно відмітити, що величина вільного члена

b'_{n+1} не впливає на визначення вектора оптимізованих змінних x при Симплекс-методі.

Що ж до використання СМ для розв'язання лінійної оптимізаційної задачі – задачі вибору оптимальної схеми ЕМ, то варто зауважити, що:

1. Факторами, тобто змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;

2. Вільними членами у системі (2.3) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;

3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.3) – для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень. У нашому випадку коефіцієнти a_{ij} можуть набувати лише трьох значень: +1, -1 та 0;

4. Коефіцієнти c_i системи (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими затратами для транспортування потужності лініями, а по суті це коефіцієнт b'_i з функції мети;

5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя не відповідає канонам СМ. Тому потужності в лініях, які відносяться до хорд максимального графу, мають бути замінені двома змінними, одна з яких обов'язково набуде нульового значення.

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

Вітки	Орієнтовна потужність P , що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт a , тис.грн	Коефіцієнт b , грн/МВт ²	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
7-301	10,9	5237,2	0,886	5325,8
202-301	10,9	7251,5	1,226	7374,2
2-404	10,9	7654,4	1,295	7783,8
2-303	10,9	6042,9	1,022	6145,1

301-303	10,9	6445,8	1,090	6554,8
303-304	10,9	5640,1	0,954	5735,5
304-302	10,9	5640,1	0,954	5735,5
303-302	10,9	7251,5	1,226	7374,2

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат $V_d = a_1 + b_1 \cdot P$

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт a_1 , тис.грн	Коефіцієнт b_1 , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
7-301	5342,0	5237,2	9,633	5342,0
202-301	7396,6	7251,5	13,338	7396,6
2-404	7807,5	7654,4	14,079	7807,5
2-303	6163,8	6042,9	11,115	6163,8
301-303	6574,7	6445,8	11,856	6574,7
303-304	5752,9	5640,1	10,374	5752,9
304-302	5752,9	5640,1	10,374	5752,9
303-302	7396,6	7251,5	13,338	7396,6

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт c , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
7-301	5342,0	491,2	5342,0
202-301	7396,6	680,1	7396,6
2-404	7807,5	717,9	7807,5
2-303	6163,8	566,8	6163,8
301-303	6574,7	604,6	6574,7
303-304	5752,9	529,0	5752,9
304-302	5752,9	529,0	5752,9
303-302	7396,6	680,1	7396,6

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.2:

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
		7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0			0-0	
	301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	-15,00
	302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	12,59
	303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	11,88
	304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	12,28
Коефіцієнти цільової функції		416,2994	576,4146	380,144512	480,345469	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	605,0133	448,3224	2325,384	576,4146	0	0		0,000	
Потужності ЛЕП																		
Постійні складові витрат		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
																	0,000	

Рисунок 2.2 – Вихідні дані для розв’язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у Microsoft office Excel надстройкою «Пошук рішень» отримаємо розв’язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.3:

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
		7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0			0-0	
	301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	0,00
	302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	0,00
	303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	0,00
	304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	0,00
Коефіцієнти цільової функції		416,2994	576,4146	608,437594	480,345469	512,3685	512,3685	448,3224	448,3224	448,3224	576,4146	576,4146	0	0	0		26959,683	
Потужності ЛЕП		0	0	16,2268062	5,51908981	15	0	0	0	3,944338	0	8,642654	0	0	0			
Постійні складові витрат		0,000	0,000	7654,380	6042,932	6445,794	0,000	0,000	0,000	5640,070	0,000	7251,518	0,000	0,000	0,000			33034,694
Змінні складові витрат		0,000	0,000	340,884	31,132	245,296	0,000	0,000	0,000	14,841	0,000	91,612	0,000	0,000	0,000			723,765
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
																	33758,459	

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel .

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків по лініях, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок :

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
		7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0			0-0	
	301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	0,00
	302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	0,00
	303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	0,00
	304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	0,00
Коефіцієнти цільової функції		416,2994	576,4146	492,719532	1100,55542	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	1433,678	448,3224	849,6384	576,4146	0	0		33758,459	
Потужності ЛЕП		0	0	16,2268062	5,51908981	15	0	0	0	3,944338	0	8,642654	0	0	0			
Постійні складові витрат		0,000	0,000	7654,380	6042,932	6445,794	0,000	0,000	0,000	5640,070	0,000	7251,518	0,000	0,000	0,000			33034,694
Змінні складові витрат		0,000	0,000	340,884	31,132	245,296	0,000	0,000	0,000	14,841	0,000	91,612	0,000	0,000	0,000			723,765
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
																	33758,459	

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях.

Було отримано розрахунок з найменшим значенням витрат рис. 2.5:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0	0-0				
301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	0,00	
302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	0,00	
303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	0,00	
304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	416,2994	576,4146	492,719532	1100,55542	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	1433,678	448,3224	849,6384	576,4146	0	0			31598,288	
Потужності ЛЕП	9,463428	0	12,282468	0	24,46343	0	0	0	0	0	12,58699	0	0	0				
Постійні складові витрат	5237,208	0,000	7654,380	0,000	6445,794	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7251,518	0,000	0,000	0,000			26588,900	
Змінні складові витрат	79,328	0,000	195,304	0,000	652,442	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	194,314	0,000	0,000	0,000			1121,388	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
																		27710,288

Рисунок 2.5 – Друга ітерація пошуку рішення.

При повторному уточненні коефіцієнтів цільової функції ми отримуємо попередню схему. Отже, на рис.2.6 була отримана оптимальна схема ЕМ так як у ній найменше значення витрат.

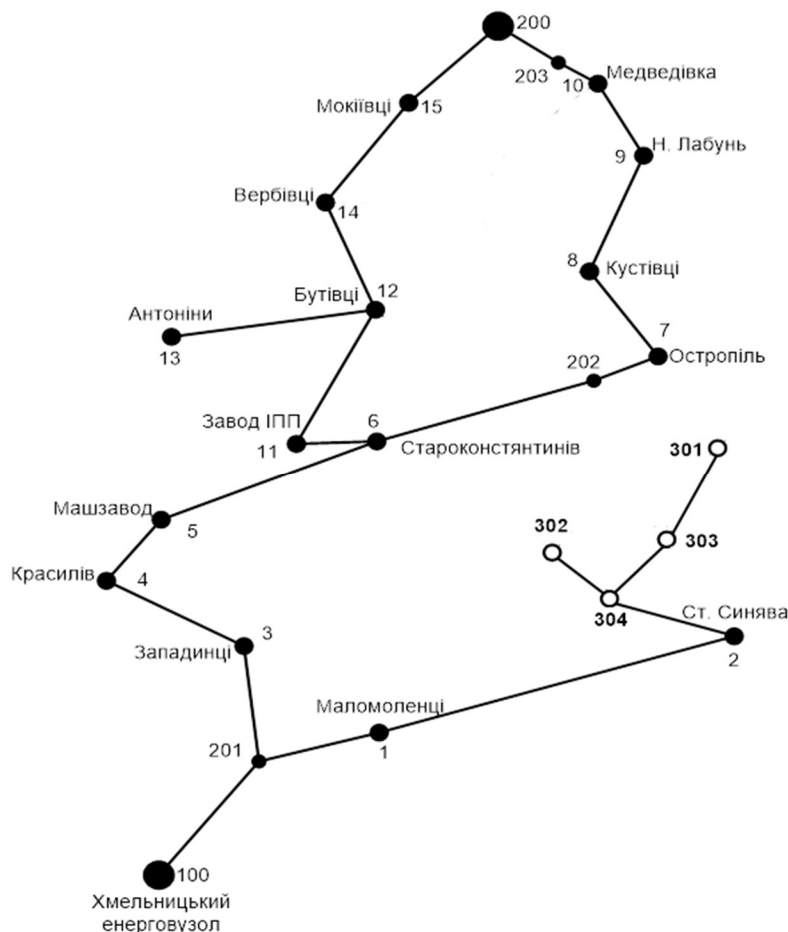


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку Симплекс-методом

Проте дана схема рис.2.6 згідно до ПУЕ [8] не надає новим споживачам заданий рівень надійності електропостачання, що відповідає заданій категорії тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнених контурів.

Отже, було прийнято рішення встановити дволанцюгові лінії на відріжку 302-304, та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 7-301 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних один від одного джерел живлення. В результаті за допомогою таблиці на рис 2.8 було пораховано вартість схеми з забезпеченням належної надійності. Розрахункова вартість схеми зростає на 11176,729 тис.грн., у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку Сиплекс-методом.

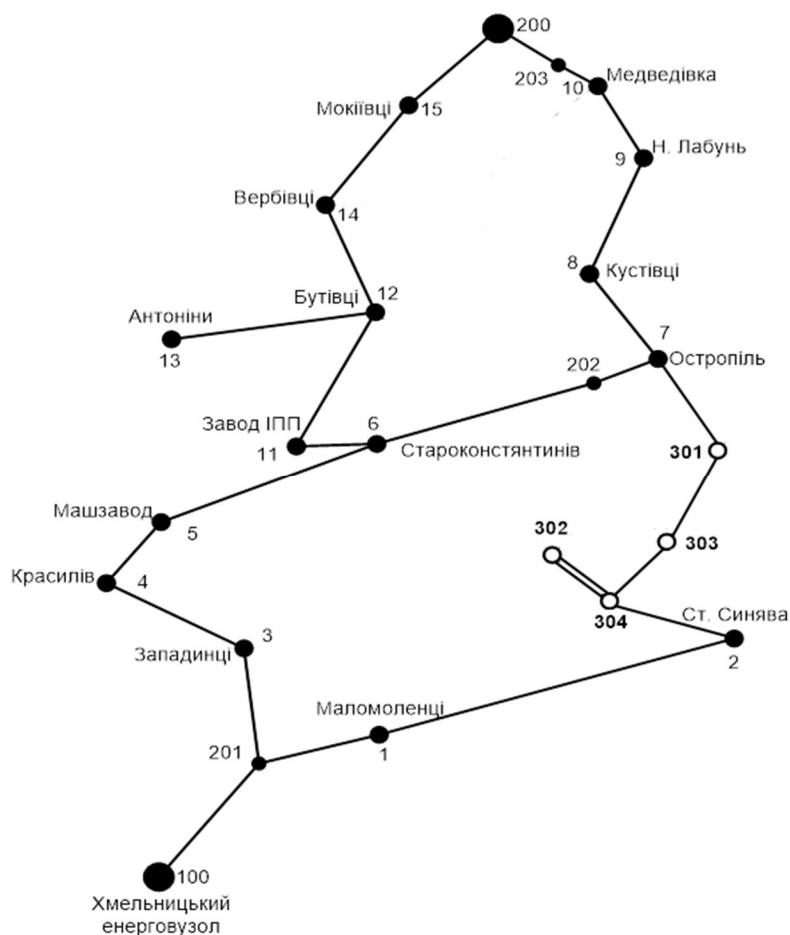


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0	0-0				
301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	-12,94	
302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	0,00	
303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	0,00	
304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	416,2994	576,4146	380,144512	480,345469	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	605,0133	448,3224	2325,384	576,4146	0	0			29360,248	
Потужності ЛЕП	12,94	0	21,745896	0	15	0	3,123564	0	12,58699	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	5237,208	0,000	7654,380	0,000	6445,794	0,000	5640,070	0,000	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			30617,521	
Змінні складові витрат	148,320	0,000	612,203	0,000	245,296	0,000	9,307	0,000	151,133	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			1166,258	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		31783,779

Рисунок 2.8 – Розрахунок витрат на коригування схеми з урахуванням забезпечення надійності споживачів

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращої послідовності реалізації проектів для побудови календарних планів будівництва тощо. Для вирішення подібних задач оптимізації у енергетиці поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

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

3.1 Вибір оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 301, 302, 303, 304). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 2 та 7 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

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

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

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

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

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (3.3).

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

Обмеження:

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

3) Обмеження на параметри: $P_{ли} \leq P_{max}$;

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: $L_{max} \leq 25$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 301, 302, 303, 304. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку не можливо виконати будівництво усіх нових ліній, тому під час другого року добудувати інші.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію від вузла 7 до вузла 301, далі 303 і 304. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 34,4 км., що не перевищує обмежень по введенню ліній, яке рівне 35 км. За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Кожний наступний крок формується з врахуванням розвитку електропостачання на попередньому кроці.

2-ий рік – можемо добудувати одноланцюгову лінію 2-304 та дволанцюгову лінію 304-302. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	B_i , тис.грн	$B_{\Sigma i}$, тис.грн	B_t , тис.грн
1	7-301	10,4	34,4	9,32	5314,168	18186,94	21096,85
	301-303	12,8		24,28	7088,369		
	303-304	11,2		12,3	5784,401		
	2-304	15,2		25,03	8465,619	14257,15	16538,29

2	302-304	11,2	26,4	12,6	5791,527		
3	2-304	15,2	25,6	12,31	7850,539	13286,04	15411,8
	7-301	10,4		14,96	5435,496		
4	303-304	11,2	26,4	11,9	5775,166	14195,41	19101,34
	2-304	15,2		24,32	8420,244		

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	$V_{\Sigma i}$, тис.грн	V_t , тис.грн	$V_{\Sigma t}$, тис.грн
1,1	302-304	11,2	26,4	12,6	5791,527	13625,53	13625,53	34722,38
	2-304	15,2		11,78	7834,005			
2,1	7-301	10,4	34,4	10,15	5328,486	18260,91	18260,91	34799,196
	303-304	11,2		13,12	5804,286			
	301-303	12,8		25,02	7128,134			
3,1	303-304	11,2	35	13,12	5804,286	18729,77	25202,78	40606,75
	302-304	11,2		12,84	5797,352			
	301-303	12,8		25,02	7128,134			
4,1	302-304	11,2	34,4	12,84	5797,352	18253,97	18253,97	37349,49
	7-301	10,4		10,15	5328,486			
	301-303	12,8		25,02	7128,134			

3.2 Прийняття кінцевого варіанту послідовності спорудження схеми електричної мережі

Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі, визначають умовно оптимальний варіант розв'язку. Цей процес здійснюється шляхом уточнення перетоків по ЛЕП. Процес уточнення перетоків називається зворотнім ходом динамічного програмування.

Оскільки для всіх варіантів, приєднання підстанцій призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому році, то необхідно уточнити витрати по даному варіанту, що показано в табл 3.3. Значення перетоків потужності були взяті із програмного комплексу «Втрати 110», що показано у додатку Б.

Після уточнення, витрати зменшилися до сумарних витрат 35246,92 тис.грн, отже він і залишається оптимальним. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема зображена на рис 3.1.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії надійності, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній.

Таблиця 3.3 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_Σ , км	P_i , мВт	$V_{i\text{зх}}$, тис.грн	$V_{\Sigma\text{зх}}$, тис.грн	$V_{\text{зх}}$, тис.грн
1	7-301	10,4	34,4	10,15	5328,486	18260,91	21182,65
	301-303	12,8		13,12	5804,286		
	303-304	11,2		25,02	7128,134		
1,1	302-304	11,2	26,4	12,84	5797,352	14064,27	14064,27
	2-304	15,2		21,75	8266,916		
						$V_{\text{зх}\Sigma}$	35246,92

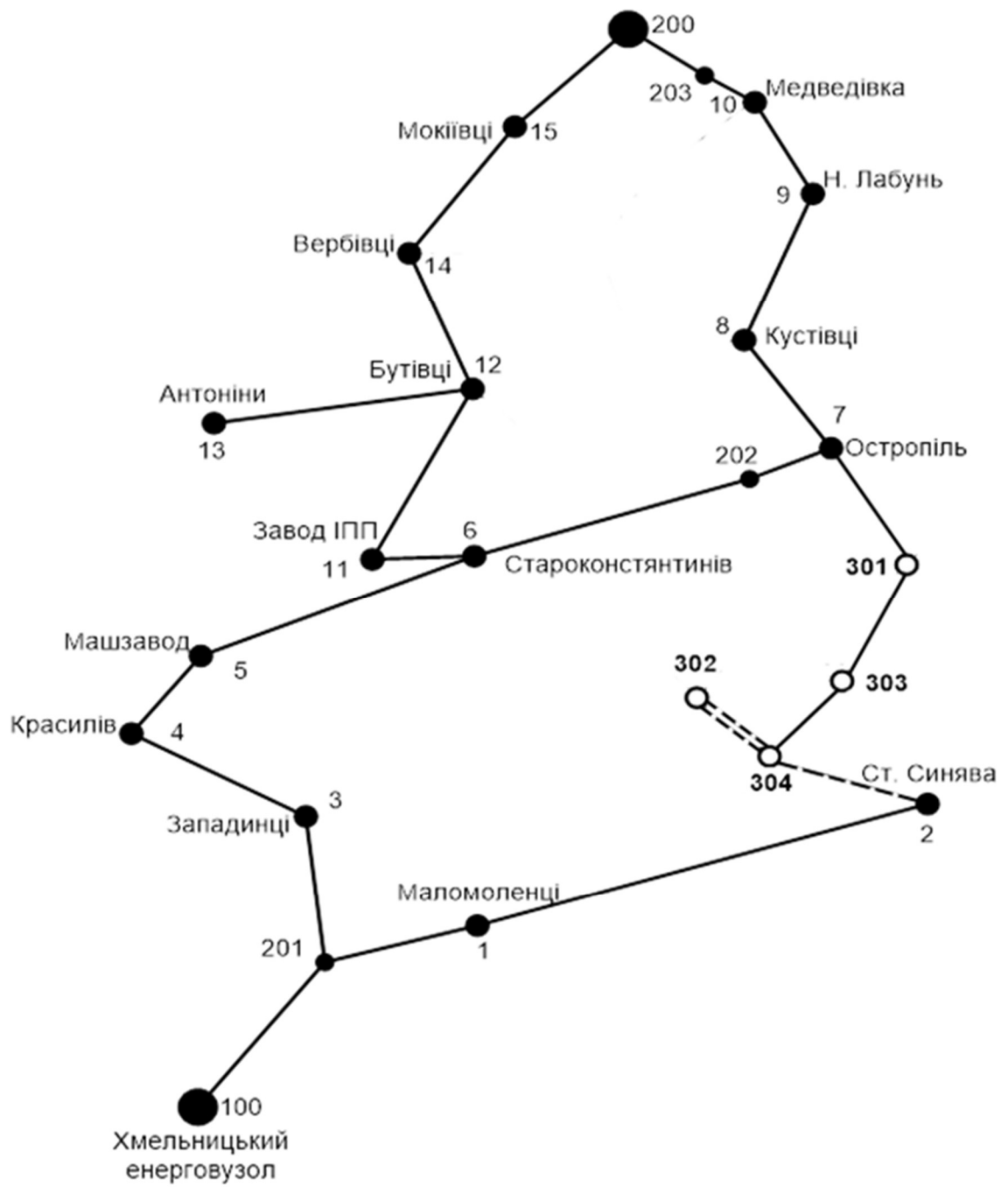


Рисунок 3.1 – Оптимальна послідовність розвитку ЕМ по роках згідно методу динамічного програмування

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

4.1 Вибір трансформаторів

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

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

Для 303 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_T \geq \frac{13,2}{2 \cdot 0,7} = 9,42 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

Також при виборі трансформаторів необхідно перевірити їх коефіцієнт запасу.

