

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту розподільних електричних мереж 110-35 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з аналізом впливу фотоелектричних станцій на втрати електроенергії»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-20м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Тептя Є. А.

(прізвище та ініціали)

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

Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Опонент: Заступник головного диспетчера -
начальник відділу електричних та енергетичних
режимів регіонального диспетчерського центру
Південно-Західного регіону Дирекції управління ОЕС
України НЕК "Укренерго"

Панасюк Д.В.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Вінниця ВНТУ - 2021 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.

_____ 2021 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

_____ Тепті Євгенію Андрійовичу _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток фрагменту розподільних електричних мереж 110-35 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з аналізом впливу фотоелектричних станцій на втрати електроенергії»

керівник роботи _____ д.т.н., професор, зав каф. ЕСС Комар В. О. _____

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 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 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 37 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. Дослідження впливу фотоелектричних станцій на втрати електроенергії у розподільній мережі. 3. Охорона праці. 4. Економічна ефективність технічних рішень. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Актуальність та мета роботи 2. Визначення оптимального варіанту

розвитку ЕМ. 3. Електрична однолінійна схема приєднання проєктованих підстанцій. 4. Визначення оптимальної потужності генерування СЕС. 5. Визначення оптимального місця приєднання СЕС. 6. Визначення оптимального місця приєднання СЕС з урахуванням аналізу чутливості 7. Охорона праці. 8. Економічна ефективність технічних рішень.

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	Бондаренко Є. А. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання _____ 24 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	
2	Електротехнічна частина	07.09.21	05.10.21	
3	Дослідження впливу фотоелектричних станцій на втрати електроенергії у розподільній мережі	06.10.21	30.10.21	
4	Охорона праці	01.11.21	10.11.21	
5	Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.20	
6	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	

Студент

_____ (підпис)

Є. А. Тептя

Керівник роботи

_____ (підпис)

В. О. Комар

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Тептя Євгеній Андрійович «Розвиток фрагменту розподільних електричних мереж 110-35 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з аналізом впливу фотоелектричних станцій на втрати електроенергії». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2021. 146 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 32 назв; рис.: 20; табл. 39.

В даній магістерській кваліфікаційній роботі виконано розрахунки з розвитку електричної мережі 110-35 кВ АТ «Вінницяобленерго» з аналізом впливу фотоелектричних станцій на втрати електроенергії. При використанні математичних моделей було проведено розрахунок оптимального розвитку електричної мережі, який забезпечить надійне електропостачання споживачів. Використовуючи програму Втрати-HighVoltages було досліджено вплив потужності генерування СЕС та місце приєднання СЕС на втрати потужності у мережі.

Новизною даної роботи стало дослідження чутливості вузла в електричній мережі, як інструмент оптимального вибору підключення СЕС.

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

Teptia Yvhenii «Development of a fragment of 110-35 kV electrical distribution networks of Joint Stock Company «Vinnytsiaoblenerho» with analysis of the impact of photovoltaic stations on electricity losses». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2021. 146 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 32 titles; fig.: 20; tabl. 39.

In this master's qualification work, calculations on the development of the 110-35 kV electric network of the joint-stock company "Vinnytsiaoblenergo" with the analysis of the impact of photovoltaic stations on electricity losses are performed. When using mathematical models, the calculation of the optimal development of the electrical network was carried out, which will provide a reliable power supply to consumers. Using the Loss-HighVoltages program, the influence of SES generation power and SES connection point on network power losses was investigated.

The novelty of this work was the study of the sensitivity of the node in the electrical network, as a tool for optimal selection of SES connection.

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

Keywords: generation, power, solar power plant, dispersed energy sources.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	8
1.1 Прогнозування електричних навантажень	8
1.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі.....	12
1.3 Вибір оптимальної послідовності розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	20
1.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	28
1.5 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	30
1.6 Оцінювання балансу потужностей.....	38
1.7 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі.....	40
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ.....	45
2.1 Вплив ФЕС на системи розподілу електричної енергії	45
2.1.1 Вплив ФЕС на надійність електричної мережі.....	45
2.1.2 Огляд проблеми керування перетіканнями активної потужності у електричних мережах	45
2.1.3 Основне обладнання та розподільчі установки.....	48
2.1.4 Схеми приєднання розосереджених джерел енергії	49
2.2 Вплив потужності генерування СЕС на втрати потужності в електричній мережі.....	51
2.3 Вплив місця приєднання СЕС на втрати потужності в електричній мережі.....	53
2.4 Оцінювання чутливості вузла, як інструмент оптимального вибору підключення СЕС.....	56
3 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	60
3.1 Умови праці для робіт, які пов'язані з обслуговуванням силових трансформаторів потужністю 16000 МВА.....	60

3.2 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць	62
3.3 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	64
3.4 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.....	67
3.5 Пожежна безпека	70
4 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ	73
ВИСНОВКИ	81
ЛІТЕРАТУРА.....	83
Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційої роботи	87
Додаток Б Технічне завдання МКР	88
Додаток В Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ.....	95
Додаток Г Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після розвитку ЕМ	98
Додаток Д Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ	101
Додаток Е Результати розрахунку режиму післяаварійного навантаження після розвитку ЕМ	104
Додаток Ж Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після встановлення БСК та регулювання РПН на споживальних підстанціях	107
Додаток И Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ	110
Додаток К Розрахунок втрат потужності в електричній мережі залежно від потужності генерування СЕС	119
Додаток Л Розрахунок втрат потужності в електричній мережі залежно від місця приєднання СЕС	120
Додаток М Розрахунок втрат потужності в електричній мережі залежно від місця приєднання СЕС та з урахуванням чутливості вузлів	121
Додаток Н Результати розрахунків капіталовкладень у будівництво нових ПС	122
Додаток П Ілюстративна частина	138

ВСТУП

Актуальність теми. Об'єднана енергосистема (ОЕС) України створена таким чином, щоб мати можливість якісно і надійно транспортувати електричну енергію з областей концентрації генерації (електричних станцій) до всіх областей, де ця електроенергія споживається. З поступовою трансформацією економіки країни, і, як наслідок, структури споживання електроенергії, із зростанням частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) змінюється і географія генерації електроенергії, яка стає більш розподіленою. Водночас, спостерігаються зміни в енергетичному середовищі, завдяки впровадженню політики енергоефективного низьковуглецевого розвитку [1].