Коефіцієнт запасу розраховується за формулою:

$$k_{\text{за}} = \frac{S_{\text{наб}}}{S_{\text{ТН}} \cdot (n_m - 1)} \leq 1,4 \quad (4.2)$$

де $S_{\text{ТН}}$ – номінальна потужність трансформатора.

Для вузла 303 цей коефіцієнт буде рівний:

$$k_{\text{за}} = \frac{13,2}{10 \cdot (2 - 1)} = 1,32 \leq 1,4$$

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

У вузлах 301, 302 та 304 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
301	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	4.38	139	70
302	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70

303	ТДН- 10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
304	ТМН- 1000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10.5	60	14	0.7	14.7	139	70

4.2 Перевірка перерізів проводів ЛЕП на відповідність умовам економічності експлуатації

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (4.2) :

$$I_{розр} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_L|}{n_L} ; \quad (4.2)$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 6100$ (год). Отже $\alpha_T = 1,3$, оскільки $4000 < T_{нб} < 6000$ годин.

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

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

Таблиця 4.2 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	$I_{розр}$, А	I_E , А	Марка проводу
7-301	10,15(СЕС)	109,2	400	АС-240/39
301-303	25,02	207,48	400	АС-240/39
303-304	13.12	107,83	400	АС-240/39
304-302	12,6	109,2	125	АС-120/19
304-2	11,78	106,47	400	АС-240/39

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. Були проведені розрахунки у програмі

«Втрати-110» після аварійного режиму (Додаток Г), з можливими виходом з ладу однієї з ліній на дволанцюгових лініях 2-304, а також пошкодження найбільш завантажених віток 7-301, 301-303 та 2-304. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19 та АС-240/39.

Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП Аварії на ЛЕП	7-301	301-303	304-302 (один ланцюг)	2-304	$I_{па,мах}, А$	$I_{доп}, А$	Марка проводу
Струми	А	А	А	А	А	А	
7-301	0	81	80	165	165	605	АС-240/39
301-303	89	0	152	238	238	605	АС-240/39
303-304	37	82	79	162	162	605	АС-240/39
304-302	85	89	80	83	89	390	АС-120/19
2-304	167	254	78	0	254	605	АС-240/39

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19 та АС-240/39, було прийняте рішення використати провід АС-120/19 для ЛЕП 304-302, так як він задовольняє вимогам і для економічного струму, і для після аварійного, а провід АС-240/39 використати для контуру 7-301-303-304-2 тому, що економічний і після аварійний струм задовольняє вимогам нормативних документів.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

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

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

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

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

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

- урахувувати вимоги протиаварійної автоматики.

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

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

складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 301, 302, 303 та 2 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

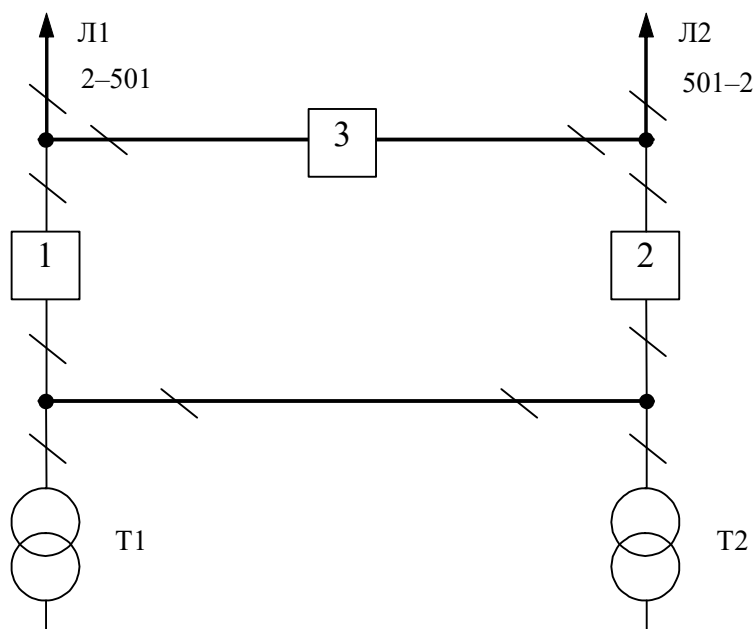


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 301, 302, 303 та 2

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі поломки одного з елементів РП на ВН.

5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалуджувальних підстанцій Остропіль (вузол 7) пропонується здійснити реконструкцію теперішніх схем:

розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі навантаження, варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.2).

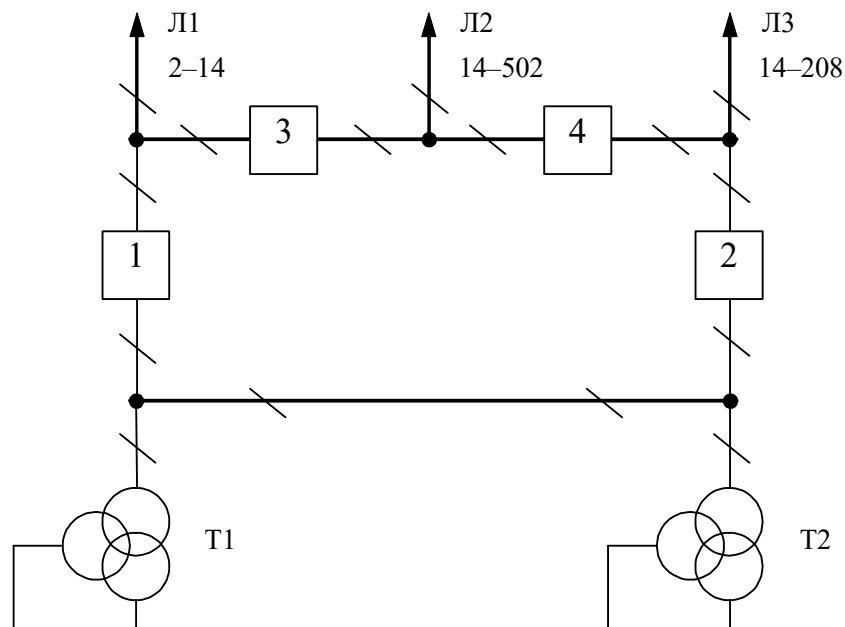


Рисунок 5.2– Схема вузлових підстанцій (вузол 7) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Сосонка-тяга (вузол 2) необхідно здійснити підключення дволанцюгової ЛЕП, підключення кожного приєднання на різні секції робочих шин та встановити два вимикача.

5.3 Вибір схеми вузлової підстанції

Так як до підстанції 304 підходить чотири нових лінії, то для цього вузла пропонується два варіанта схеми: I варіант – розширеного містка з вимикачами в колах трансформаторів (рис 5.4); II варіант – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин(рис 5.5).

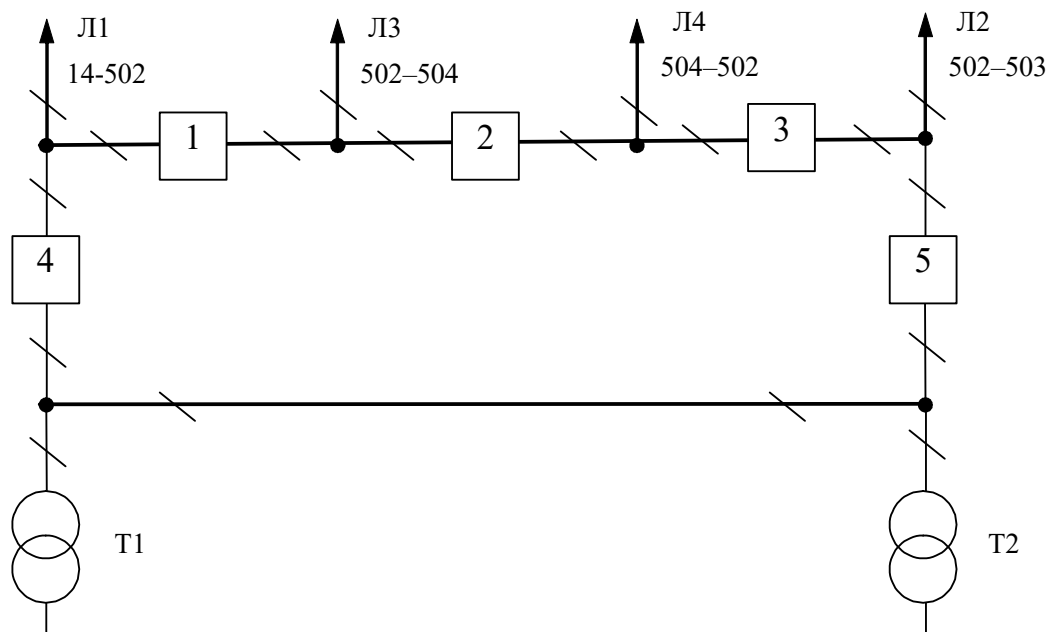


Рисунок 5.3 – Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 502) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

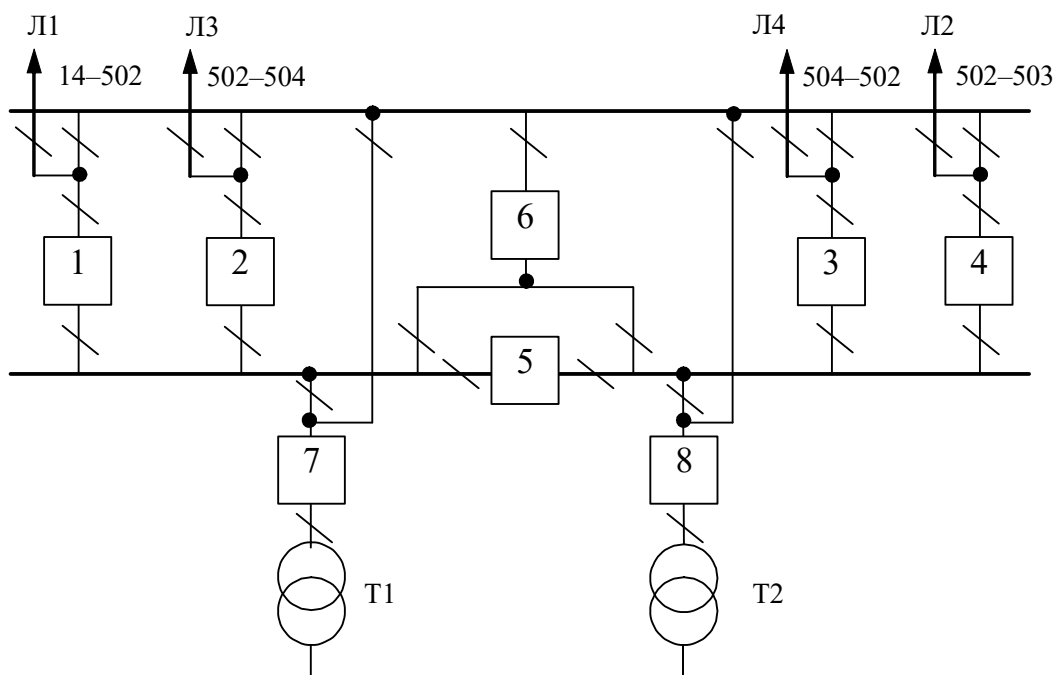


Рисунок 5.4 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 502) – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

5.4 Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = E_H \cdot K + B_{\text{АРО}} + Z_6 \quad (5.1)$$

де K – капіталовкладення на спорудження підстанції;

B – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

Z_6 – збиток від перерв електропостачання.

Укрупнені капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = \sum n_B \cdot C_0, \quad (5.2)$$

де n_B – кількість вузлів у схемі підстанції;

C_0 – вартість одного вузла зі встановленням;

Для схеми вузлової підстанції розширений місток необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
- приєднання лінії 110кВ з вимикачем – 3шт;
- приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем – 1шт;
- приєднання ремонтної перемички – 1шт.

Для схеми вузлової підстанції одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
- приєднання лінії 110кВ з вимикачем – 4шт;
- приєднання секційного вимикача 110кВ – 2шт.

У відповідності з (5.2) для варіантів підстанції (вузол 9) (рис.5.4 – 5.5) маємо:

$$K_I = 2763,455 \cdot 2 + 2565,607 \cdot 3 + 372,645 + 378,001 = 13974,377 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_{II} = 2763,455 \cdot 2 + 2565,607 \cdot 4 + 2382,626 \cdot 2 = 20554,590 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$B_{APO} = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (5.3)$$

де P_a , P_o – відрахування на амортизацію і обслуговування (для силового електрообладнання і розподільчих пристроїв до 150 кВ: $P_a = 18\%$, $P_o = 3\%$).

У відповідності з (5.3) для варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 9) маємо:

$$B_{APOI} = \frac{18+3}{100} \cdot 13974,377 = 2934,619 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{APOII} = \frac{18+3}{100} \cdot 20554,590 = 4316,464 \text{ (тис.грн.)}.$$

У відповідності з (5.1) щорічні приведені витрати без врахування недовідпуску для варіантів схеми підстанції вузла 502:

$$Z_I = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 = 4611,544 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 = 6783,015 \text{ (тис.грн.)}.$$

5.5 Оцінювання надійності схем вузлової підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на

електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП.

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_R (год.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для двох варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 502) (рис.5.4 – 5.5).

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 $K_j = K_{\Pi} = 17,1 \cdot 10^{-3}$ (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:

Для I варіанту:

$$K_0^I = 1 - 5 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.9143.$$

Для II варіанту:

$$K_{\Pi_0}^{\Pi} = 1 - 8 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.8630.$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елементу у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад: $\omega_{1,2} = 0.0248 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-4}$ 1/рік.

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

$$T_{B2;\Pi_1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{\Pi_1}),$$

де $T_{\Pi_1} = 500$ год;

$$\text{Тоді } T_{B2;\Pi_1} = 250 - (250)^2 / 2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год.}$$

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Z_{\text{б}} = \Sigma T_{\text{нб}} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (5.5)$$

де y_0 – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачем ($y_0 = 155$ грн./кВт·год.);

$T_{\text{нб}}$ – час максимальних навантажень ($T_{\text{нб}} = 6100$ год).

Відповідно до (5.5) збитки від перерви електропостачання для варіантів схем вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$Z_{\text{бI}} = (0,0001 + 0,0044 + 0,0022 + 0,0044 + 0,0022 + 0,0051 + 0,0051 + \\ + 0,0051 + 0,0051 + 0,8269 + 1,9020) \cdot 155 = 234,81 \text{ (тис.грн.);}$$

$$Z_{\text{бII}} = 0,087 \text{ (тис.грн.).}$$

Таблиця 5.3 – Вибірка характеристик надійності варіанту I схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Л2,Л3	1	5,2	1		2		0,000100
Л2,Л3,Л4; Т2	1	5,2			2		0,004410
Л2,Л3,Л4; Т2	1	5,2			1		0,002205
Л1,Л2,Л3; Т1	1	5,2			2		0,004410
Л1,Л2,Л3; Т1	1	5,2			1		0,002205
Л3,Л4,Т2; Т1	1	11,96			1		0,005072
Л4,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л1,Л2,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л1,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л2,Л3	187,5	5,2			2		0,826956
Т1,Т2	187,5	11,96			2		1,901999
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							2,762574
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							85
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							234,818797

Таблиця 5.4 – Вибірка характеристик надійності варіанту II схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Т1,Т2,Л1,Л2,Л3,Л4	1	17,16		1		7	0,001021045
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							0,001021045
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							85
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							0,086789

Щорічні витрати на спорудження схем вузлової підстанції згідно запропонованих варіантів визначаються за формулою (5.1):

$$Z_I^{\Sigma} = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 + 234,819 = 4846,363 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II}^{\Sigma} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 + 0,087 = 6783,102 \text{ (тис.грн.)}.$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів для двох варіантів є незначним. Таким чином виходячи з розрахованих приведених витрат для вузлової підстанції (вузол 502) обираємо варіант I схеми (рисунок 5.4) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

6 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

6.1 Аналіз результатів розрахунків характерних режимів ЕМ

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою.

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 1,688 МВт або 1,9% від потужності генерації.

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

6.2. Регулювання напруги у електричних мережах нових споживачів

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

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів.

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

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 6.1):

Таблиця 6.1 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
301	109,07	109,32	118,41
302	107,91	109,2	107,24
303	108,33	109,17	107
304	108,1	109,17	107,43

Таблиця 6.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим

301	10,44	10,47	11,34
302	10,25	10,69	10,18
303	9,92	10,3	9,79
304	9,89	10,3	9,82

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

$$(0.95 \div 1.05) U_{\text{ном}} = 9.5 \div 10.5 \text{ кВ}$$

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:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (6.1)$$

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

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (6.2)$$

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

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

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (6.3)$$

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 – 11 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (6.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (6.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЭОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

За формулою (6.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{Т301} = \frac{(15 \cdot (7,95/2))}{109,07} = 0,405 \text{кВт}$$

За (6.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т301б} = \frac{109,07 - 0,547}{10,5} = 10,33$$

Ближчий за табл. 6.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{Т301д} = 10,298$, що відповідає десятій відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (6.1).

$$U_{\text{НН301д}} = \frac{109,07 - 0,547}{10,298} = 10,54$$

Таблиця 6.3 – 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. 6.4.

Таблиця 6.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
301	0,547	10,33	10,53	10	10,298	0,097
302	0,202	10,25	10,45	10	10,298	0,097
303	4,126	9,92	10,60	13	9,827	0,101
304	4,276	9,88	10,56	13	9,827	0,101

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 301, 302, 303, 304(додаток Е). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Умови праці для робіт, які пов'язані з обслуговуванням силових трансформаторів потужністю

У даному розділі наводиться перелік шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлюється питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки на підстанціях. Велика кількість факторів на ПС негативно впливають на організм персоналу і можуть стати небезпечними. Тому, на мою думку, важливо розглянути питання охорони праці, для виявлення небезпечних та шкідливих факторів, які можуть негативно впливати на організм людини, розроблення заходів по їх зниженню.

З урахуванням того, що для мінімізації ризику професійного захворювання та виникнення травм у персоналу ПС при обслуговуванні силових трансформаторів необхідне рішення цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг даного розділу обмежений, сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою кваліфікаційної роботи:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням силових трансформаторів підстанції, яка працює в складі електроенергетичної системи України, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [25].

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування силових трансформаторів. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 110 кВ.

Початкові дані для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів кваліфікаційної роботи:

З урахуванням аналізу ГОСТ 12.0.003-74 [25] при роботі з обслуговування силових трансформаторів на персонал діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- підвищена і знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря;
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна безпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;
- нервово-психологічні – втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

7.2 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

Проаналізувавши [24 – 26] задля безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту силових трансформаторів слід вживати певні організаційні заходи. Під час експлуатації трансформаторів, їхніх пускорегулювальних пристроїв і захистів повинна бути забезпечена їх надійна робота під час пуску та у робочих режимах.

До організаційних заходів відносять видачу нарядів, розпоряджень і допуску до роботи, нагляд під час роботи, оформлення перерв в роботі, перекладів на інше робоче місце і закінчення роботи.

Наряд – це завдання на безпечне виробництво робіт, що визначає їх місце і зміст, час початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпеку виконання робіт. Наряд виписується на бланку спеціальної форми. Розпорядження - це завдання на виробництво робіт, визначальний їх зміст, місце і час, заходи безпеки і осіб, яким доручено виконання цих робіт. Наряди і розпорядження видають особи, що мають групу по електробезпеці не нижче V в електроустановках напругою вище 1000 В, і не нижче IV в установках напругою до 1000 В. Наряд на роботу виписується під копірку в двох екземплярах і видається оперативному персоналу безпосередньо перед початком підготовки робочого місця до роботи

При роботі по наряді бригада повинна складатися не менше ніж з двох чоловік – виробника робіт і члена бригади. Виробник робіт відповідає за правильність підготовки робочого місця, виконання необхідних для виробництва робіт заходів безпеки. Він же проводить інструктаж бригади про ці заходи, забезпечує їх виконання її членами, стежить за справністю інструменту,

такелажного, ремонтного оснащення. Виробник робіт, що виконуються по наряду в електроустановках напругою вище 1000 В, повинен мати групу по електробезпеці не нижче IV, в установках до 1000 В і для робіт, що виконуються по розпорядженню, – не нижче III.

Допуск до роботи здійснюється допускаючим - відповідальною особою з оперативного персоналу. Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виробник робіт разом з тим, що допускає перевіряють виконання технічних заходів щодо підготовки робочого місця. Після цього той, що допускає перевіряє відповідність складу бригади і кваліфікації включених в неї осіб, прочитує по наряду прізвища відповідального керівника, виробника робіт, членів бригади і зміст дорученої роботи; пояснює бригаді, звідки знята напруга, де накладені заземлення, які частини ремонтovanого і сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови виробництва робіт повинні дотримуватися; указує бригаді межі робочого місця і переконується, що все їм сказане зрозуміло бригадою. Після роз'яснень допускаючий доводить бригаді, що напруга відсутня, наприклад, в установках вище 35 кВ за допомогою накладення заземлень, а в установках 35 кВ і нижче, де заземлення не видно з місця роботи, - за допомогою покажчика напруги і дотиком рукою до струмоведучих частин.

З моменту допуску бригади до робіт для попередження порушень вимог техніки безпеки виконавець робіт або спостерігач здійснює нагляд. Спостерігачу забороняється суміщати нагляд з виробництвом якої-небудь роботи і залишати бригаду без нагляду під час її виконання. Вирішується короткочасна відсутність одного або декількох членів бригади. За відсутності виробника робіт, якщо його не може замінити відповідальний керівник або особа, що видала даний наряд, або особа з оперативного персоналу, бригада виводиться з розподільного пристрою, двері РУ закриваються і оформлюється перерва в роботі.

Періодично перевіряється дотримання працюючими правил техніки безпеки. При виявленні порушень ПТБ або виявленні інших обставин, загрозливих безпеці працюючих, у виробника робіт відбирається наряд і бригада віддаляється з місця роботи.

При перерві в роботі впродовж робочого дня бригада віддаляється з РУ, після перерви жоден з членів бригади не має права увійти в РУ у відсутність виконавця робіт або спостерігаючого, оскільки під час перерви можуть відбутися зміни в схемі, виробництва робіт, що відбиваються на умовах. Після закінчення робіт робоче місце упорядковується, приймається відповідальним керівником, який після виведення бригади виконавцем робіт розписується в наряді про їх виконання. Оперативний персонал оглядає устаткування і місця роботи, перевіряє відсутність людей, сторонніх предметів, інструменту, знімає заземлення і перевіряє відповідно до прийнятого порядку обліку, видаляє тимчасову огорожу, знімає плакати «Працювати тут», «Влізати тут», встановлює на місце постійні огорожі, знімає плакати, вивішені до початку роботи. Після закінчення перерахованих робіт наряд закривається і включається електроустановка.

Вмикати електроустановку після проведення ремонтних робіт можна тільки після отримання на це дозволу (розпорядження) працівника, який видає дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск [27].

7.3 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Однією з основних задач охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-виробничого персоналу при обслуговуванні і ремонті трансформаторів, за якої виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

До технічних заходів відносять відключення напруги і вживання заходів, що перешкоджають помилковому або мимовільному включенню комутаційної апаратури, вивішування заборонних плакатів, перевірку відсутності напруги, накладення заземлень, вивішування застережливих і приписуючих плакатів [27].

У електроустановках напругою вище 1000 В з усіх боків, звідки може бути подана напруга на місце роботи, при відключенні повинен бути видимий розрив, який здійснюється відключенням роз'єднувачів, віддільників і вимикачів

навантаження без автоматичного включення їх за допомогою пружин, встановлених на самих апаратах. Видимий розрив можна створити, знявши запобіжники, або від'єднавши, або знявши шини і дроти. Силкові трансформатори відключаються з обох боків, щоб виключити зворотну трансформацію. Щоб уникнути помилкового або мимовільного включення комутаційних апаратів виконують наступні заходи:

- ручні приводи у відключеному положенні і стаціонарні огорожі замикають на механічний замок;
- у приводів комутаційних апаратів, що мають дистанційне керування, відключають силкові ланцюги і ланцюги оперативного струму;
- у вантажних і пружинних приводів вмикаючий вантаж або пружини приводять в неробоче положення.

У електроустановках напругою до 1000 В залежно від конфігурації замикають рукоятки або дверці шафи, вкривають кнопки, встановлюють між контактами ізолюючі накладки, від'єднують кінці проводів від вмикаючої котушки. Відключене положення апаратів з недоступними для огляду контактами визначається перевіркою відсутності напруги. На приводах ручного і ключах дистанційного керування комутаційної апаратури вивішують заборонні плакати «Не включати. Працюють люди», а на повітряних і кабельних лініях - «Не включати. Робота на лінії». Залежно від місцевих умов і характеру роботи не відключені струмоведучі частини, доступні для ненавмисного дотику на час роботи, захищають щитами, екранами з ізоляційних матеріалів, ізолюючими накладками або встановлюють спеціальні пересувні огорожі [27].

Робоче місце захищають канатом з вивішеними на них плакатами «Стій. Напруга», оберненими всередину простору, що захищається. На конструкціях, по яких дозволено підніматися, вивішують плакат «Працювати тут», на сусідніх – «Не влізай. Уб'є!». На всіх підготовлених робочих місцях після накладення заземлення і огорожі робочого місця вивішують плакат «Працювати тут».

Під час роботи забороняється переставляти або прибирати плакати і встановлені тимчасові огорожі, а також проникати на територію захищених

ділянок.

Відсутність напруги перевіряють між всіма фазами, кожною фазою і землею, кожною фазою і нульовим дротом.

Для включення на паралельну роботу трансформаторів необхідне їх попереднє фазування, тобто визначення однойменних фаз, що підлягають з'єднанню. Фазування проводять на відключених роз'єднувачах, вимикачах або кабелях, від'єднаних від лінійних роз'єднувачів. На цій роботі повинні бути зайняте не менше двох осіб, що мають III і IV групи.

Оперативний персонал (або працівники електролабораторії під його спостереженням) проводить фазування по розпорядженню. Без участі оперативного персоналу фазування проводять по наряду.

Під час експлуатації і випробувань трансформаторів їх баки повинні бути заземлені.

Забороняється знаходження на кришці бака і підйом інструментів і інших предметів на кришку бака під час роботи трансформатора.

Огляд газового реле слід здійснювати із спеціального майданчика стаціонарних сходів трансформатора.

Забороняється наближатися до трансформатора, що знаходиться під напругою з явними ознаками пошкодження: сторонні шуми, розряди на ізоляторах, сильна (струменем) тіч масла і ін.

Забороняється перемикати рукояткою пристрій РПН трансформатора, що знаходиться під напругою.

На працюючому трансформаторі затиски вторинних обмоток вбудованих трансформаторів струму повинні бути замкнуті накоротко за допомогою спеціальних перемичок в шафі затисків або приєднаннями вторинних ланцюгів захисту, електроавтоматики, і вимірювань. При цьому забороняється розривати ланцюги, підключені до вторинних обмоток трансформаторів струму без попереднього закорочування обмоток перемичкою.

Зварювальні роботи на непрацюючому трансформаторі, при необхідності, слід виконувати тільки після заповнення його маслом до рівня 200 - 250 мм вище

за місце зварювання щоб уникнути займання пари масла.

Під час проведення зварювальних робіт, з метою усунення течі масла в трансформаторі, необхідно створити вакуум, який забезпечує припинення течі масла в місці зварки.

Для виконання монтажних або ремонтних робіт усередині бака трансформатора необхідно продути бак трансформатора сухим чистим повітрям і забезпечити природну вентиляцію відкриттям верхніх і нижніх люків. В процесі виконання робіт необхідно здійснювати безперервний контроль за людьми, що знаходяться усередині бака трансформатора.

Необхідно уникати попадання і тривалої дії трансформаторного масла на шкіру.

Під час заповнення трансформатора маслом або під час зливу масла бак трансформатора і виводи його обмоток повинні бути заземлені, щоб виключити появу електростатичних розрядів.

7.4 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРП-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (60 \times 72) = 4320 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_b = 28 \text{ шт}$;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_b = 4,5 \text{ м}$.

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рисунок 3.1).

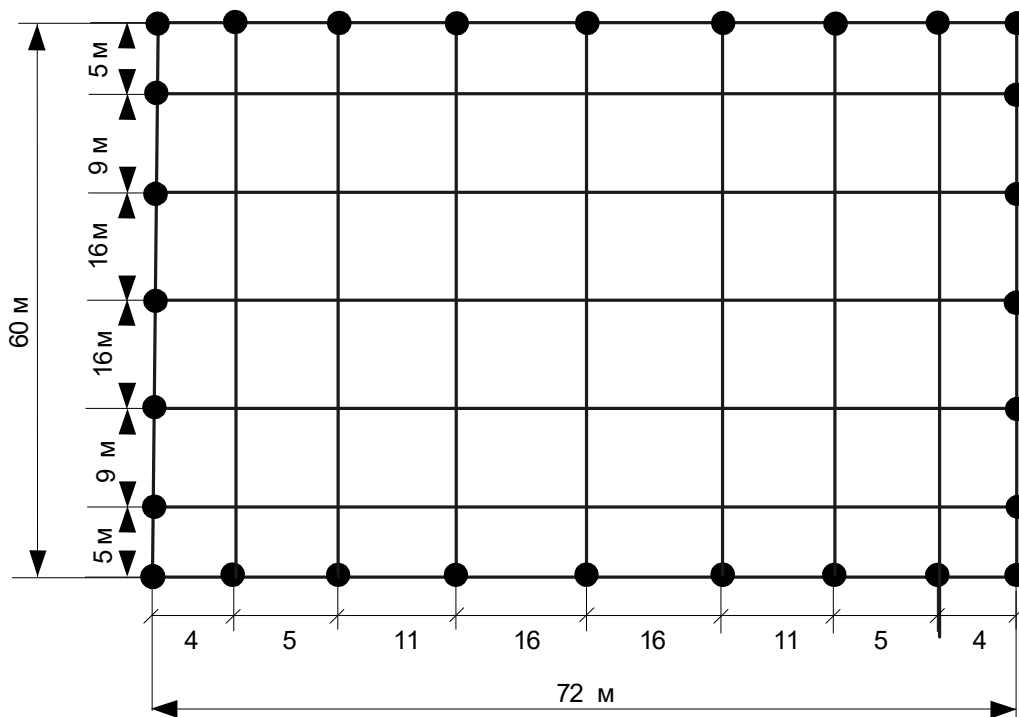


Рисунок 7.1 – План заземлювального пристрою ВРП-110 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (60 + 72) / 28 = 9,4 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 800 / 160 = 5;$$

$$a / l_B = 9,4 / 4,5 = 2,08;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{4320} = 65,7 \text{ (м).}$$

Опір заземлюючого пристрою [32]:

$$R_{III} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (7.1)$$

де A – функція відношення $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$;

$\rho_{\text{екв}}$ – еквівалентний питомий опір ґрунта, Ом·м;

L_{Γ} , L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів,

м.

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \quad (7.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (7.3)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4,5 + 0,6}{65,7} = 0,077 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,077 = 0,379;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,6}{4,5} = 0,31.$$

$$L_{\Gamma} + L_B = (60 \cdot 9 + 72 \cdot 9) + 28 \cdot 4,5 = 1314 \text{ м.}$$

З [32] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,48$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,48 \cdot 160 = 236,8 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{\text{ш}} = 0,379 \cdot 236,8 / 65,7 + 236,8 / 1314 = 1,55 \text{ Ом} > R_{3, \text{доп}} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо ЗП до природних заземлювачів:

– системи «трос-опори» $R_{\text{п1}} = 1,1 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{\text{п2}} = 1,2 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}}{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} + R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п2}} + R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}};$$

$$R'_3 = \frac{1,55 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,55 \cdot 1,1 + 1,55 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,41 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Таким чином, розрахований заземлюваний пристрій відповідає вимогам

правил улаштування електроустановок та може використовуватись для ВРУ 110 кВ ПС Сосонка-Тяга.

7.5 Пожежна безпека

Приміщення релейного захисту підстанцій відноситься до категорії Д – негорючі речовини у холодному стані з зонами П-І, де застосовуються горючі рідини з температурою спалаху більше 61 °С.

Будівля підстанції характеризується III ступенем вогнестійкості.

До III ступеню вогнестійкості відносяться будівлі з штучними та захисними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриття допускається застосування дерев'яних інструкцій, захищених штукатуркою або важкогорючими листовими, а також нитковими матеріалами. До елементів покриття висуваються вимога по межах огнестійкості та межах розповсюдження полум'я; при цьому елементи укриття з деревини піддаються вогнезахисній обробці.

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 7.1.

У чисельнику вказуються межі вогнестійкості будівельних конструкцій; у знаменнику - межі розповсюдження полум'я по них.

Таблиця 7.1 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

Ступінь вогнестійкості будівлі	Стіни				Колони	Сходові площадки, балки, косоури, марші сходових кліток	Плити, настили (з утеплювачем), несучі конструкції перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі (перегородки)				Плити, настили, прогони	Балки, ферми, арки, рами
II	/0	0,5/0	0,2/40	0,2/40	0,25/0	1/0	0,25/0	0,25/25	0,25/0

В таблиці 7.2 приведені протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх огнестійкості.

Таблиця 7.2 – Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості

Номер п/п	Протипожежна перешкода	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальні межі вогнестійкості протипожежних перешкод або їх елементів, год
1	Протипожежні стіни	1	2,5
		2	0,75
2	Протипожежні перегородки	1	0,75
		2	0,25
3	Протипожежні перекриття	1	2,5
		2	1
		3	0,75
4	Протипожежні вікна і двері	1	1,2
		2	0,6
		3	0,25

В таблиці 7.3 приведена допустима кількість поверхів і площа поверху і межах пожежного відсіку будівлі відповідно до ступеня вогнестійкості.

Таблиця 7.3 – Допустима кількість поверхів і площа поверху в межах пожежного відсіку будівлі.

Категорія будівлі (пожежних відсіків)	Допустима кількість поверхів	Ступінь вогнестійкості будівлі	Площа поверху в межах пожежного відсіку, м ² , будівель		
			Одноповерхових	багатоповерхов	
				2 поверхи	3 поверхи і більше
Д	1	III	не обмежується		
			5200	-	-

Мінімальні відстані між будівлями і спорудами відповідно до III ступеня вогнестійкості становлять 12 м.

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: прийняти всі заходи по ліквідації вогню; місце, яке загорілось слід гасити вогнегасником; при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки вуглекислотним вогнегасником або піском; зупинити обладнання.

Площа щита управління підстанції становить 50 м², необхідно встановити біля входу 1 порошковий вогнегасник ВП-5. На території вітростанції розташовано 2 пожежних щита, до комплексу засобів пожежогасіння, які розміщені на ньому, включені: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті розміром 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 1,0 м³ та укомплектований совковою лопатою. Конструкція ящика повинна забезпечувати зручність діставання піску та виключати попадання опадів.