План розвитку системи передачі [1] враховує особливості майбутнього розвитку ОЕС України та містить ряд заходів з підготовки до вирішення проблем безпеки постачання електричної енергії на середньострокову та довгострокову перспективу.

Для побудову схеми електричної ПС необхідно урахувати призначення, роль та положення даної ПС в електричній мережі енергосистеми. Для розроблення електричної схеми ПС і окремих РУ використовують роботи з розвитку електричних мереж (енергосистеми, району або об'єкта).

Останніми роками розвиток технологій спричинив значне зниження цін на сонячні панелі, що призвело до збільшення інвестицій у будівництво сонячних електростанцій у світі. Умови сонячної електростанції повинні забезпечувати відповідне підключення та безперебійну роботу паралельно з системою розподілу, яка включає наступне: дозволена потужність електростанції, дозволені струми гармонік, потужність короткого замикання, коливання напруги через одночасне підключення та відключення установки, зміна напруги в усталеному режимі, надійність та якість електричної енергії. Метою дослідження є визначення умов підключення сонячних електростанцій до системи розподілу електричної енергії.

Децентралізація енергетичних систем вимагає, щоб власники РДЕ брали більшу відповідальності за енергосистему. Що стосується стабільності напруги і керування активною та реактивною потужністю, вітрові електростанції та фотовольтаїчні парки, підключені до мереж 110 кВ, технічно здатні забезпечувати баланс активної потужності.

На мою думку ВДЕ з кожним роком все більш впроваджуються у електричні мережі, та все частіше являються розосередженим генеруванням, що не завжди має позитивний вплив на надійність електричної мережі, та втрати у ній. Тому дослідження теми оптимальності вибору місця приєднання розосередженого генерування з максимальною користю досить актуальне та перспективне.

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 усталених 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;
- дослідження коефіцієнта чутливості підстанцій, як інструмент оптимального вибору місця приєднання генерування СЕС.

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. Використання апарату чутливості вузлів встановлення ВДЕ до змін втрат в мережі, як інструменту вибору оптимальних місць підключення нових джерел генерації в схему електричних мережі.

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

1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Прогнозування електричних навантажень

Для знаходження залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою будемо використовувати метод найменших квадратів. Цей метод дозволяє нам таблично замінити 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.

За рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів визначаємо відповідні числові коефіцієнтів a' та b' :

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

Після проведення диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має вигляд:

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

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 960 \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1933753. \end{cases}$$

звідки $a' = -1527,9$ $b' = 0,8061$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,8061 \cdot T - 1527,9.$$

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

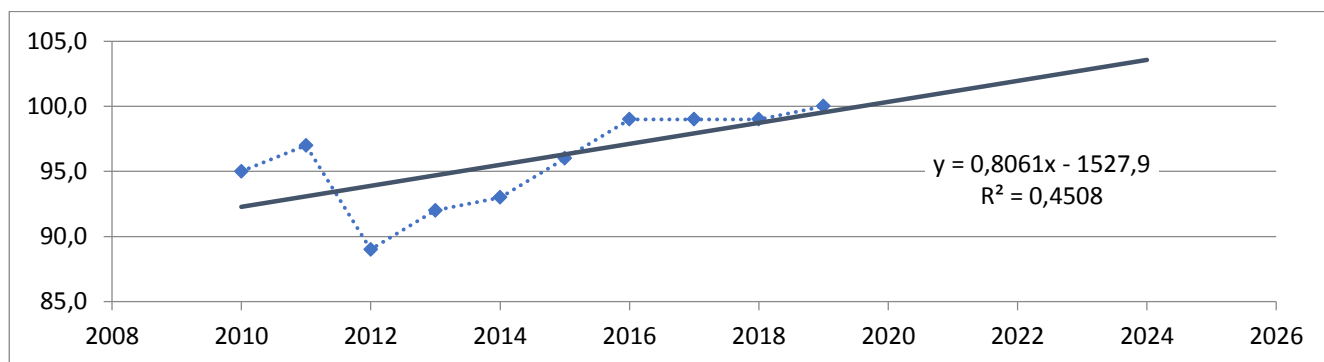


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 106,3 %, що на 6,3 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

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.

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

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них.

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

- в лініях електропередач – 1.8МВт;
- в трансформаторах – 0.8 МВт з них холостого ходу 0.5 МВт та навантажувальні 0.5 МВт.

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	5-204	4-204	203-4	14-15	100-15
Марка проводу	АС-95	АС-95	АС-95	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	95	95	95	185	185
Розрах.струм, А	27	35	49	9	44

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	5	4	14	15
Напруга вузла,кВ	110,6	110,81	113,66	113,69

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

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

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол №4 – Кожухів з рівнем напруги 110,81 кВ; вузол № 14 – Сосонка тяга з рівнем напруги 113,66 кВ.

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.