8 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ

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

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

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0.16$ – 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), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (5400 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

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

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: 7-301, 301-303, 303-304;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 301, 303, 304;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 7.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 2-304 та 304-302;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 302.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 2.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 186769,2 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.1–8.4. Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 62780,3 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.5, 8.6.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 301):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0

	вбудованими трансформаторами струму								
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	2 од.	77,232	843,442	22,728	24,848	2	970,248	13,8
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13	5256,667	89,7
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		926,784	7365,593	213,372	226,86	24	8756,607	160,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	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
Всього			27,244	503,94	23,946	14,496	2	571,626	32
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	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

	апаратурою (три шафи)								
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК		1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0	
Загальна кошторисна вартість		51328,273							

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 7):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	1 од.	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	559,962	8235,786	344,904	239,7	3,723	9384,072	615
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125
Всього ВРУ 110 кВ			846,883	15605,798	712,494	447,837	10,14	17623,149	1211
Загальна кошторисна вартість		17623,149							

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	10 од.	386,16	3449,77	93,14	104,52	10	4043,59	69
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			772,32	5908,941	174,066	183,08	20	7058,406	133,2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	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 – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,715	6287,658	321,542	221,554	10,186	8206,655	264
Загальна кошторисна вартість			51458,612						

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 304):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	4 од.	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820,0

2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	224,730	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	4 од.	152,304	4088,204	234,772	116,440	4,176	4595,896	288,0
2.10	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			1265,189	26098,062	1164,062	741,626	15,926	29285,443	1868,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	11 од.	424,776	3794,747	102,454	114,972	11	4447,949	75,9
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			810,936	6253,918	183,38	193,532	21	7462,765	140,1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	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	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			66359,251						

Таблиця 8.4 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 2):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
Всього ВРУ 110 кВ			449,456	7534,626	347,322	218,020	4,570	8553,996	554,0
Загальна кошторисна вартість			8553,996						

Таблиця 8.7 – Вартість будівництва підстанції (вузол 302):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 В:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8

4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	12 од.	463,392	4139,724	111,768	125,424	12	4852,308	82,8
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	2 од.	77,232	275,736	12,844	10,476	2,000	378,288	13,8
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			849,552	6598,895	192,694	203,984	22	7867,124	147
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
4.2.2	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
4.2.3	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 6,75 МВАр	1 КОМПЛ						1959,1	
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	4359,266	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

5.1.10	Шафа оперативного постійного струму	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,715	6287,658	321,542	221,554	10,186	8206,655	264
Загальна кошторисна вартість			54226,43						

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 34,4 = 49710,374 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1415,069 \cdot 15,2 + 2072,336 \cdot 11,2 = 45175,212 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 186769,285 + 49710,374 = 236479,659 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 62780,426 + 45175,212 = 107955,638 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (8.8)$$

де ΔW_{tL} , $\Delta W_{t\Pi}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$V_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (8.9)$$

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування повітряних ліній (0,3%);

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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:

$$V_{L1} = (49710,374 \cdot 0,3)/100 = 149,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{L2} = (45175,212 \cdot 0,3)/100 = 135,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi1} = (186769,285 \cdot 3)/100 = 5603,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi2} = (62780,426 \cdot 3)/100 = 1883,4 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подання в табл 8.8:

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:7–301, 301-303,303-304 П/ст:7,301,303,304	1,42	2.15	3570
2	ЛЕП:2–304,304–302 П/ст:2,302	1,93	3,08	5010

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 149,1 + 5603,1 + 3570 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 5758,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 135,5 + 1883,4 + 5010,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2027,2 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = (11,88 + 12,28) \cdot 6100 = 147376 \text{ МВт}\times\text{год};$$

$$W_{1\text{сес}} = 15 \cdot 1200 = 18000 \text{ МВт}\times\text{год};$$

$$W_2 = (12,59) \cdot 6100 = 76799 \text{ МВт}\times\text{год}.$$

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

$$П_1 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 18000 + 1,65 \cdot 0,12 \cdot 147376 - 5758,1 = 34654,3$$

тис.грн.;

$$П_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 76799 - 2027,2 = 13179 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = \frac{34654,3/(1 + 0.16) + 13179/(1 + 0.16)^2}{236479,659/(1 + 0.16) + 107955,638/(1 + 0.16)^2} = 0,139$$

З результатів розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту розвитку ЕМ, що підтверджується достатньо високою рентабельністю капітальних затрат (оскільки E_a більша за банківський відсоток по довгостроковим вкладам).

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,139 = 7,2 \text{ року.}$$

ВИСНОВКИ

В цій магістерській роботі було спроектовано електричну мережу 110/35 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №302, 303 та 304) та СЕС(вузол №301). Було задано, що до пунктів 302, 303, 304 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, а до 301 під'єднані споживачі 2 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових лініях від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для нової вузлової підстанції (вузол 304) було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначено математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на базі яких була вибрана краща схема типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для діючих підстанцій Турбів та Оленівка (вузли 2,7) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, було вибрано схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 301, 302 та 303 було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів ”.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та

визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги. Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроектвана мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,9 МВт при сумарній активній потужності генерації 103,7 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 344435,3 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E < E_a'$, та швидкий термін окупності 7,2 роки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи: підручн. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.
4. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
5. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделивання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 · с.
9. F. Hinz and D. Moest, "Techno-economic Evaluation of 110 kV Grid Reactive Power Support for the Transmission Grid," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, 2018.
10. W. Becker, M. Hable, M. Malsch, T. Stieger, and F. Sommerwerk, "Reactive power management by distribution system operators concept and experience," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, №1, pp. 2509-2512, 2017.
11. R. Moreira, G. Strbac, P. Papadopoulos, and A. Laguna, "Business case in support for reactive power services from distributed energy storage," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1609-1613, Oct. 2017.

12. A. Zecchino, M. Marinelli, C. Træholt, and M. Korpås, "Guidelines for distribution system operators on reactive power provision by electric vehicles in low-voltage grids," *CIREC-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1787-1791, Oct. 2017.
13. M. Tarafdar Hagh, M. Jadidbonab, and M. Jedari, "Control strategy for reactive power and harmonic compensation of three-phase grid-connected photovoltaic system," *CIREC - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 559-563, Oct. 2017
14. A. Samir, M. Taha, M. M. Sayed, and A. Ibrahim, "Efficient PV-grid system integration with PV-voltage-source converter reactive power support," *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 2, pp. 130-137, Feb. 2018
15. L. De Alvaro Garcia, F. Beaune, M. Pitard, and L. Karsenti, "Cost-benefit analysis of MV reactive power management and active power curtailment," *CIREC - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1660-1663, Oct. 2017.
16. L. Wautier, F. Beaune, J. Fournel, and L. Karsenti, "Using LV distributed generation's reactive power for voltage regulation," *CIREC - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 2037-2040, Oct. 2017.
17. S. S. Alkaabi, H. H. Zeineldin, and V. Khadkikar, "Short-Term Reactive Power Planning to Minimize Cost of Energy Losses Considering PV Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, Oct. 2018.
18. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі (діючий), Київ, Україні: Коопосвіта, 1997
20. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
19. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною електричною системою України / СОУ НЕК ХХ.ХХХ:2017. Київ, 2017

20. M. Mohsen and H. Siahkali, "Multi-objective optimization of reactive power dispatch in power systems via SPMGSO algorithm," in *Proceedings of the 2017 Smart Grid Conference*, Tehran, Iran, 2017, pp. 1-9

21. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

22. Правила безпечної експлуатації електроустановок / Державний Комітет України по нагляду за охороною праці. К.: 1998. 132 с.

23. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

24. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

25. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.

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

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричних мереж з реконструкцією трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

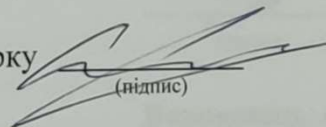
ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність 81% Схожість 19%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

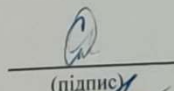
Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневецький С.Я.
(прізвище, ініціали)

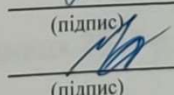
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Сломінська Л.М.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Комар В.О.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

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

(підпис)

" 20 " 06 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**Розвиток електричних мереж з реконструкцією
трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ**

08-21.МКР.019.00.007 ТЗ

Керівник проекту: д.т.н., професор,
зав. каф. ЕСС

Комар В. О.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. ЕСМ-21м3

Сломінська Л. К.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що сучасний стан енергетичної галузі України характеризується значним зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей, обмеженістю пропускної здатності ліній електропередачі електромереж. Разом з тим у Вінницькій області спостерігається зміна структури та обсягів споживання електричної енергії та розвиток відновлюваних джерел електроенергії. Виходячи з цього постає необхідність впровадження заходів з реконструкції та розвитку електричних мереж 110/35 кВ шляхом заміни основного обладнання.

б) наказ ректора ВНТУ № 68 від 20 березня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – приєднання нових споживачів електроенергії, підвищення ефективності транспортування електричної енергії мережами 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» та забезпечення належної якості електропостачання споживачів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи розвитку розподільних електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго», що забезпечить виконання основних вимог щодо надійності електропостачання, якості електроенергії та економічності її транспортування.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 · с.

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

4. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Для приєднання нових споживачів та забезпечення якості й ефективності їх електропостачання спроектувати розвиток електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 4 підстанції 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва («Південномаш», «РЗВА», «АВВ», «Siemens» та ін.);

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по

трансформаторних підстанціях;

– показники технологічності: розвиток електричної мережі, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися згідно вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

– живлення об'єкта проектування: виконується від шин 110 кВ підстанцій Остропіль 110, Стара Синява 110.

– умови експлуатації об'єкта, що проектується: район по ожеледі – 3, нормативна стінка ожеледі – 15 мм, район по вітру – 3, середньорічна температура +6°C, максимальна температура +32°C, ступінь забрудненості – 2.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок щодо доцільності реалізації розробленого проекту електропостачання нових споживачів.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.03.23	28.03.23	формування технічного завдання
2	Реконструкція ПС	29.03.23	07.04.23	розділ ПЗ
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.04.23	24.04.23	розділ ПЗ
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.04.23	01.05.23	розділ ПЗ
5	Техніко-економічна частина	02.04.23	07.05.23	розділ ПЗ
6	Оформлення пояснювальної записки	08.05.23	12.05.23	пояснювальна записка
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.05.23	19.05.23	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

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, 2021 р.

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

Відсутні.

11. Вихідні дані для розроблення МКР

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:70000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б.1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Б.2.

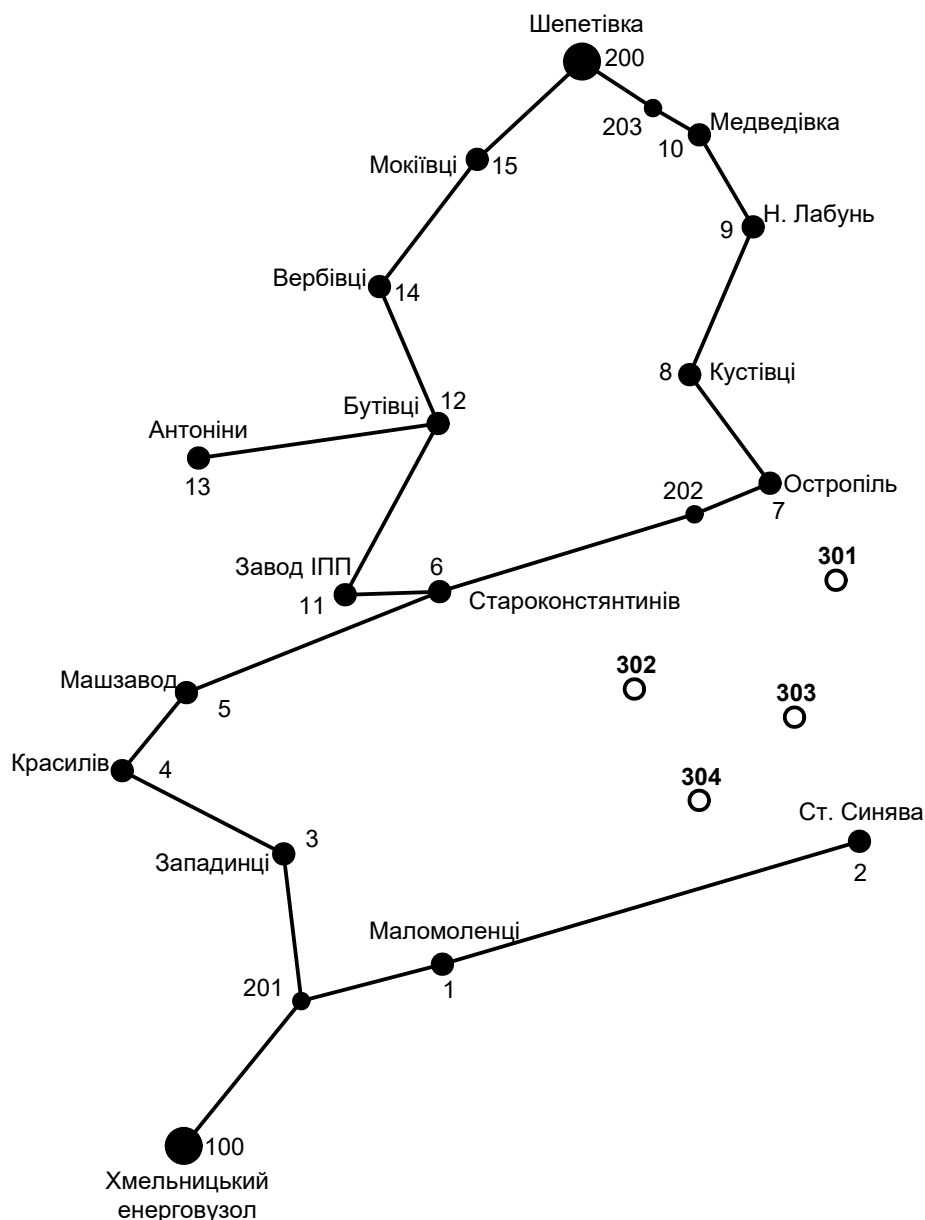
Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 37 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік. Таблиця А.1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

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

Пункти	СЕС 1 (301)	Нова 2 (302)	Нова 3 (303)	Нова 4 (304)
Навантаження, МВт	-15,0	12,4	11,7	12,1
cos φ	1,00	0,88	0,9	0,9
Категорія споживачів	II	I	I	I

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Макс. навантаж., %	95	90	90	90	90	92	95	96	97	100



Масштаб : 1:70000.

Рисунок Б.1 – Топографічна схема існуючої електричної мережі

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжин а лінії, км	Марка провод у
100	201	Хмельницький – 201	19,03	АС-120
201	1	201 – Маломоленці	13,38	АС-150
1	2	Маломоленці – Стара Синява	41	АС-150
201	3	201 – Западинці	12,1	АС-120
3	4	Западинці – Красилів	18,4	АС-120
4	5	Красилів – Машзавод	27,1	АС-120
5	6	Машзавод – Староконстантинів	24,6	АС-120

6	202	Староконстянтинів – 202	26,7	АС-120
202	7	202 – Остропіль	6,3	АС-150
7	8	Остропіль – Кустівці	24,5	АС-150
8	9	Кустівці – Н. Лабунь	10,3	АС-150
9	10	Н. Лабунь – Медведівка	15,9	АС-150
200	203	Шепетівка – 203	14,2	АС-150
203	10	203 – Медведівка	2,0	2×АС-150
6	11	Староконстянтинів – Завод ІПП	5,8	АС-120
11	12	Завод ІПП – Бутівці	15,8	АС-120
12	13	Бутівці – Антоніни	17,7	АС-120
12	14	Бутівці – Вербівці	10,1	АС-120
14	15	Вербівці – Мокіївці	12,6	АС-120
200	15	Шепетівка – Мокіївці	15,2	АС-120

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_N , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Хмельницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Шепетівка	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Маломоленці	0,87	3,1 + j1,76	ТМН-6300/110/10	1
2	Стара Синява	0,9	4,5 + j2,18	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Западинці	0,88	3,1 + j1,67	ТМН-6300/110/10	1
4	Красилів	0,88	8,0 + j4,32	ТДН-10000/110/10	2
5	Машзавод	0,89	4,8 + j2,46	ТМН-6300/110/10 ТДН-16000/110/10	2
6	Староконстянтинів	0,86	8,2 + j4,87	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
7	Остропіль	0,87	2,7 + j1,53	ТМТН-6300/110/35/10	1
8	Кустівці	0,88	5,3 + j2,86	ТДТН-10000/110/35/10	1
9	Н. Лабунь	0,89	3,3 + j1,69	ТМН-6300/110/10	1
10	Медведівка	0,86	3,1 + j1,84	ТМН-6300/110/10	1
11	Завод ІПП	0,88	6,2 + j3,35	ТДН-10000/110/10	2
12	Бутівці	0,87	2,7 + j1,53	ТМН-6300/110/10	1
13	Антоніни	0,9	5,1 + j2,47	ТМТН-6300/110/35/10	2
14	Вербівці	0,85	2,7 + j1,67	ТМТН-6300/110/35/10	1
15	Мокіївці	0,89	3,1 + j1,59	ТМН-6300/110/10	1