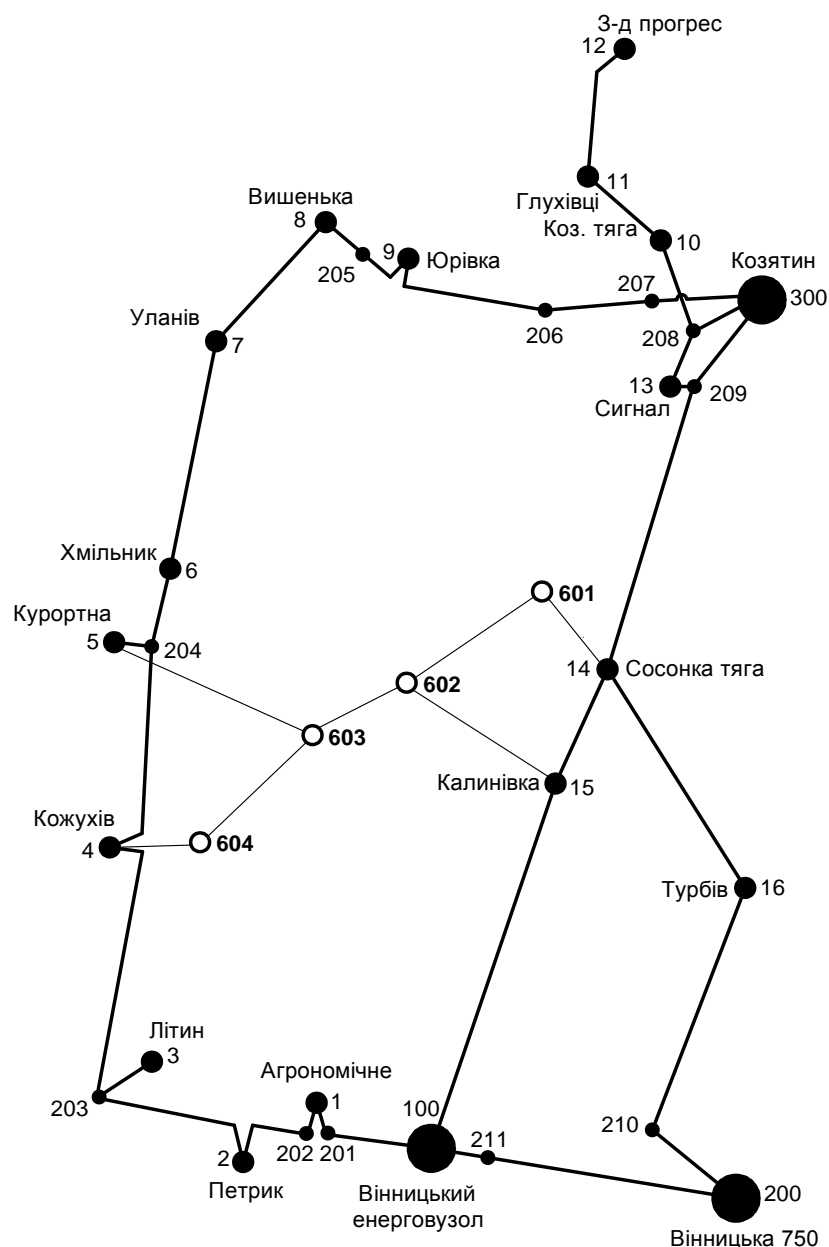


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

1.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі

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

керування.

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

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

В загальному випадку залежності $V_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

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

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (1.4)$$

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу на i -тій ЛЕП; E - коефіцієнт дисконту ($E=0,12$); α - коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї ЛЕП в км; P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$B_i = (a_i + b_i \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (1.5)$$

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

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

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км. Коефіцієнти a_i (1.4) з урахуванням $E = 0,12$ та $\alpha = 0,02$ приймають відповідно значення: 503.6 тис.грн/(МВт²·км). Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (1.6)$$

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 год/рік для $T_{нб} = 5200$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 1.3.

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 1.4).

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (1.4) та лінеаризованою (1.5) функціями (табл. 1.4). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 1.5.

Таблиця 1.3 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
4	604	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	0,673	4297,4
5	603	2,8	19,6	110	1573,680	0,131	9870,1	1,570	10027,2
15	602	2,3	16,1	110	1573,680	0,131	8107,6	1,290	8236,6
14	601	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	0,729	4655,5
601	602	2,1	14,7	110	1573,680	0,131	7402,6	1,178	7520,4
602	603	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	0,841	5371,7
603	604	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,122	7162,3

Таблиця 1.4 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт
4-604	1,2	5,5	4250,3	4243,0	4259,2	4230,1	3,692
5-603	2,8	5,5	9917,4	9900,4	9938,2	9870,1	8,614
15-602	2,3	5,5	8146,4	8132,4	8163,5	8107,6	7,076
14-601	1,3	5,5	4604,5	4596,6	4614,1	4582,6	3,999
601-602	2,1	5,5	7438,0	7425,3	7453,6	7402,6	6,460
602-603	1,5	5,5	5312,9	5303,8	5324,0	5287,6	4,615
603-604	2	5,5	7083,8	7071,7	7098,7	7050,1	6,153

Таблиця 1.5 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
4-604	1,2	5,5	4250,3	4246,5	4254,6	774,9	4250,3	3825,3	4675,3
5-603	2,8	5,5	9917,4	9908,4	9927,3	1808,1	9917,4	8925,6	10909,1
15-602	2,3	5,5	8146,4	8139,0	8154,6	1485,2	8146,4	7331,8	8961,1
14-601	1,3	5,5	4604,5	4600,3	4609,1	839,5	4604,5	4144,0	5064,9
601-602	2,1	5,5	7438,0	7431,3	7445,5	1356,1	7438,0	6694,2	8181,8
602-603	1,5	5,5	5312,9	5308,1	5318,2	968,6	5312,9	4781,6	5844,2
603-604	2	5,5	7083,8	7077,4	7090,9	1291,5	7083,8	6375,5	7792,2

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

$$y(x) = c_1 x_1 + c_2 x_2 + c_3 x_3 + \dots + c_n x_n + b_{n+1} \quad (1.7)$$

при обмеженнях:

$$\left. \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \\ \dots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = b_m, \\ x_i \geq 0; i = \overline{1, n}; n > m. \end{array} \right\} \quad (1.8)$$

Задача лінійного програмування (1.7) за умов (1.8) 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).

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

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (1.8) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (1.8) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (1.7) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 1.5);
5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 1.3.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	4-604	5-603	15-602	14-601	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0					
601	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,32	11,32	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	16,14	16,14	
603	0	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-18,30	-18,30	
604	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	5,45	5,45	
Коефіцієнти цільової функції	392,916	916,805	753,089	425,659	687,603	687,603	491,145	491,145	654,860	654,860	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000	
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			0,000

Рисунок 1.3 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв’язок симплекс таблиці показаної на рис. 1.4.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	4-604	5-603	15-602	14-601	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0				
601	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,32	0,00	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	16,14	0,00	
603	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-18,30	0,00	
604	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	5,45	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	392,916	916,805	753,089	425,659	687,603	687,603	491,145	491,145	654,860	654,860	0,000	0,000	0,000	0,000			15454,566	
Потужності ЛЕП	3,294568	0	0	11,321424	0	0	0	16,143512	2,156488	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	4230,052	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	5287,565	7050,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			21150,261	
Змінні складові витрат	7,305	0,000	0,000	93,455	0,000	0,000	0,000	219,253	5,217	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			325,230	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		21475,492

Рисунок 1.4 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 1.5).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	4-604	5-603	15-602	14-601	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0				
601	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,32	0,00	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	16,14	0,00	
603	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-18,30	0,00	
604	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	5,45	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	1286,165	916,805	753,089	413,023	687,603	687,603	491,145	341,117	3271,664	654,860	0,000	0,000	0,000	0,000			18521,529	
Потужності ЛЕП	5,451056	0	0	9,164936	0	0	0	18,3	0	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	4230,052	0,000	0,000	4582,557	0,000	7402,591	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			21502,765	
Змінні складові витрат	19,999	0,000	0,000	61,244	0,000	5,477	0,000	281,742	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			368,462	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		21871,228

Рисунок 1.5 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (друга ітерація)

За результатами обчислень отримано розв’язок задачі, що характеризується найменшим значенням витрат:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	4-604	5-603	15-602	14-601	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0				
601	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,32	0,00	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	16,14	0,00	
603	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-18,30	0,00	
604	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	5,45	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	779,675	916,805	753,089	506,692	687,603	3435,247	491,145	304,334	654,860	654,860	0,000	0,000	0,000	0,000			14630,381	
Потужності ЛЕП	3,294568	0	0	11,321424	0	0	0	16,143512	2,156488	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	4230,052	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	5287,565	7050,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			21150,261	
Змінні складові витрат	7,305	0,000	0,000	93,455	0,000	0,000	0,000	219,253	5,217	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			325,230	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		21475,492

Рисунок 1.6 – Остаточний результат оптимізації схеми ЕМ за симплекс-методом

У таблиці на рис. 1.6 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 1.7.

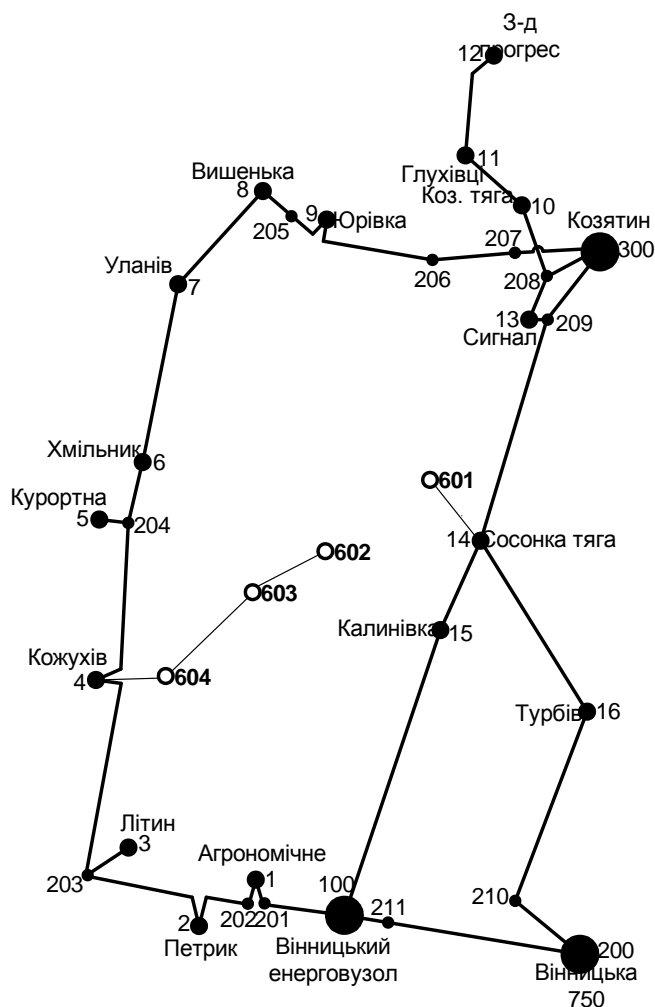


Рисунок 1.7 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 601-602 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

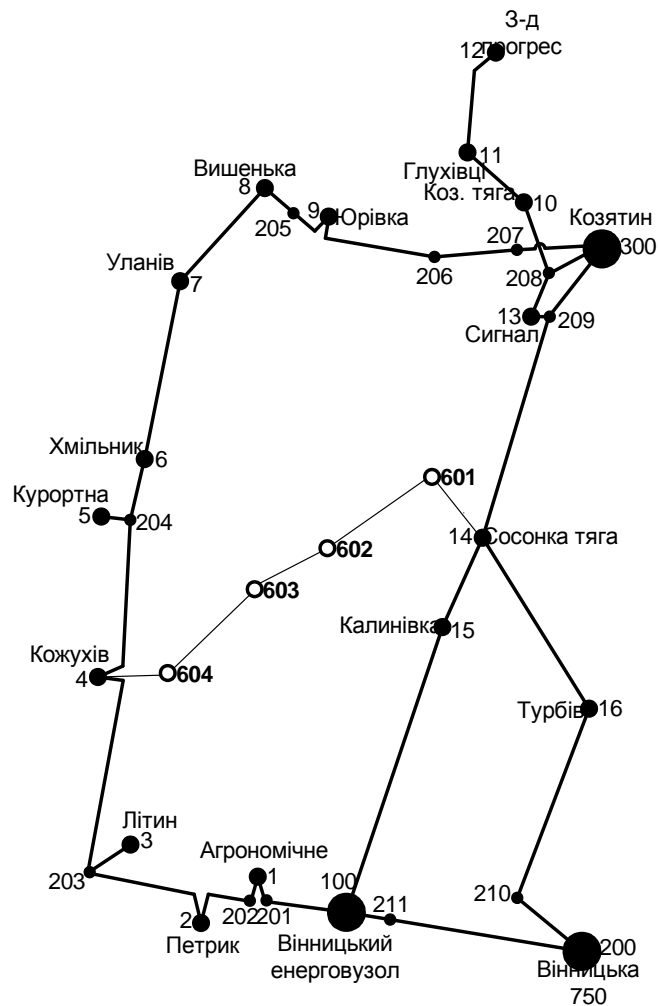


Рисунок 1.8 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отже, отримана оптимальна схема ЕМ із забезпеченням енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Прокладається додаткова ЛЕП між вузлами 601-602 довжиною 14 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить існуючі ЛЕП.

1.3 Вибір оптимальної послідовності розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу,

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.