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 94.528 МВт / 829.429 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 92.840 МВт / 813.278 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.907 МВт / 8.992 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.907 МВт / 8.992 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.503 МВт / 4.405 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.278 МВт / 2.754 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.781 МВт / 7.159 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.688 МВт / 16.151 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-24.291	-11.171	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.196	-0.54
1	Маломоленці	0.000	0.000	112.850	-0.68
2	Ст. Синява	0.000	0.000	112.197	-0.93
3	Западинці	0.000	0.000	112.386	-0.77
4	Красилів	0.000	0.000	111.393	-1.04
5	Машзавод	0.000	0.000	110.881	-1.20
6	Староконстянтині	0.000	0.000	110.882	-1.19
202	202	0.000	0.000	111.517	-1.07
7	Остропіль	0.000	0.000	111.638	-1.04
8	Кустівці	0.000	0.000	112.355	-0.82
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	112.873	-0.66
10	Медведівка	0.000	0.000	113.862	-0.36
203	203	0.000	0.000	113.936	-0.33
200	Шепетівка	-44.498	-23.691	115.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	110.960	-1.15
12	Бутівці	0.000	0.000	111.614	-0.95
13	Антоніни	0.000	0.000	111.209	-1.05
14	Вербівці	0.000	0.000	112.369	-0.73
15	Мокіївці	0.000	0.000	113.473	-0.42
1110		3.150	1.790	10.390	-3.81
2110		0.000	0.000	108.684	-3.93
235		0.000	0.000	36.386	-3.93
210		4.570	2.210	10.205	-5.74
310		3.150	1.700	10.362	-3.92
61101		0.000	0.000	108.440	-3.08
6351		0.000	0.000	36.274	-3.06
6101		8.320	4.940	10.302	-3.47
61102		0.000	0.000	107.903	-3.53
6352		0.000	0.000	36.274	-3.06
6102		0.000	0.000	10.303	-3.48
7110		0.000	0.000	107.786	-3.92
735		0.000	0.000	36.085	-3.92
710		2.740	1.550	10.099	-5.67
8110		0.000	0.000	107.675	-4.38
835		0.000	0.000	36.048	-4.38
810		5.380	2.900	10.047	-6.55
9110		3.350	1.720	10.401	-3.99
10110		3.150	1.870	10.475	-3.42
12110		2.740	1.550	10.325	-3.72
131101		0.000	0.000	108.052	-3.79
13351		0.000	0.000	36.174	-3.79
13101		5.180	2.510	10.162	-5.43
131102		0.000	0.000	108.052	-3.79
13352		0.000	0.000	36.174	-3.79
13102		0.000	0.000	10.162	-5.44
14110		0.000	0.000	108.211	-3.58
1435		0.000	0.000	36.227	-3.58
1410		2.740	1.700	10.122	-5.30

15110	3.150	1.610	10.488	-3.51
4101	8.120	4.390	10.346	-3.65
4102	0.000	0.000	10.347	-3.65
5101	4.870	2.500	10.451	-2.59
5102	0.000	0.000	10.452	-2.60
11101	6.290	3.400	10.377	-3.17
11102	0.000	0.000	10.377	-3.17

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	131101	2.601	1.516	2.595	1.350	0.006	0.165	0.016	3.375
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.601	1.516	2.595	1.350	0.006	0.165	0.016	3.375
131102	13102	2.595	1.349	2.589	1.253	0.006	0.096	0.016	2.045
13102	13101	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.163	0.000
131101	13101	2.594	1.352	2.588	1.255	0.006	0.096	0.016	2.048
100	201	24.291	11.171	24.013	10.769	0.277	0.401	0.134	1.809
201	3	16.194	8.201	16.110	8.080	0.084	0.121	0.092	0.815
5	6	-0.239	0.153	-0.239	0.153	0.000	0.000	-0.001	-0.002
6	11	-3.926	-1.110	-3.928	-1.113	0.002	0.003	-0.021	-0.080
11	12	-10.259	-4.638	-10.303	-4.702	0.044	0.063	-0.058	-0.661
12	14	-18.306	-8.672	-18.396	-8.802	0.090	0.130	-0.105	-0.762
14	15	-21.163	-10.519	-21.314	-10.737	0.150	0.217	-0.121	-1.110
15	200	-24.488	-12.161	-24.726	-12.507	0.237	0.344	-0.139	-1.530
11	11101	3.151	1.851	3.142	1.700	0.008	0.150	0.019	2.612
11101	11102	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.198	-0.000
11	11102	3.152	1.848	3.144	1.698	0.008	0.150	0.019	2.609
61102	6352	-1.828	-0.798	-1.829	-0.817	0.001	0.018	-0.011	-0.498
6352	6351	-1.829	-0.817	-1.829	-0.817	0.000	0.000	-0.032	-0.000
61101	6351	1.831	0.817	1.829	0.817	0.002	0.000	0.011	0.087
61101	6101	1.027	0.892	1.026	0.879	0.001	0.013	0.007	0.769
6101	6102	-7.289	-4.058	-7.289	-4.058	0.000	0.000	-0.467	-0.001
61102	6102	7.305	4.058	7.289	4.058	0.016	0.000	0.045	0.177
6	61102	5.487	3.577	5.477	3.259	0.009	0.316	0.034	3.160
6	61101	2.863	1.843	2.858	1.709	0.005	0.134	0.018	2.575
3	4	12.935	6.592	12.852	6.472	0.083	0.120	0.074	1.002
4	5	4.681	2.154	4.665	2.131	0.016	0.023	0.027	0.518
6	202	-4.708	-3.495	-4.729	-3.524	0.020	0.029	-0.030	-0.640
202	7	-4.729	-2.971	-4.732	-2.977	0.003	0.006	-0.029	-0.122
7	8	-7.498	-4.388	-7.530	-4.445	0.031	0.057	-0.045	-0.724
8	9	-12.962	-7.617	-13.001	-7.688	0.039	0.071	-0.077	-0.522
9	10	-16.377	-9.281	-16.469	-9.451	0.093	0.169	-0.096	-0.994
10	203	-19.645	-11.280	-19.653	-11.295	0.008	0.015	-0.115	-0.075
203	200	-19.653	-10.966	-19.772	-11.184	0.118	0.217	-0.114	-1.066
5	5102	3.491	1.920	3.486	1.807	0.006	0.112	0.021	1.697
5102	5101	3.486	1.807	3.485	1.807	0.000	0.000	0.217	0.000
5	5101	1.384	0.735	1.381	0.691	0.003	0.044	0.008	1.701
4	4101	4.071	2.448	4.057	2.195	0.014	0.252	0.025	3.423
4101	4102	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.257	-0.000
4	4102	4.072	2.445	4.058	2.192	0.014	0.252	0.025	3.419
1	2	4.628	2.157	4.611	2.125	0.018	0.032	0.026	0.660
7	7110	2.754	1.866	2.746	1.666	0.008	0.200	0.017	4.086
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	2.746	1.666	2.738	1.549	0.008	0.116	0.017	2.464
2	2110	4.591	2.717	4.579	2.396	0.012	0.320	0.027	3.754
8	8110	5.412	3.659	5.395	3.178	0.018	0.479	0.034	4.983
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.395	3.178	5.377	2.898	0.018	0.279	0.034	3.003
2110	235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	1	7.819	3.338	7.803	3.309	0.016	0.029	0.043	0.348
10	10110	3.164	2.115	3.148	1.869	0.016	0.245	0.019	4.541
2110	210	4.579	2.396	4.567	2.209	0.012	0.186	0.027	2.272
1	1110	3.164	2.034	3.148	1.789	0.016	0.244	0.019	4.457
9	9110	3.365	1.983	3.348	1.719	0.017	0.263	0.020	4.385
14110	1435	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	12110	2.751	1.736	2.738	1.549	0.012	0.187	0.017	3.879
12	13	5.242	2.899	5.228	2.879	0.014	0.020	0.031	0.408
14	14110	2.754	2.030	2.746	1.821	0.008	0.209	0.018	4.360
15	15110	3.163	1.838	3.148	1.609	0.015	0.228	0.019	4.025
14110	1410	2.746	1.821	2.738	1.699	0.008	0.121	0.018	2.623
3	310	3.164	1.939	3.148	1.699	0.016	0.240	0.019	4.299

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.874 МВт / 949.410 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.650 МВт / 907.974 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.253 МВт / 32.252 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.253 МВт / 32.252 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.384 МВт / 3.362 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.587 МВт / 5.822 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.971 МВт / 9.184 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.224 МВт / 41.436 млн.кВт*г (4.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-37.398	-22.863	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	111.857	-0.72
1	Маломоленці	0.000	0.000	110.737	-1.02
2	Ст. Синява	0.000	0.000	107.740	-1.81
3	Западинці	0.000	0.000	110.987	-0.94
4	Красилів	0.000	0.000	109.908	-1.21
5	Машзавод	0.000	0.000	109.284	-1.35
6	Старокопчантині	0.000	0.000	109.192	-1.32
202	202	0.000	0.000	109.010	-1.24
7	Остропіль	0.000	0.000	108.955	-1.23
8	Кустівці	0.000	0.000	110.653	-0.93
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	111.590	-0.75
10	Медведівка	0.000	0.000	113.227	-0.39
203	203	0.000	0.000	113.342	-0.37
200	Шепетівка	-55.438	-37.773	115.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	109.430	-1.27
12	Бутівці	0.000	0.000	110.527	-1.03
13	Антоніни	0.000	0.000	110.118	-1.14
14	Вербівці	0.000	0.000	111.570	-0.79
15	Мокіївці	0.000	0.000	113.036	-0.45
1110		3.150	1.790	10.179	-4.27
2110		0.000	0.000	104.032	-5.07
235		0.000	0.000	34.828	-5.07
210		4.570	2.210	9.750	-7.05
310		3.150	1.700	10.222	-4.17
61101		0.000	0.000	106.707	-3.27
6351		0.000	0.000	35.693	-3.25
6101		8.320	4.940	10.136	-3.68
61102		0.000	0.000	106.161	-3.74
6352		0.000	0.000	35.693	-3.25
6102		0.000	0.000	10.136	-3.68
7110		0.000	0.000	104.979	-4.26
735		0.000	0.000	35.145	-4.26
710		2.740	1.550	9.824	-6.10
8110		0.000	0.000	105.873	-4.61
835		0.000	0.000	35.444	-4.61
810		5.380	2.900	9.870	-6.86
9110		3.350	1.720	10.273	-4.16
10110		3.150	1.870	10.411	-3.50
12110		2.740	1.550	10.217	-3.85
131101		0.000	0.000	106.920	-3.93
13351		0.000	0.000	35.795	-3.93
13101		5.180	2.510	10.052	-5.61
131102		0.000	0.000	106.920	-3.93
13352		0.000	0.000	35.795	-3.93
13102		0.000	0.000	10.052	-5.61
14110		0.000	0.000	107.373	-3.68

1435	0.000	0.000	35.947	-3.68
1410	2.740	1.700	10.040	-5.43
15110	3.150	1.610	10.444	-3.57
4101	8.120	4.390	10.199	-3.88
4102	0.000	0.000	10.200	-3.88
5101	4.870	2.500	10.296	-2.79
5102	0.000	0.000	10.296	-2.79
11101	6.290	3.400	10.227	-3.35
11102	0.000	0.000	10.227	-3.35
301	0.000	0.000	108.346	-1.33
303	0.000	0.000	107.418	-1.82
304	0.000	0.000	107.030	-2.05
302	0.000	0.000	106.686	-2.13
301101	-15.000	0.000	10.373	3.76
301102	0.000	0.000	10.373	3.76
302101	12.590	6.790	9.681	-6.63
302102	0.000	0.000	9.682	-6.63
303101	11.880	5.750	9.833	-5.98
303102	0.000	0.000	9.834	-5.99
304101	12.280	5.950	9.777	-6.40
304102	0.000	0.000	9.777	-6.40

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	131101	2.601	1.522	2.595	1.353	0.006	0.168	0.016	3.428
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.601	1.522	2.595	1.353	0.006	0.168	0.016	3.428
131102	13102	2.595	1.351	2.589	1.253	0.006	0.098	0.016	2.076
13102	13101	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.165	0.000
131101	13101	2.594	1.354	2.588	1.255	0.006	0.098	0.016	2.079
100	201	37.398	22.863	36.651	21.781	0.744	1.077	0.220	3.152
201	1	20.181	13.348	20.050	13.107	0.131	0.240	0.125	1.128
1	2	16.875	11.912	16.575	11.364	0.299	0.546	0.108	3.033
2	304	11.963	9.396	11.924	9.284	0.040	0.111	0.081	0.724
304	303	-13.159	-5.335	-13.185	-5.408	0.026	0.072	-0.076	-0.402
303	301	-25.148	-12.075	-25.261	-12.394	0.113	0.317	-0.150	-0.953
301	7	-10.372	-13.508	-10.405	-13.603	0.034	0.094	-0.091	-0.614
7	202	0.123	-2.513	0.122	-2.515	0.001	0.001	0.013	-0.054
12	14	-22.717	-13.467	-22.872	-13.693	0.155	0.225	-0.138	-1.051
14	15	-25.640	-15.420	-25.885	-15.774	0.244	0.353	-0.155	-1.473
15	200	-29.059	-17.204	-29.425	-17.734	0.365	0.529	-0.172	-1.968
11	11101	3.151	1.855	3.142	1.700	0.009	0.155	0.019	2.662
11101	11102	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.201	-0.000
11	11102	3.152	1.853	3.144	1.698	0.009	0.155	0.019	2.659
6	61101	2.863	1.848	2.858	1.710	0.005	0.138	0.018	2.630
61101	6351	1.831	0.817	1.829	0.817	0.002	0.000	0.011	0.088
6351	6352	1.829	0.817	1.829	0.817	0.000	0.000	0.032	0.000
61102	6352	-1.828	-0.798	-1.829	-0.817	0.001	0.019	-0.011	-0.509
6	61102	5.487	3.587	5.478	3.259	0.010	0.327	0.035	3.228
61102	6102	7.306	4.058	7.289	4.058	0.017	0.000	0.045	0.180
6102	6101	7.289	4.058	7.289	4.058	0.000	0.000	0.474	0.001
61101	6101	1.027	0.893	1.026	0.879	0.001	0.013	0.007	0.785
5	5101	1.384	0.736	1.381	0.691	0.003	0.045	0.008	1.735
5101	5102	-3.485	-1.807	-3.486	-1.807	0.000	0.000	-0.220	-0.000
5	5102	3.491	1.923	3.486	1.807	0.006	0.115	0.021	1.732
4	4101	4.071	2.455	4.057	2.195	0.014	0.259	0.025	3.492
4101	4102	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.261	-0.000
4	4102	4.073	2.452	4.058	2.192	0.014	0.259	0.025	3.488
202	6	0.122	-1.986	0.120	-1.989	0.002	0.003	0.011	-0.179
6	5	-0.013	-1.031	-0.013	-1.032	0.001	0.001	0.005	-0.090
5	4	-4.917	-3.034	-4.937	-3.064	0.020	0.030	-0.030	-0.630
4	3	-13.109	-7.412	-13.202	-7.547	0.093	0.135	-0.079	-1.089
3	201	-16.377	-9.052	-16.470	-9.186	0.093	0.134	-0.097	-0.875
7	8	-13.295	-12.365	-13.438	-12.627	0.142	0.260	-0.096	-1.708
8	9	-18.871	-15.841	-18.978	-16.037	0.107	0.195	-0.128	-0.942
9	10	-22.355	-17.645	-22.572	-18.043	0.217	0.396	-0.147	-1.644
10	203	-25.748	-19.878	-25.765	-19.910	0.017	0.032	-0.166	-0.116
203	200	-25.765	-19.585	-26.013	-20.039	0.247	0.452	-0.165	-1.660
301	301101	-7.459	0.661	-7.495	-0.003	0.037	0.661	-0.040	0.096
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.416	0.001
301	301102	-7.458	0.667	-7.495	0.003	0.037	0.661	-0.040	0.103
303	303101	5.967	3.447	5.935	2.876	0.031	0.570	0.037	5.120
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.387	-0.001
303	303102	5.969	3.443	5.938	2.871	0.031	0.569	0.037	5.114
304	304101	6.169	3.594	6.135	2.976	0.034	0.616	0.038	5.382

304101	304102	-6.137	-2.971	-6.138	-2.971	0.000	0.000	-0.402	-0.001
304	304102	6.172	3.589	6.138	2.971	0.034	0.616	0.038	5.376
302	302102	6.331	4.083	6.293	3.390	0.038	0.690	0.041	6.065
302102	302101	6.293	3.390	6.292	3.390	0.000	0.000	0.426	0.001
302	302101	6.328	4.088	6.290	3.395	0.038	0.690	0.041	6.071
10	10110	3.165	2.118	3.148	1.869	0.017	0.248	0.019	4.577
9	9110	3.366	1.990	3.348	1.719	0.018	0.270	0.020	4.458
8	8110	5.414	3.686	5.395	3.188	0.018	0.496	0.034	5.108
8110	835	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.395	3.188	5.377	2.898	0.018	0.289	0.034	3.077
14110	1435	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	13	5.242	2.914	5.228	2.894	0.014	0.020	0.031	0.413
3	310	3.164	1.946	3.148	1.699	0.016	0.246	0.019	4.384
14110	1410	2.746	1.823	2.738	1.699	0.008	0.123	0.018	2.651
7	7110	2.755	1.884	2.746	1.672	0.008	0.211	0.018	4.242
7110	710	2.746	1.672	2.738	1.549	0.008	0.123	0.018	2.557
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	11	-8.262	-5.753	-8.276	-5.772	0.013	0.019	-0.053	-0.240
11	12	-14.607	-9.310	-14.714	-9.465	0.107	0.154	-0.091	-1.106
304	302	12.715	8.041	12.686	7.998	0.030	0.043	0.081	0.349
12	12110	2.751	1.740	2.738	1.549	0.013	0.191	0.017	3.932
15	15110	3.163	1.840	3.148	1.609	0.015	0.230	0.019	4.048
14	14110	2.755	2.035	2.746	1.823	0.008	0.212	0.018	4.407
2	2110	4.593	2.766	4.580	2.413	0.013	0.351	0.029	4.063
2110	235	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2110	210	4.580	2.413	4.567	2.209	0.013	0.204	0.029	2.455
1	1110	3.165	2.044	3.148	1.789	0.017	0.254	0.020	4.598