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 601, 602, 603, 604). Для нашого варіанту приймаємо 2 опорних пунктів живлення: 4 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (1.9)$$

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (1.10)$$

Для розв'язування необхідних задач (1.9) 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:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (1.11)$$

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 наближеним 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 (1.11), 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: $I_{\Sigma t} = I_{\max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (1.12)$$

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 601, 602, 603, 604. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 14-601, 601-602. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{14-601} + \Delta L_{601-602} = 9,1 + 14,7 = 23,8 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній. Дволанцюгові ЛЕП використовуються для забезпечення надійності електропостачання споживачів.

За формулою (1.12) розраховуються V_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.1.6.

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 602-603, 603-604. Результати розрахунків подано в табл.1.7.

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 604-4. Результати розрахунків подано в табл.1.8.

Таблиця 1.6 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Vt	Вартість
1	1	14-601	9,1	27,46	23,8	16656,32	42909,71	35758,09	35758,09
		601-602	14,7	16,14		26253,39			
	2	4-604	8,4	12,85	22,4	14929,83	40026,79	33355,66	33355,66
		603-604	14	18,3		25096,96			
	3	14-601	9,1	11,32	9,1	16143,7	16143,7	13453,08	13453,08
4	4-604	8,4	5,45	8,4	14827,46	14827,46	12356,21	12356,21	

Таблиця 1.7 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Vt	Вартість
2	11	602-603	9,8	12,85	23,8	17418,14	42130,56	29257,34	65015,43
		603-604	14	5,45		24712,43			
	12	602-603	9,8	18,3	18,2	17567,87	32395,33	22496,76	58254,85
		604-4	8,4	5,45		14827,46			
	13	604-4	8,4	12,85	22,4	14929,83	40026,79	27796,38	75784,89
		604-603	14	18,3		25096,96			
	21	603-602	9,8	27,46	24,5	17937,57	44015,86	30566,57	63922,23
		602-601	14,7	11,32		26078,28			
	22	14-601	9,1	27,46	23,8	16656,32	42909,71	29798,41	63154,07
		601-602	14,7	16,14		26253,39			
	23	603-602	9,8	16,14	18,9	17502,26	33645,96	23365,25	56720,91
		14-601	9,1	11,32		16143,7			
	31	601-602	14,7	2,16	24,5	25914,92	43482,8	30196,39	43649,47
		602-603	9,8	18,3		17567,87			
	32	604-603	14	18,3	22,4	25096,96	40026,79	27796,38	41249,47
		604-4	8,4	12,85		14929,83			
	41	602-603	9,8	5,79	23,8	17302,07	41990,79	29160,27	41516,48
		603-604	14	3,3		24688,72			
42	14-601	9,1	27,46	23,8	16656,32	42909,71	29798,41	41662,08	
	601-602	14,7	16,14		26253,39				

Таблиця 1.8 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	B _i	B _{i,сум}	B _t	Вартість
3	111	604-4	8,4	2,26	8,4	14808,86	14808,86	8569,943	73585,37
	121	603-604	14	7,72	14	24750,09	24750,09	14322,97	72577,82
	131	602-603	9,8	10,56	9,8	17370,85	17370,85	10052,58	85837,46
	211	14-601	9,1	16,9	9,1	16272,66	16272,66	9417,051	73339,28
	221	603-602	9,8	10,56	9,8	17370,85	17370,85	10052,58	73206,65
	231	601-602	14,7	5,59	14,7	25950,09	25950,09	15017,41	71738,33
	311	603-604	14	7,72	22,4	24750,09	39558,96	22892,91	66542,38
		604-4	8,4	2,26		14808,86			
	321	601-602	14,7	5,59	24,5	25950,09	43320,95	25069,99	66319,46
		602-603	9,8	10,56		17370,85			
	412	14-601	9,1	16,9	23,8	16272,66	42222,76	24434,47	66950,95
		601-602	14,7	5,59		25950,09			
	422	602-603	9,8	10,56	23,8	17370,85	42120,95	24375,55	66037,63
		603-604	14	7,72		24750,09			

По B_{Σ} з табл. 1.8 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 422. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 422 приєднання підстанцій 601, 602, 603, 604 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 1.9.

Після уточнення витрати на 3 році для оптимального варіанту зменшилися до сумарних витрат 66129.19 тис.грн. і залишилися найменшими серед всіх варіантів розвитку. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема розвитку, зображена на рис. 1.9.

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

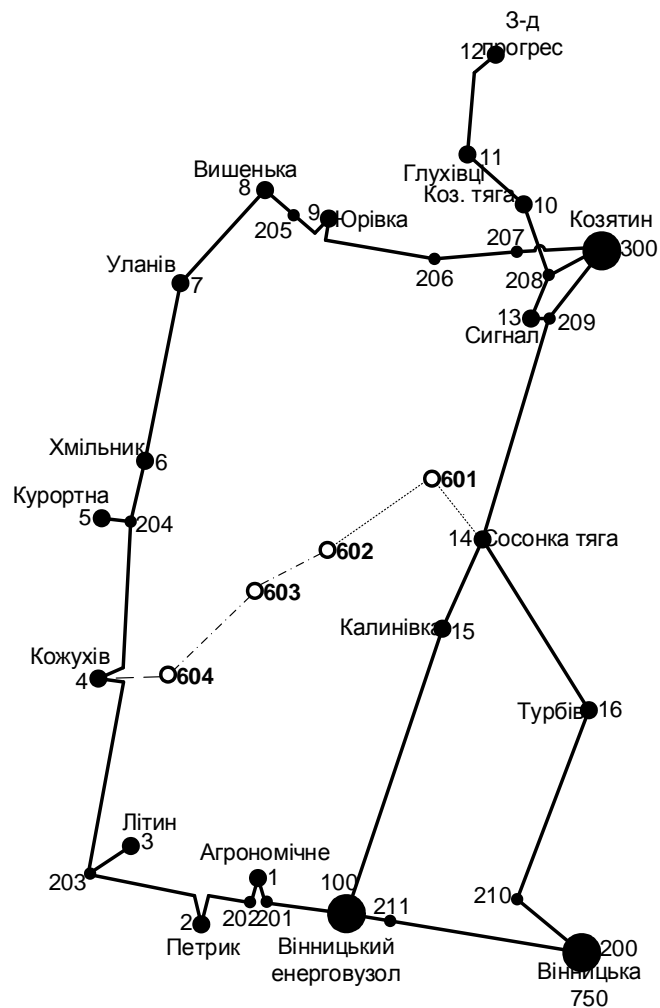


Рисунок 1.9 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (1.13) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (1.13)$$

$$I_{розр14-601} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{17,67}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 97,39 \text{ (A)};$$

$$I_{розр601-602} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5,68}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 31,3 \text{ (A)};$$

$$I_{розр602-603} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 65,6 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}603-604} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,71}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 53,54 \text{ (A)};$$

$$I_{розр604-4} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,49}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 52,32 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5200$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, 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;

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

1й- розрив лінії 14-601;

2й- розрив лінії 4-604;

3й- розрив лінії 14-601 та відсутня генерація на СЕС (603);

4й- розрив лінії 4-604 та відсутня генерація на СЕС (603);

5й- розрив лінії 602-603;

6й- розрив лінії 603-604;

Отримані результати представлені у таблиці 1.9

Таблиця 1.9 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{па1},$ А	$I_{па2},$ А	$I_{па3},$ А	$I_{па4},$ А	$I_{па5},$ А	$I_{па6},$ А	$I_{паМАХ},$ А	$I_{паДОП},$ А	$I_{роз},$ А	Марка проводу
14-601	0	103,1	0	182,1	149,1	72,3	182,1	390	97,4	АС-120/19
4-604	105,7	0	190,2	0	68,3	33,3	190,2		52,3	АС-120/20
601-602	66,2	441	68,3	117,2	85	25,3	117,2		31,3	АС-120/21
602-603	152,3	67,4	156,4	33,2	0	92,1	156,4		65,6	АС-120/22
603-604	73,4	32,2	156,6	32,3	92,9	0	156,6		53,5	АС-120/23

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 Е), з можливими виходом з ладу однієї з ліній на дволінійних лініях 14-601 та 604-4. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19.

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

1.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

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-ї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_1 \geq \frac{P_{max}}{1,4 \times (n-1)} \quad (1.14)$$

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

Для 601 вузла згідно (1.14) маємо:

$$S_1 \geq \frac{11,32}{1,4(2-1)} = 8,08 \text{ МВА.}$$

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

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 601 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає 1.14, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.1.10.

У вузлах 602, 603 та 604 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 1.10 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном обмоток, кВ		цк %	ΔPk кВТ	ΔPх кВТ	Ix %	R Ом	X Ом	ΔQх кВАр
				ВН	НН							
601	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.9	7.95	139.	70.
602	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
603	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
604	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	10	1	16,6	220	63.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 1.15

$$K_{з.на} = \frac{S_{наб}}{n_m \cdot S_H} \leq 0,7 - 0,9 \quad (1.15)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.на} = \frac{12,72}{2 \cdot 10} = 0,635 \leq 0,7 - 0,9$$

$$K_{з2.на} = \frac{16,643}{2 \cdot 16} = 0,502 \leq 0,7 - 0,9$$

$$K_{з3.на} = \frac{18,3}{2 \cdot 16} = 0,57 \leq 0,7 - 0,9$$

$$K_{з4.на} = \frac{6,19}{2 \cdot 6,3} = 0,49 \leq 0,7 - 0,9$$

Отже, умова виконується, тому трансформатори будуть експлуатуватися в економічному режимі, а також мають достатній резерв встановленої потужності.

1.5 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;

- 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;

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпеки обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

Через те, що на підстанціях 601, 602, 603 та 604 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів було обрано схему «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис 1.10).

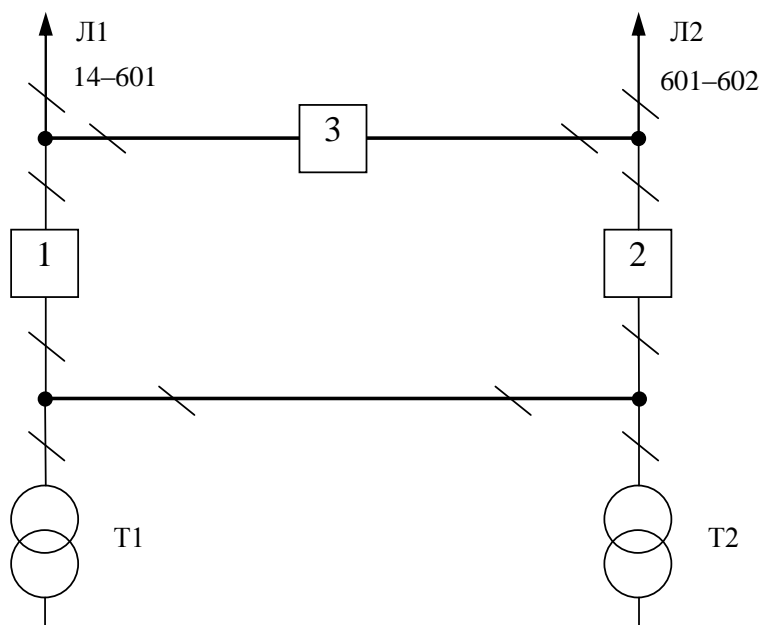


Рисунок 1.10 – Схема розподільчого пристрою вузлів 601, 602, 603 та 604

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

Для розподільчого пристрою 110 кВ вузлової підстанції Сосонка тяга (вузол 14) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми: розширити схему «одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин», приєднавши одну лінію (рис 1.11, 1.12).