ДОДАТОК Д

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.: 36.988 МВт / 324.404 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 36.270 МВт / 317.725 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.206 МВт / 2.041 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.206 МВт / 2.041 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.380 МВт / 3.327 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.132 МВт / 1.310 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.512 МВт / 4.638 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.718 МВт / 6.679 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-9.100	-4.147	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	109.295	-0.22
1	Маломоленці	0.000	0.000	109.059	-0.29
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.400	-0.40
3	Западинці	0.000	0.000	109.059	-0.30
4	Красилів	0.000	0.000	108.764	-0.39
5	Машзавод	0.000	0.000	108.625	-0.41
6	Староконстянтині	0.000	0.000	108.627	-0.35
202	202	0.000	0.000	108.777	-0.16
7	Остропіль	0.000	0.000	108.790	-0.12
8	Кустівці	0.000	0.000	109.094	-0.15
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	109.283	-0.14
10	Медведівка	0.000	0.000	109.626	-0.08
203	203	0.000	0.000	109.651	-0.08
200	Шепетівка	-12.876	-7.750	110.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	108.661	-0.35
12	Бутівці	0.000	0.000	108.903	-0.32
13	Антоніни	0.000	0.000	108.771	-0.36
14	Вербівці	0.000	0.000	109.154	-0.25
15	Мокіївці	0.000	0.000	109.513	-0.15
1110		1.100	0.630	10.291	-1.43
2110		0.000	0.000	107.250	-1.50
235		0.000	0.000	35.906	-1.50
210		1.600	0.770	10.193	-2.14
310		1.100	0.590	10.299	-1.44
61101		0.000	0.000	107.789	-1.03
6351		0.000	0.000	36.076	-1.02
6101		2.910	1.730	10.285	-1.17
61102		0.000	0.000	107.602	-1.19
6352		0.000	0.000	36.076	-1.02
6102		0.000	0.000	10.286	-1.17
7110		0.000	0.000	107.533	-1.16
735		0.000	0.000	36.000	-1.16
710		0.960	0.540	10.214	-1.76
8110		0.000	0.000	107.582	-1.43
835		0.000	0.000	36.017	-1.43
810		1.880	1.020	10.205	-2.18
9110		1.170	0.600	10.318	-1.35
10110		1.100	0.650	10.342	-1.21
12110		0.960	0.540	10.296	-1.31
131101		0.000	0.000	107.737	-1.34
13351		0.000	0.000	36.068	-1.34
13101		1.810	0.880	10.246	-1.91
131102		0.000	0.000	107.737	-1.34
13352		0.000	0.000	36.068	-1.34
13102		0.000	0.000	10.246	-1.91
14110		0.000	0.000	107.794	-1.28
1435		0.000	0.000	36.088	-1.28

1410		0.960	0.590	10.233	-1.88
15110		1.100	0.560	10.349	-1.28
4101		2.840	1.530	10.298	-1.32
4102		0.000	0.000	10.298	-1.32
5101		1.710	0.870	10.336	-0.91
5102		0.000	0.000	10.336	-0.91
11101		2.200	1.190	10.312	-1.08
11102		0.000	0.000	10.312	-1.08
301		0.000	0.000	108.683	-0.03
303		0.000	0.000	108.370	-0.27
304		0.000	0.000	108.227	-0.41
302		0.000	0.000	108.117	-0.44
301101		-15.000	0.000	10.406	5.03
301102		0.000	0.000	10.405	5.03
302101		4.410	2.380	10.174	-1.92
302102		0.000	0.000	10.174	-1.92
303101		4.160	2.010	10.223	-1.66
303102		0.000	0.000	10.223	-1.66
304101		4.300	2.080	10.204	-1.85
304102		0.000	0.000	10.204	-1.85

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rp, МВт	Qp, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	131101	0.906	0.471	0.905	0.451	0.001	0.020	0.005	1.062
131101	13351	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	0.906	0.471	0.905	0.451	0.001	0.020	0.005	1.062
131102	13102	0.905	0.451	0.905	0.439	0.001	0.012	0.005	0.647
13102	13101	0.905	0.439	0.905	0.439	0.000	0.000	0.057	0.000
131101	13101	0.905	0.452	0.904	0.440	0.001	0.012	0.005	0.648
100	201	9.100	4.147	9.058	4.086	0.042	0.061	0.052	0.706
201	1	4.159	2.743	4.153	2.732	0.006	0.011	0.026	0.236
1	2	3.042	2.895	3.030	2.872	0.013	0.023	0.022	0.660
2	304	1.409	2.847	1.407	2.843	0.002	0.005	0.017	0.173
304	303	-7.371	-1.115	-7.378	-1.135	0.007	0.020	-0.040	-0.145
303	301	-11.569	-3.047	-11.590	-3.104	0.020	0.057	-0.064	-0.314
301	7	3.300	-4.209	3.297	-4.218	0.003	0.009	0.028	-0.107
7	202	3.226	-1.175	3.225	-1.178	0.001	0.002	0.018	0.013
12	14	-5.615	-3.048	-5.624	-3.062	0.009	0.014	-0.034	-0.252
14	15	-6.598	-3.395	-6.614	-3.418	0.016	0.023	-0.039	-0.360
15	200	-7.725	-3.621	-7.750	-3.657	0.025	0.036	-0.045	-0.487
11	11101	1.100	0.614	1.099	0.595	0.001	0.019	0.007	0.871
11101	11102	-1.100	-0.594	-1.100	-0.594	0.000	0.000	-0.070	-0.000
11	11102	1.101	0.613	1.100	0.594	0.001	0.019	0.007	0.870
6	61101	0.999	0.608	0.998	0.591	0.001	0.016	0.006	0.852
61101	6351	0.639	0.282	0.639	0.282	0.000	0.000	0.004	0.031
6351	6352	0.639	0.282	0.639	0.282	0.000	0.000	0.011	0.000
61102	6352	-0.639	-0.280	-0.639	-0.282	0.000	0.002	-0.004	-0.162
6	61102	1.914	1.180	1.913	1.141	0.001	0.039	0.012	1.046
61102	6102	2.551	1.421	2.549	1.421	0.002	0.000	0.016	0.064
6102	6101	2.549	1.421	2.549	1.421	0.000	0.000	0.164	0.000
61101	6101	0.359	0.309	0.359	0.308	0.000	0.002	0.003	0.260
5	5101	0.485	0.246	0.485	0.240	0.000	0.006	0.003	0.572
5101	5102	-1.224	-0.629	-1.224	-0.629	0.000	0.000	-0.077	-0.000
5	5102	1.225	0.643	1.224	0.629	0.001	0.014	0.007	0.570
4	4101	1.421	0.796	1.419	0.765	0.002	0.031	0.009	1.129
4101	4102	-1.419	-0.764	-1.419	-0.764	0.000	0.000	-0.090	-0.000
4	4102	1.421	0.795	1.419	0.764	0.002	0.031	0.009	1.128
202	6	3.225	-0.651	3.219	-0.661	0.007	0.010	0.017	0.152
6	5	0.836	-0.561	0.835	-0.562	0.001	0.001	0.005	0.002
5	4	-0.902	-0.801	-0.903	-0.803	0.001	0.001	-0.006	-0.139
4	3	-3.772	-1.846	-3.780	-1.857	0.007	0.011	-0.022	-0.296
3	201	-4.891	-2.051	-4.899	-2.062	0.008	0.011	-0.028	-0.236
7	8	-0.903	-3.013	-0.908	-3.021	0.004	0.008	-0.017	-0.303
8	9	-2.809	-3.672	-2.813	-3.679	0.004	0.007	-0.024	-0.189
9	10	-3.995	-3.945	-4.003	-3.961	0.009	0.016	-0.030	-0.343
10	203	-5.115	-4.377	-5.115	-4.378	0.001	0.001	-0.035	-0.025
203	200	-5.115	-4.074	-5.126	-4.093	0.011	0.020	-0.034	-0.349
301	301101	-7.459	0.657	-7.495	-0.003	0.036	0.657	-0.040	0.308
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	0.000	0.000	0.000	0.415	0.001
301	301102	-7.458	0.662	-7.495	0.003	0.036	0.657	-0.040	0.316
303	303101	2.082	1.070	2.078	1.005	0.004	0.065	0.012	1.532
303101	303102	-2.079	-1.004	-2.079	-1.004	0.000	0.000	-0.130	-0.000
303	303102	2.083	1.068	2.079	1.004	0.004	0.065	0.012	1.529
304	304101	2.152	1.110	2.148	1.040	0.004	0.069	0.013	1.597
304101	304102	-2.149	-1.038	-2.149	-1.038	0.000	0.000	-0.135	-0.000

304	304102	2.153	1.108	2.149	1.038	0.004	0.069	0.013	1.594
302	302102	2.208	1.265	2.204	1.188	0.004	0.077	0.014	1.804
302102	302101	2.204	1.188	2.204	1.188	0.000	0.000	0.142	0.000
302	302101	2.207	1.267	2.203	1.190	0.004	0.077	0.014	1.806
10	10110	1.101	0.680	1.099	0.650	0.002	0.031	0.007	1.519
9	9110	1.171	0.632	1.169	0.600	0.002	0.033	0.007	1.439
8	8110	1.883	1.110	1.881	1.053	0.002	0.057	0.012	1.545
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	1.881	1.053	1.879	1.019	0.002	0.033	0.012	0.936
14110	1435	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	13	1.838	0.799	1.836	0.796	0.002	0.002	0.011	0.132
3	310	1.101	0.619	1.099	0.590	0.002	0.029	0.007	1.412
14110	1410	0.960	0.604	0.959	0.590	0.001	0.014	0.006	0.838
7	7110	0.961	0.578	0.960	0.554	0.001	0.024	0.006	1.279
7110	710	0.960	0.554	0.959	0.540	0.001	0.014	0.006	0.776
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	11	-0.573	-1.253	-0.574	-1.254	0.000	0.000	-0.007	-0.034
11	12	-2.802	-2.313	-2.806	-2.320	0.005	0.007	-0.019	-0.242
304	302	4.446	2.359	4.443	2.354	0.003	0.005	0.027	0.110
12	12110	0.961	0.563	0.959	0.540	0.002	0.023	0.006	1.279
15	15110	1.101	0.588	1.099	0.560	0.002	0.029	0.007	1.338
14	14110	0.961	0.629	0.960	0.604	0.001	0.025	0.006	1.386
2	2110	1.602	0.832	1.600	0.792	0.001	0.039	0.010	1.184
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2110	210	1.600	0.792	1.599	0.770	0.001	0.023	0.010	0.721
1	1110	1.101	0.660	1.099	0.630	0.002	0.030	0.007	1.494

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО
НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 109.962 МВт / 970.071 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.650 МВт / 907.974 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.341 МВт / 52.955 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 5.341 МВт / 52.955 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.419 МВт / 3.667 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.552 МВт / 5.475 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.971 МВт / 9.142 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.312 МВт / 62.097 млн.кВт*г (6.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-57.266	-36.087	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	116.363	-0.98
1	Маломоленці	0.000	0.000	113.878	-1.67
2	Ст. Синява	0.000	0.000	106.759	-3.79
3	Западинці	0.000	0.000	115.968	-1.08
4	Красилів	0.000	0.000	115.593	-1.17
5	Машзавод	0.000	0.000	115.947	-1.07
6	Староконстянтині	0.000	0.000	116.708	-0.82
202	202	0.000	0.000	117.939	-0.36
7	Остропіль	0.000	0.000	118.172	-0.24
8	Кустівці	0.000	0.000	118.735	-0.31
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	119.171	-0.28
10	Медведівка	0.000	0.000	120.017	-0.16
203	203	0.000	0.000	120.082	-0.15
200	Шепетівка	-37.667	-27.235	121.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	116.824	-0.82
12	Бутівці	0.000	0.000	117.556	-0.71
13	Антоніни	0.000	0.000	117.177	-0.80
14	Вербівці	0.000	0.000	118.338	-0.55
15	Мокіївці	0.000	0.000	119.463	-0.32
1110		3.150	1.790	10.492	-4.74
2110		0.000	0.000	103.004	-7.12
235		0.000	0.000	34.484	-7.12
210		4.570	2.210	9.650	-9.14
310		3.150	1.700	10.718	-4.04
61101		0.000	0.000	114.403	-2.53
6351		0.000	0.000	38.272	-2.51
6101		8.320	4.940	10.877	-2.88
61102		0.000	0.000	113.895	-2.93
6352		0.000	0.000	38.272	-2.51
6102		0.000	0.000	10.877	-2.89
7110		0.000	0.000	114.592	-2.81
735		0.000	0.000	38.364	-2.81
710		2.740	1.550	10.764	-4.35
8110		0.000	0.000	114.393	-3.48
835		0.000	0.000	38.297	-3.48
810		5.380	2.900	10.706	-5.40
9110		3.350	1.720	11.028	-3.25
10110		3.150	1.870	11.088	-2.91
12110		2.740	1.550	10.913	-3.19
131101		0.000	0.000	114.223	-3.26
13351		0.000	0.000	38.240	-3.26
13101		5.180	2.510	10.762	-4.73
131102		0.000	0.000	114.223	-3.26
13352		0.000	0.000	38.240	-3.26
13102		0.000	0.000	10.763	-4.73
14110		0.000	0.000	114.446	-3.11
1435		0.000	0.000	38.315	-3.11
1410		2.740	1.700	10.732	-4.64

15110		3.150	1.610	11.082	-3.10
4101		8.120	4.390	10.761	-3.58
4102		0.000	0.000	10.761	-3.58
5101		4.870	2.500	10.943	-2.34
5102		0.000	0.000	10.943	-2.34
11101		6.290	3.400	10.951	-2.64
11102		0.000	0.000	10.951	-2.64
301		0.000	0.000	118.307	-0.00
303		0.000	0.000	104.432	-4.84
304		0.000	0.000	104.876	-4.63
302		0.000	0.000	104.523	-4.71
301101		-15.000	0.000	11.331	4.26
301102		0.000	0.000	11.331	4.26
302101		12.590	6.790	9.461	-9.42
302102		0.000	0.000	9.462	-9.42
303101		11.880	5.750	9.532	-9.26
303102		0.000	0.000	9.532	-9.26
304101		12.280	5.950	9.559	-9.17
304102		0.000	0.000	9.560	-9.17

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
303	303101	5.969	3.484	5.935	2.876	0.033	0.606	0.038	5.704
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.399	-0.001
303	303102	5.971	3.479	5.938	2.871	0.033	0.606	0.038	5.698
302	302101	6.330	4.121	6.290	3.395	0.040	0.723	0.042	6.589
302101	302102	-6.292	-3.390	-6.293	-3.390	0.000	0.000	-0.435	-0.001
302	302102	6.333	4.116	6.293	3.390	0.040	0.723	0.042	6.583
304	304101	6.171	3.622	6.135	2.976	0.036	0.644	0.039	5.872
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.138	-2.971	0.000	0.000	-0.411	-0.001
304	304102	6.173	3.617	6.138	2.971	0.036	0.644	0.039	5.866
4	4101	4.070	2.429	4.057	2.195	0.013	0.233	0.024	3.286
4101	4102	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.247	-0.000
4	4102	4.071	2.426	4.058	2.192	0.013	0.233	0.024	3.282
5	5101	1.384	0.731	1.381	0.691	0.003	0.040	0.008	1.613
5101	5102	-3.485	-1.807	-3.486	-1.807	0.000	0.000	-0.207	-0.000
5	5102	3.491	1.910	3.486	1.807	0.005	0.102	0.020	1.610
6	61101	2.862	1.826	2.857	1.706	0.004	0.120	0.017	2.404
61101	6351	1.830	0.815	1.829	0.815	0.002	0.000	0.010	0.083
6351	6352	1.829	0.815	1.829	0.815	0.000	0.000	0.030	0.000
61102	6352	-1.828	-0.798	-1.829	-0.815	0.001	0.016	-0.010	-0.463
6	61102	5.484	3.544	5.476	3.259	0.008	0.284	0.032	2.950
61102	6102	7.304	4.058	7.289	4.058	0.015	0.000	0.042	0.169
6102	6101	7.289	4.058	7.289	4.058	0.000	0.000	0.442	0.001
61101	6101	1.027	0.891	1.026	0.879	0.001	0.012	0.007	0.722
301	301101	-7.465	0.553	-7.495	-0.003	0.031	0.554	-0.036	0.165
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.381	0.001
301	301102	-7.464	0.559	-7.495	0.003	0.031	0.554	-0.036	0.172
100	201	57.266	36.087	55.657	33.757	1.602	2.320	0.322	4.654
201	3	7.994	4.203	7.974	4.174	0.020	0.028	0.045	0.399
3	4	4.800	2.732	4.789	2.716	0.011	0.016	0.027	0.379
4	5	-3.383	-1.520	-3.390	-1.531	0.008	0.011	-0.018	-0.358
6	202	-13.636	-4.294	-13.745	-4.451	0.108	0.156	-0.071	-1.241
202	7	-13.745	-3.831	-13.764	-3.867	0.019	0.035	-0.070	-0.234
7	8	-1.656	-6.154	-1.671	-6.181	0.015	0.027	-0.031	-0.562
8	9	-7.101	-9.205	-7.122	-9.243	0.021	0.038	-0.056	-0.437
9	10	-10.497	-10.762	-10.550	-10.859	0.053	0.097	-0.073	-0.847
10	203	-13.725	-12.630	-13.730	-12.639	0.005	0.009	-0.090	-0.065
203	200	-13.730	-12.274	-13.801	-12.405	0.071	0.131	-0.088	-0.919
11	11101	3.150	1.836	3.142	1.700	0.007	0.135	0.018	2.442
11101	11102	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.188	-0.000
11	11102	3.151	1.833	3.144	1.698	0.007	0.135	0.018	2.439
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
131102	13102	2.594	1.339	2.589	1.253	0.006	0.085	0.015	1.897
13102	13101	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.154	0.000
131101	13101	2.594	1.341	2.588	1.255	0.006	0.085	0.015	1.899
13	131101	2.600	1.488	2.594	1.340	0.006	0.147	0.015	3.127
13	131102	2.600	1.488	2.594	1.340	0.006	0.147	0.015	3.127
5	6	-8.296	-3.432	-8.336	-3.490	0.040	0.057	-0.045	-0.769
6	11	-3.097	-3.834	-3.099	-3.838	0.003	0.004	-0.024	-0.116
11	12	-9.432	-7.313	-9.477	-7.377	0.044	0.064	-0.059	-0.735
12	14	-17.477	-11.179	-17.562	-11.302	0.085	0.123	-0.102	-0.785
14	15	-20.329	-12.949	-20.471	-13.153	0.141	0.204	-0.117	-1.129
15	200	-23.644	-14.509	-23.866	-14.829	0.221	0.319	-0.134	-1.539
304	303	11.991	7.024	11.965	6.952	0.026	0.072	0.076	0.474