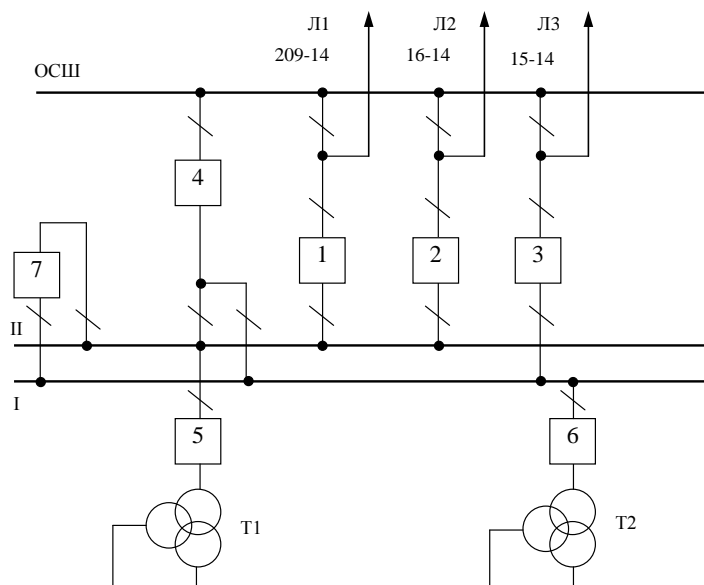


Рисунок 1.11 – Існуюча схема вузлової підстанції Сосонка тяга (вузол 14)
– одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Сосонка-тяга (вузол 14) необхідно здійснити підключення ЛЕП-4. Підключення приєднання має бути виконане до першої секції робочих шин через один вимикач (Q8).

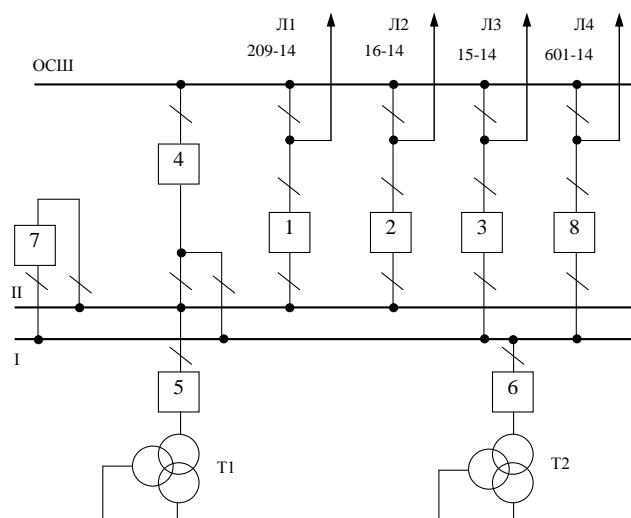


Рисунок 1.12– Реконструйована схема вузлової підстанції (вузол 14) – одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин

Для розподільчого пристрою 110 кВ вузлової підстанції Кожухів (вузол 4) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми: замінити схему «місток з короткозамикачем» на схему «одна робоча система шин» (рис 1.13, 1.14).

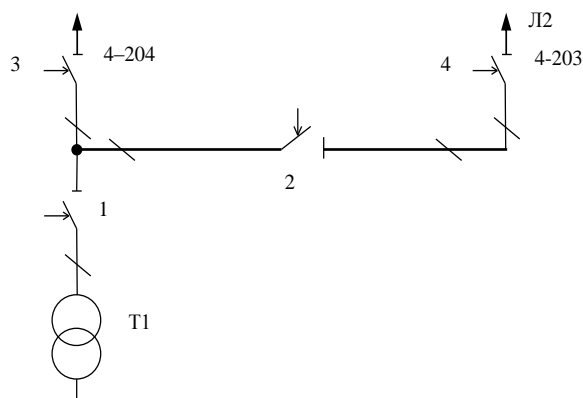


Рисунок 1.13– Існуюча схема вузлової підстанції (вузол 4) - місток з короткозамикачем

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Кожухів (вузол 4) необхідно замінити короткозамикачі на вимикачі та здійснити підключення ЛЕП-(4-601). Підключення приєднання має бути виконане до секції робочих шин через один вимикач (Q4).

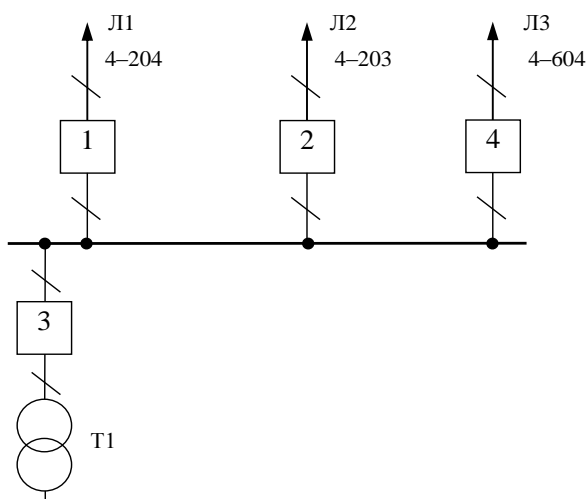


Рисунок 1.14– Реконструйована схема вузлової підстанції (вузол 4) - одна робоча системи шин

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. Буде представлено розрахунок схеми підстанції з генеруванням 603.

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

Розрахунок ведеться по формі табл.1.11, 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 .

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (1.16)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (1.16) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 5,3 \cdot 10^{-4} = 0,9984.$$

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

Наприклад: $\omega_{1,2} = 0,0246 \cdot 5,3 \cdot 10^{-4} = 1,3 \cdot 10^{-5}$ 1/рік.

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

$$T_{B2;П1} = 40 - (40)^2 / 2 \cdot 23 = 5,22 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 1.11).

Таблиця 1.11 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 603)

Вимикач що відмовив	Параметр потоків відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті			
		$K_o=0.9984$	Q3	Q1	Q2
Q3	0,0246	T2,T1, W2,W1-0,5		T2,T1, W2,W1-0,5	T2,T1, W2,W1-0,5
		D(W1,T1), D(W2,T2)- 5,22		W1, D(W2,T1,T2)- 5,22	W2, D(W1,T1,T2)- 5,22
Q1	0,0246	W1,T1, D(W2,T2)- 0,5	W1,T1, D(W2,T2)-0,5		T2,T1, W2,W1-0,5
		T1-5,22	W1, D(W2,T1,T2)- 5,22		T1,T2 D(W2,W1),-5,22
Q2	0,0246	W2,T2, D(W1,T1)- 0,5	W2,T2, D(W1,T1)-0,5	T2,T1, W2,W1-0,5	
		T2-5,22	W2, D(W1,T1,T2)- 5,22	T1,T2 D(W2,W1),-5,22	

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 1.12).