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВИЛЬНИХ
ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.568 МВт / 390.980 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 44.060 МВт / 385.966 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.018 МВт / 0.162 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 2.922 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.313 МВт / 3.084 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.508 МВт / 5.014 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
302101		12.590	0.040	10.246	-6.76
302102		0.000	0.000	10.246	-6.76
302		0.000	0.000	107.909	-2.43
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
2110		0.000	0.000	104.976	-5.24
210		4.570	2.210	9.843	-7.18
235		0.000	0.000	35.144	-5.24
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.643	-2.03
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
304101		12.280	5.950	9.885	-6.55
304102		0.000	0.000	9.886	-6.56
303101		11.880	5.750	9.925	-6.13
303102		0.000	0.000	9.925	-6.13
301101		-15.000	0.000	10.443	3.49
301102		0.000	0.000	10.443	3.49
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
301		0.000	0.000	109.071	-1.52

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R _p , МВт	Q _p , МВАр	R _k , МВт	Q _k , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
302102	302101	6.291	0.018	6.291	0.018	0.000	0.000	0.354	0.001
302	302102	6.318	0.497	6.291	0.018	0.026	0.477	0.034	1.431
302	302101	6.318	0.502	6.291	0.022	0.026	0.477	0.034	1.437
304	302	12.683	0.851	12.662	0.821	0.021	0.030	0.068	0.204
2110	210	4.580	2.410	4.567	2.209	0.013	0.200	0.028	2.439
2110	235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2110	4.593	2.755	4.580	2.410	0.013	0.344	0.028	4.038
2	304	11.865	6.250	11.835	6.164	0.030	0.085	0.071	0.558
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.138	-2.971	0.000	0.000	-0.398	-0.001
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.383	-0.001
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.414	0.001
304	304102	6.171	3.575	6.138	2.971	0.033	0.602	0.038	5.337
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.976	0.033	0.602	0.038	5.343
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.085
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.876	0.031	0.559	0.037	5.091
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464

ДОДАТОК Ж

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

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.568 МВт / 390.980 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 44.060 МВт / 385.966 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.018 МВт / 0.162 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 2.922 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.313 МВт / 3.084 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.508 МВт / 5.014 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
302101		12.590	0.040	10.402	-6.76
302102		0.000	0.000	10.403	-6.76
302		0.000	0.000	107.909	-2.43
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
2110		0.000	0.000	104.976	-5.24
210		4.570	2.210	9.843	-7.18
235		0.000	0.000	35.144	-5.24
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.643	-2.03
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
304101		12.280	5.950	10.517	-6.55
304102		0.000	0.000	10.517	-6.56
303101		11.880	5.750	10.559	-6.13
303102		0.000	0.000	10.560	-6.13
301101		-15.000	0.000	10.602	3.49
301102		0.000	0.000	10.602	3.49
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
301		0.000	0.000	109.072	-1.52

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
302102	302101	6.291	0.018	6.291	0.018	0.000	0.000	0.349	0.001
302	302102	6.318	0.497	6.291	0.018	0.026	0.477	0.034	1.431
302	302101	6.318	0.502	6.291	0.022	0.026	0.477	0.034	1.437
304	302	12.683	0.851	12.662	0.821	0.021	0.030	0.068	0.204
2110	210	4.580	2.410	4.567	2.209	0.013	0.200	0.028	2.439
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2110	4.593	2.755	4.580	2.410	0.013	0.344	0.028	4.038
2	304	11.865	6.250	11.835	6.164	0.030	0.085	0.071	0.558
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.137	-2.971	0.000	0.000	-0.374	-0.001
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.360	-0.001
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.407	0.001
304	304102	6.171	3.576	6.137	2.971	0.033	0.602	0.038	5.338
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.975	0.033	0.602	0.038	5.343
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.086
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.875	0.031	0.559	0.037	5.091
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ З ВСТАНОВЛЕНИМИ БСК ТА
РЕГУЛЮВАННЯМ РПН

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.513 МВт / 945.830 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.650 МВт / 907.974 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.918 МВт / 28.929 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.918 МВт / 28.929 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.388 МВт / 3.395 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.558 МВт / 5.531 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.945 МВт / 8.926 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.863 МВт / 37.856 млн.кВт*г (4.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-37.134	-19.140	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	112.111	-0.79
1	Маломоленці	0.000	0.000	111.151	-1.13
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.643	-2.03
3	Западинці	0.000	0.000	111.258	-1.02
4	Красилів	0.000	0.000	110.202	-1.29
5	Машзавод	0.000	0.000	109.609	-1.44
6	Староконстянтині	0.000	0.000	109.544	-1.42
202	202	0.000	0.000	109.542	-1.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
8	Кустівці	0.000	0.000	111.015	-1.04
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	111.862	-0.82
10	Медведівка	0.000	0.000	113.361	-0.43
203	203	0.000	0.000	113.468	-0.40
200	Шепетівка	-55.340	-33.537	115.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	109.748	-1.36
12	Бутівці	0.000	0.000	110.752	-1.10
13	Антоніни	0.000	0.000	110.344	-1.20
14	Вербівці	0.000	0.000	111.735	-0.83
15	Мокіївці	0.000	0.000	113.126	-0.48
1110		3.150	1.790	10.220	-4.36
2110		0.000	0.000	104.976	-5.24
235		0.000	0.000	35.144	-5.24
210		4.570	2.210	9.843	-7.18
310		3.150	1.700	10.249	-4.23
61101		0.000	0.000	107.068	-3.36
6351		0.000	0.000	35.814	-3.34
6101		8.320	4.940	10.170	-3.76
61102		0.000	0.000	106.524	-3.82
6352		0.000	0.000	35.814	-3.34
6102		0.000	0.000	10.171	-3.77
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
8110		0.000	0.000	106.257	-4.69
835		0.000	0.000	35.573	-4.69
810		5.380	2.900	9.908	-6.92
9110		3.350	1.720	10.300	-4.22
10110		3.150	1.870	10.425	-3.53
12110		2.740	1.550	10.239	-3.91
131101		0.000	0.000	107.154	-3.98
13351		0.000	0.000	35.874	-3.98
13101		5.180	2.510	10.075	-5.65
131102		0.000	0.000	107.154	-3.98
13352		0.000	0.000	35.874	-3.98
13102		0.000	0.000	10.075	-5.65
14110		0.000	0.000	107.546	-3.71
1435		0.000	0.000	36.005	-3.71
1410		2.740	1.700	10.057	-5.46
15110		3.150	1.610	10.453	-3.59

4101	8.120	4.390	10.229	-3.95
4102	0.000	0.000	10.229	-3.95
5101	4.870	2.500	10.328	-2.87
5102	0.000	0.000	10.328	-2.87
11101	6.290	3.400	10.258	-3.42
11102	0.000	0.000	10.259	-3.42
301	0.000	0.000	109.072	-1.52
303	0.000	0.000	108.331	-2.04
304	0.000	0.000	108.103	-2.30
302	0.000	0.000	107.909	-2.43
301101	-15.000	0.000	10.602	3.49
301102	0.000	0.000	10.602	3.49
302101	12.590	0.040	10.402	-6.76
302102	0.000	0.000	10.403	-6.76
303101	11.880	5.750	10.559	-6.13
303102	0.000	0.000	10.560	-6.13
304101	12.280	5.950	10.517	-6.55
304102	0.000	0.000	10.517	-6.56

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	131101	2.601	1.520	2.595	1.352	0.006	0.168	0.016	3.424
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.601	1.520	2.595	1.352	0.006	0.168	0.016	3.424
131102	13102	2.595	1.351	2.589	1.253	0.006	0.097	0.016	2.074
13102	13101	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.165	0.000
131101	13101	2.594	1.353	2.588	1.255	0.006	0.098	0.016	2.077
100	201	37.134	19.140	36.456	18.157	0.676	0.979	0.209	2.899
201	1	20.011	10.038	19.899	9.833	0.112	0.204	0.115	0.971
1	2	16.724	8.646	16.476	8.194	0.246	0.450	0.098	2.555
2	304	11.865	6.250	11.835	6.164	0.030	0.085	0.071	0.558
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464
7	202	0.235	-0.714	0.235	-0.714	0.000	0.000	0.004	-0.013
12	14	-22.607	-11.910	-22.753	-12.121	0.145	0.210	-0.133	-0.992
14	15	-25.520	-13.845	-25.750	-14.178	0.229	0.332	-0.150	-1.398
15	200	-28.924	-15.607	-29.270	-16.108	0.345	0.500	-0.167	-1.878
11	11101	3.151	1.854	3.142	1.700	0.008	0.154	0.019	2.659
11101	11102	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.201	-0.000
11	11102	3.152	1.852	3.144	1.698	0.008	0.154	0.019	2.656
6	61101	2.863	1.847	2.858	1.710	0.005	0.137	0.018	2.626
61101	6351	1.831	0.817	1.829	0.817	0.002	0.000	0.011	0.088
6351	6352	1.829	0.817	1.829	0.817	0.000	0.000	0.032	0.000
61102	6352	-1.828	-0.798	-1.829	-0.817	0.001	0.019	-0.011	-0.509
6	61102	5.487	3.585	5.478	3.259	0.010	0.324	0.034	3.223
61102	6102	7.306	4.058	7.289	4.058	0.017	0.000	0.045	0.179
6102	6101	7.289	4.058	7.289	4.058	0.000	0.000	0.473	0.001
61101	6101	1.027	0.892	1.026	0.879	0.001	0.013	0.007	0.783
5	5101	1.384	0.736	1.381	0.691	0.003	0.045	0.008	1.734
5101	5102	-3.485	-1.807	-3.486	-1.807	0.000	0.000	-0.219	-0.000
5	5102	3.491	1.922	3.486	1.807	0.006	0.114	0.021	1.730
4	4101	4.071	2.454	4.057	2.195	0.014	0.257	0.025	3.488
4101	4102	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.260	-0.000
4	4102	4.073	2.450	4.058	2.192	0.014	0.257	0.025	3.484
202	6	0.235	-0.180	0.235	-0.180	0.000	0.000	0.002	-0.001
6	5	0.006	-0.743	0.006	-0.744	0.000	0.000	0.004	-0.064
5	4	-4.898	-2.741	-4.917	-2.769	0.019	0.028	-0.030	-0.599
4	3	-13.089	-7.111	-13.180	-7.242	0.090	0.131	-0.078	-1.067
3	201	-16.354	-8.744	-16.445	-8.875	0.090	0.131	-0.096	-0.860
7	8	-13.433	-9.918	-13.553	-10.137	0.119	0.218	-0.088	-1.500
8	9	-18.986	-13.342	-19.080	-13.515	0.094	0.172	-0.120	-0.853
9	10	-22.456	-15.120	-22.652	-15.477	0.195	0.356	-0.139	-1.507
10	203	-25.827	-17.312	-25.843	-17.341	0.016	0.029	-0.158	-0.107
203	200	-25.843	-17.015	-26.070	-17.429	0.226	0.413	-0.157	-1.535
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.407	0.001
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.875	0.031	0.559	0.037	5.091
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.360	-0.001
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.086
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.975	0.033	0.602	0.038	5.343
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.137	-2.971	0.000	0.000	-0.374	-0.001
304	304102	6.171	3.576	6.137	2.971	0.033	0.602	0.038	5.338
302	302102	6.318	0.497	6.291	0.018	0.026	0.477	0.034	1.431

302102	302101	6.291	0.018	6.291	0.018	0.000	0.000	0.349	0.001
302	302101	6.318	0.502	6.291	0.022	0.026	0.477	0.034	1.437
10	10110	3.165	2.118	3.148	1.869	0.016	0.248	0.019	4.574
9	9110	3.366	1.988	3.348	1.719	0.018	0.268	0.020	4.453
8	8110	5.413	3.680	5.395	3.186	0.018	0.493	0.034	5.096
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.395	3.186	5.377	2.898	0.018	0.286	0.034	3.069
14110	1435	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	13	5.242	2.911	5.228	2.891	0.014	0.020	0.031	0.412
3	310	3.164	1.945	3.148	1.699	0.016	0.245	0.019	4.378
14110	1410	2.746	1.822	2.738	1.699	0.008	0.123	0.018	2.648
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	11	-8.166	-4.224	-8.177	-4.240	0.011	0.016	-0.048	-0.207
11	12	-14.508	-7.776	-14.604	-7.915	0.096	0.138	-0.086	-1.014
304	302	12.683	0.851	12.662	0.821	0.021	0.030	0.068	0.204
12	12110	2.751	1.740	2.738	1.549	0.013	0.190	0.017	3.928
15	15110	3.163	1.840	3.148	1.609	0.015	0.230	0.019	4.046
14	14110	2.755	2.034	2.746	1.822	0.008	0.211	0.018	4.403
2	2110	4.593	2.755	4.580	2.410	0.013	0.344	0.028	4.038
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2110	210	4.580	2.410	4.567	2.209	0.013	0.200	0.028	2.439
1	1110	3.165	2.042	3.148	1.789	0.017	0.252	0.020	4.588

ДОДАТОК І

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 27.260 МВт / 239.215 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 26.900 МВт / 235.644 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.144 МВт / 1.424 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.144 МВт / 1.424 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.001 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.216 МВт / 2.145 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.216 МВт / 2.146 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.360 МВт / 3.571 млн.кВт*г (1.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
304101		12.280	5.950	10.517	-6.55
304102		0.000	0.000	10.517	-6.56
303101		11.880	5.750	10.559	-6.13
303102		0.000	0.000	10.560	-6.13
301101		-15.000	0.000	10.602	3.49
301102		0.000	0.000	10.602	3.49
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
301		0.000	0.000	109.072	-1.52

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R _p , МВт	Q _p , МВАр	R _k , МВт	Q _k , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.137	-2.971	0.000	0.000	-0.374	-0.001
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.360	-0.001
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.407	0.001
304	304102	6.171	3.576	6.137	2.971	0.033	0.602	0.038	5.338
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.975	0.033	0.602	0.038	5.343
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.086
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.875	0.031	0.559	0.037	5.091
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464

2РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.568 МВт / 390.980 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 44.060 МВт / 385.966 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в ЛЕП: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.018 МВт / 0.162 млн.кВт*г
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 2.922 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в трансформаторах: 0.313 МВт / 3.084 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.508 МВт / 5.014 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
302101		12.590	0.040	10.402	-6.76
302102		0.000	0.000	10.403	-6.76
302		0.000	0.000	107.909	-2.43
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
2110		0.000	0.000	104.976	-5.24
210		4.570	2.210	9.843	-7.18
235		0.000	0.000	35.144	-5.24
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.643	-2.03
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
304101		12.280	5.950	10.517	-6.55
304102		0.000	0.000	10.517	-6.56
303101		11.880	5.750	10.559	-6.13
303102		0.000	0.000	10.560	-6.13
301101		-15.000	0.000	10.602	3.49
301102		0.000	0.000	10.602	3.49
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
301		0.000	0.000	109.072	-1.52

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

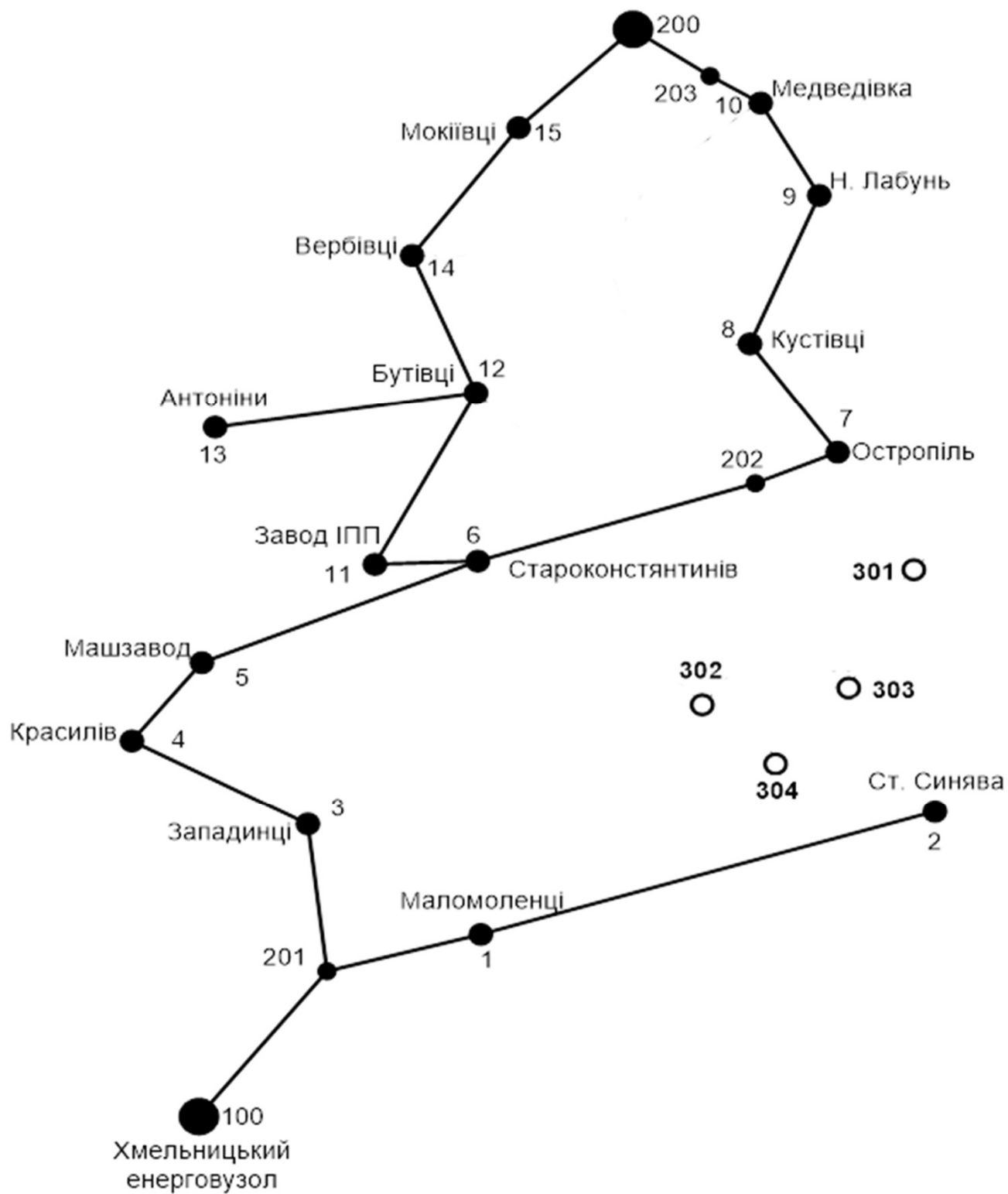
N початку	N кінця	R _p , МВт	Q _p , МВАр	R _к , МВт	Q _к , МВАр	dR, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
302102	302101	6.291	0.018	6.291	0.018	0.000	0.000	0.349	0.001
302	302102	6.318	0.497	6.291	0.018	0.026	0.477	0.034	1.431
302	302101	6.318	0.502	6.291	0.022	0.026	0.477	0.034	1.437
304	302	12.683	0.851	12.662	0.821	0.021	0.030	0.068	0.204
2110	210	4.580	2.410	4.567	2.209	0.013	0.200	0.028	2.439
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2110	4.593	2.755	4.580	2.410	0.013	0.344	0.028	4.038
2	304	11.865	6.250	11.835	6.164	0.030	0.085	0.071	0.558
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.137	-2.971	0.000	0.000	-0.374	-0.001
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.360	-0.001
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.407	0.001
304	304102	6.171	3.576	6.137	2.971	0.033	0.602	0.038	5.338
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.975	0.033	0.602	0.038	5.343
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.086
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.875	0.031	0.559	0.037	5.091
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464

ДОДАТОК К

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

Розвиток електричних мереж з реконструкцією трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ

ст. гр. ЕСМ-21мз Сломінська Л.К.

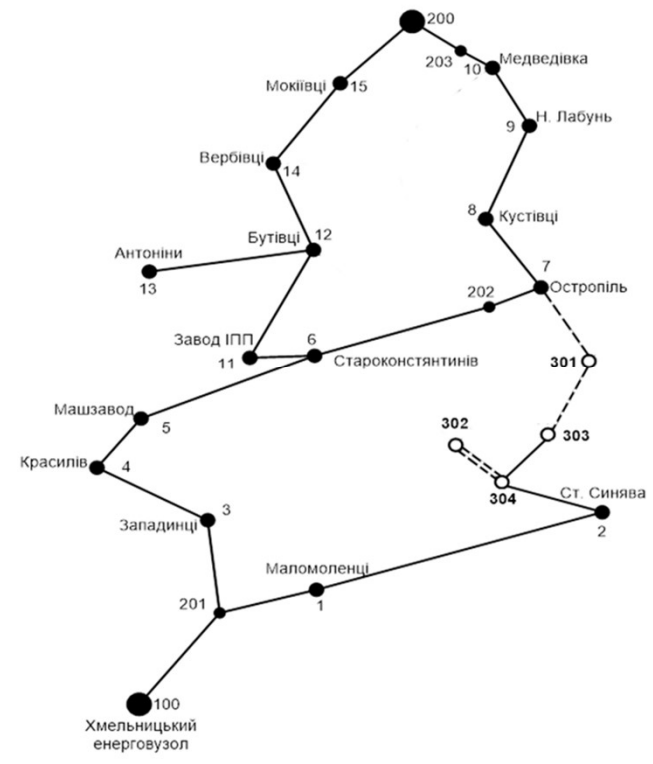
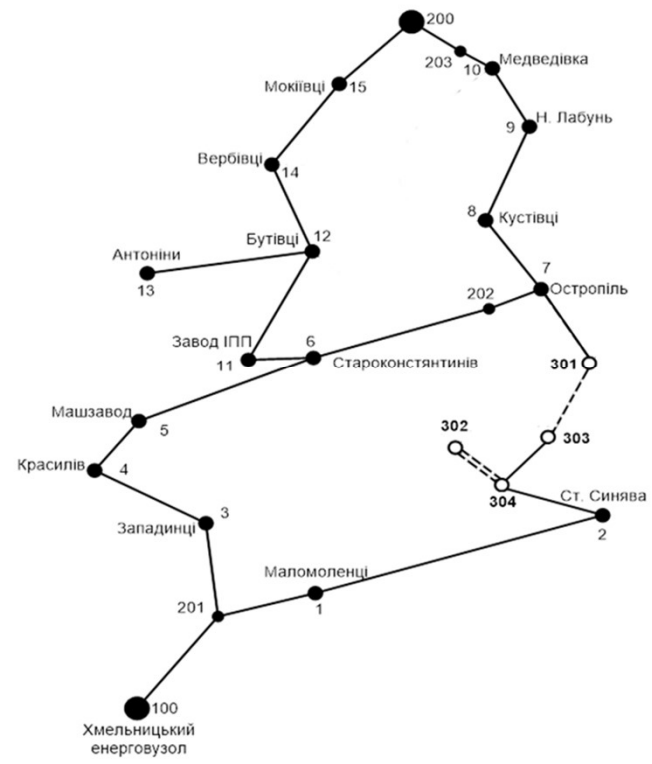
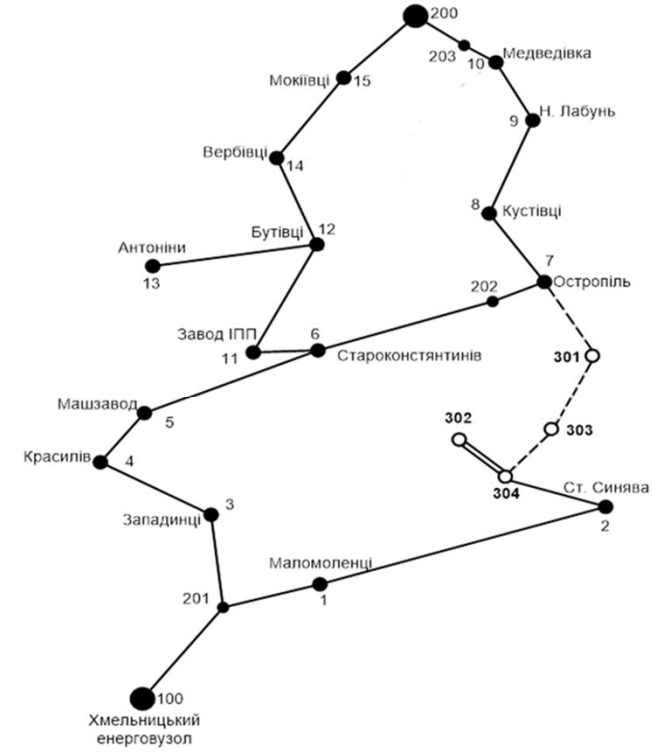
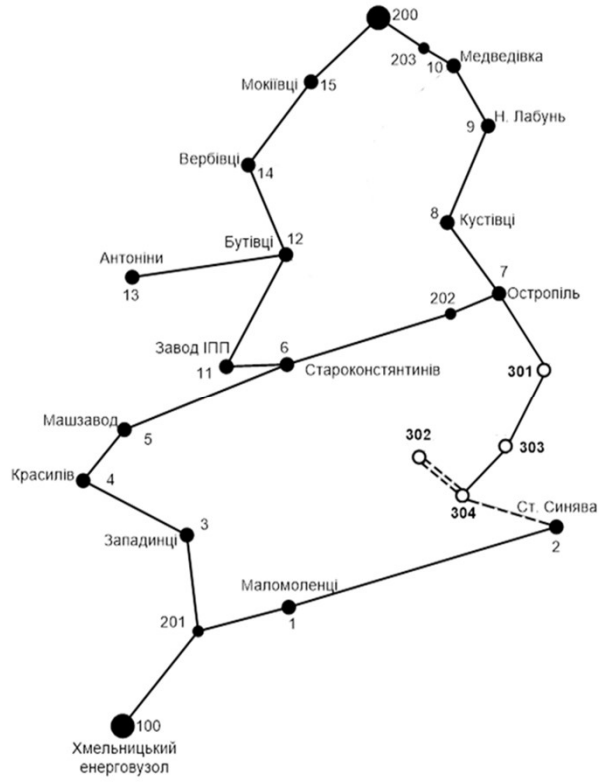


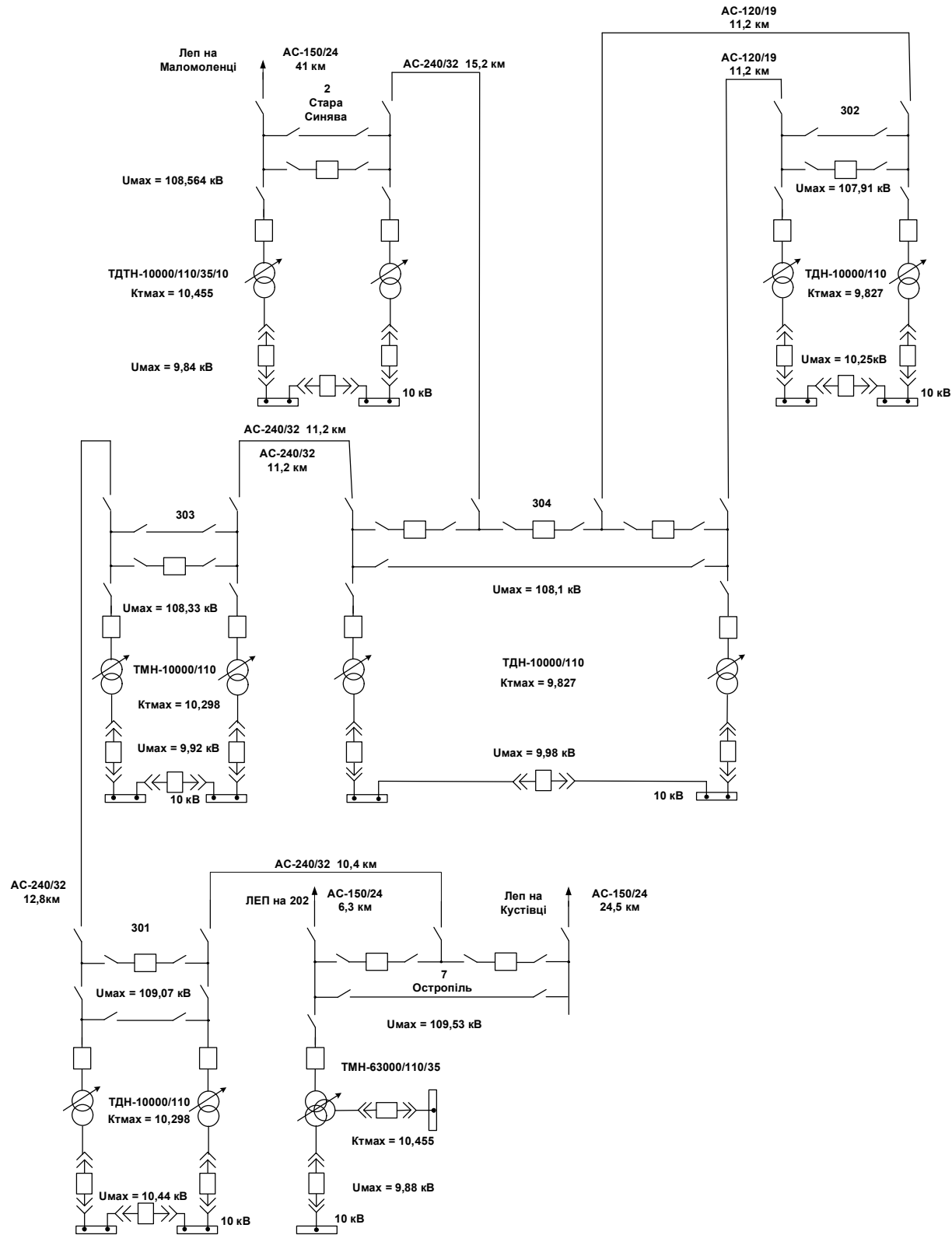
Таблиця 1 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжин а лінії, км	Марк прово, у
100	201	Хмельницький – 201	19,03	АС-120
201	1	201 – Маломолеңці	13,38	АС-150
1	2	Маломолеңці – Стара Синява	41	АС-150
201	3	201 – Западінці	12,1	АС-120
3	4	Западінці – Красилів	18,4	АС-120
4	5	Красилів – Машзавод	27,1	АС-120
5	6	Машзавод – Староконстянтинів	24,6	АС-120
6	202	Староконстянтинів – 202	26,7	АС-120
202	7	202 – Остропіль	6,3	АС-150
7	8	Остропіль – Кустівці	24,5	АС-150
8	9	Кустівці – Н. Лабунь	10,3	АС-150
9	10	Н. Лабунь – Медведівка	15,9	АС-150
200	203	Шепетівка – 203	14,2	АС-150
203	10	203 – Медведівка	2,0	2×АС-150
6	11	Староконстянтинів – Завод ІПП	5,8	АС-120
11	12	Завод ІПП – Бутівці	15,8	АС-120
12	13	Бутівці – Антоніни	17,7	АС-120
12	14	Бутівці – Вербівці	10,1	АС-120
14	15	Вербівці – Мокіївці	12,6	АС-120
200	15	Шепетівка – Мокіївці	15,2	АС-120

Таблиця 2 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Хмельницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Шепетівка	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Маломолеңці	0,87	3,1 + j1,76	ТМН-6300/110/10	1
2	Стара Синява	0,9	4,5 + j2,18	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Западінці	0,88	3,1 + j1,67	ТМН-6300/110/10	1
4	Красилів	0,88	8,0 + j4,32	ТДН-10000/110/10	2
5	Машзавод	0,89	4,8 + j2,46	ТМН-6300/110/10 ТДН-16000/110/10	2
6	Староконстянтинів	0,86	8,2 + j4,87	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
7	Остропіль	0,87	2,7 + j1,53	ТМТН-6300/110/35/10	1
8	Кустівці	0,88	5,3 + j2,86	ТДТН-10000/110/35/10	1
9	Н. Лабунь	0,89	3,3 + j1,69	ТМН-6300/110/10	1
10	Медведівка	0,86	3,1 + j1,84	ТМН-6300/110/10	1
11	Завод ІПП	0,88	6,2 + j3,35	ТДН-10000/110/10	2
12	Бутівці	0,87	2,7 + j1,53	ТМН-6300/110/10	1
13	Антоніни	0,9	5,1 + j2,47	ТМТН-6300/110/35/10	2
14	Вербівці	0,85	2,7 + j1,67	ТМТН-6300/110/35/10	1
15	Мокіївці	0,89	3,1 + j1,59	ТМН-6300/110/10	1





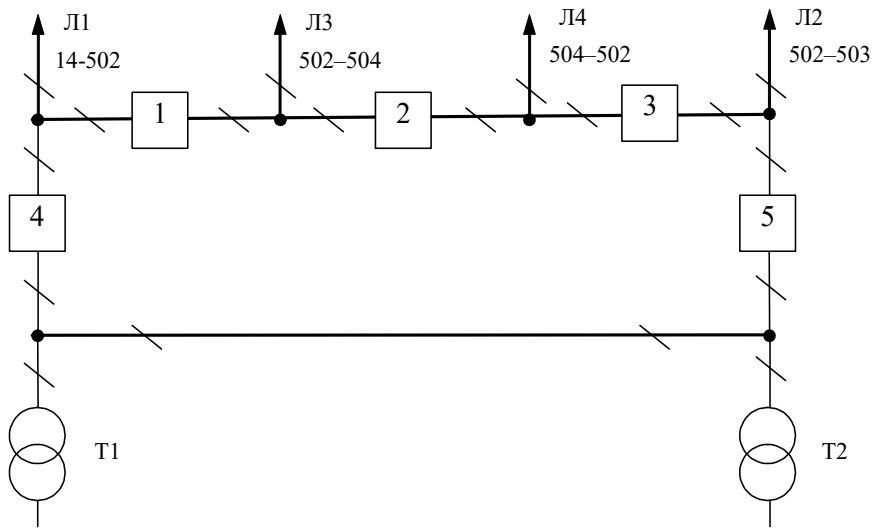


Рисунок 1 – Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 502) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

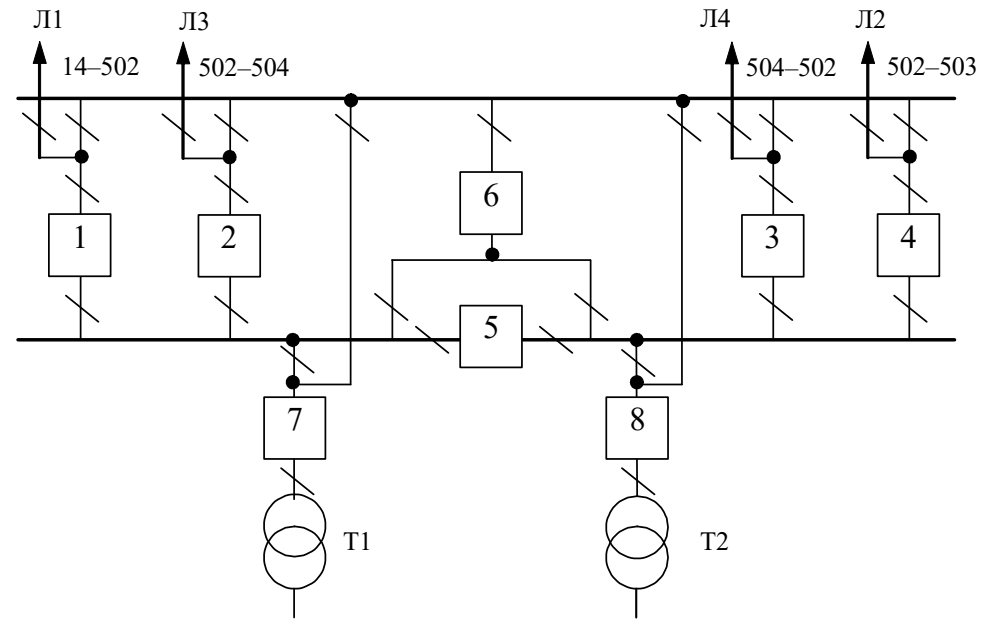


Рисунок 2 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 502) – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

$$Z_I^{\Sigma} = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 + 234,819 = 4846,363 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II}^{\Sigma} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 + 0,087 = 6783,102 \text{ (тис.грн.)}.$$

Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ

6

Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	36,75
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6100
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	274801
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	344435,3
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	2,5
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	4
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	12001
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	31458