Таблиця 1.12 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Ремонтний режим		$K_p=0,00053$		
T2,T1,W2,W1	4	0,5	0,000013	0,000052
W1,T1, D(W2,T2)	1	0,5	0,000013	0,000013
W2,T2,D(W1,T1)	1	0,5	0,000013	0,000013
W1,D(W2,T1,T2)	2	5,22	0,000013	0,000026

Продовження таблиці 1.12:

W2,D(W1,T1,T2)	2	5,22	0,000013	0,000026
T1,T2,D(W2,W1),	2	5.22	0,000013	0,000026
Нормальний	режим	Ko=0.9984		
T2,T1,W2,W1	1	0,5	0,0245	0,0245
W1,T1, D(W2,T2)	1	0,5	0,0245	0,0245
W2,T2,D(W1,T1)	1	0,5	0,0245	0,0245

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

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (1.17), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (1.18) та недовідпуск електроенергії (1.19).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 1,65$ грн./кВт·год.);

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot Z_0 \quad (1.17)$$

$$W_{рік} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (1.18)$$

$$\Delta W_{нд} = K_{всум.} \cdot W_{рік} \quad (1.19)$$

Розрахунок:

$$W_{рік} = 5200 * 32,92 = 171184 \text{ МВт} * \text{год}$$

$$\Delta W_{нд} = 171184 * 0,000156 = 26,7 \text{ МВт} * \text{год}$$

$$M_{зб} = 26,7 * 1,65 * 1000 = 44055 \text{ грн}$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рiк} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
171184	26,69	44055

1.6 Оцінювання балансу потужностей

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

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{нi}} + \Delta P_{\text{м}}; \quad (1.20)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 32,91 + 0.05 \cdot 32,91 = 31,26(\text{МВт}),$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{нi}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{м}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{нi}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{нi}}$;

$K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

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

$$Q_{\Gamma} = 31,26 \cdot \text{tg}(\arccos 0.95) = 10,27 (\text{МВАр}).$$

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

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 14-601 .

$$Q_{\text{ЛЕП14-601}} = 113,43^2 \cdot (2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 9.1) = 0,311 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,311 + 0,502 + 0,33 + 0,476 + 0,284 = 1,903 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0.95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0.95 \cdot 12,79 = 12,15 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 12,15 = 1,215 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 12,15 + 1,215 - 10,27 - 1,903 = 1,192 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 12,15 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 10,27 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-1300-450 УЗ на 1300 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 604.

1.7 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі

Для розрахунку усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) використовується програмний комплекс Втрати “RVM – Hign”. Цей програмний комплекс дозволяє нам на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) проводити розрахунок усталеного режиму заданої вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

Основні результати розрахунків за допомогою даної програми - це втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. В цей же час програма рахує і усталений режим електричної мережі, а саме видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунку усталеного режиму досліджуваної електричної мережі 110/35/10 кВ були представлені в додатку В (загальні результати розрахунку втрат електричної енергії у мережі, результати розрахунків е.м. по вітках та результати розрахунків е.м. по вузлах).

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку Д.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму досліджуваної електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку наведені у додатку Д.

Після цього розраховуються режими максимальних та мінімальних навантажень, а також післяаварійний режими роботи електричної мережі.

Режим мінімальних навантажень – який характеризується мінімальним споживанням електроенергії споживачами. В мініальному режимі у балансуєчих вузлах рівень напруги приймається 110кВ.

Післяаварійний режим- режим роботи енергосистеми , у якому допускається планове обмеження навантаження частини споживачів задля збереження належної якості та надійності електропостачання іншої частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчий вузлах приймаємо рівною 121 кВ.

Аналізуючи отриману інформацію, після розрахунків, я впевнився, що напруга у всіх вузлах є допустимою, а саме не виходить за межі $\pm 10\%$ номінальної напруги.

Вхідні дані та результати розрахунку максимального мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках Д та Е.

Показником якості електричної енергії вважається значення частоти і напруги, що забезпечує ефективну роботу споживачів. Основною задачею підтримки напруги в живлячих мережах являється забезпечення 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. 1.14).

Таблиця 1.14 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	113,37	108,25	119,49
602	113,2	108,08	119,34
603	113,5	108,01	119,29
604	112,76	107,6	118,93

Таблиця 1.15 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	10,84	10,35	11,43
602	10,83	10,34	11,41
603	10,82	10,33	11,41
604	10,78	10,29	11,38

На шинах вищої напруги рівні напруг зумовлені параметрами існуючої електричної мережі і визначаються в результаті розрахунку режиму максимальних навантажень (додаток Г).

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (1.21)$$

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

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (1.22)$$

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

$$K_{T6} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН6}} . \quad (1.23)$$

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

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:

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10.9 \quad (1.24)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації K_{Td} за формулою (1.24) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (1.22) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{T601} = \frac{((11,32) \cdot (7,95/2)) + ((5,8) \cdot (139/2))}{113,37} = 3,95 \text{ кВ}$$

За (1.23) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T6016} = \frac{113,37 + 3,95}{10,5} = 11,17$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501д} = 11,17$, що відповідає 4-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (1.21).

$$U_{\text{НН601д}} = \frac{113,37+3,95}{11,239} = 10,44 \text{ кВ.}$$

Таблиця 1.16 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ВІД																	
П																	
$K_{\text{Тб}}$	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. 1.17.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунків з регулювання напруг

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
601	3,95	11,17	10,44	4	11,24	0,09
602	3,05	11,07	10,49	5	11,08	0,09
603	-0,64	10,75	10,48	7	10,77	0,09
604	2,01	10,93	10,48	6	10,93	0,09

У результаті розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було проведено розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після введення бажаних коефіцієнтів трансформації на новопроекттованих підстанціях 601, 602, 603, 604 (додаток Ж). Проаналізувавши отримані результати можна зробити висновок що рівні напруги у вузлах відповідають дозволеному рівню $\pm 10\%$ від номінального значення напруги, тому задовольняє

норми якості ЕЕ.

2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

2.1 Вплив ФЕС на системи розподілу електричної енергії

Останніми роками розвиток технологій спричинив значне зниження цін на сонячні панелі, що призвело до збільшення інвестицій у будівництво сонячних електростанцій у світі. Умови сонячної електростанції повинні забезпечувати відповідне підключення та безперебійну роботу паралельно з системою розподілу, яка включає наступне: дозволена потужність електростанції, дозволені струми гармонік, потужність короткого замикання, коливання напруги через одночасне підключення та відключення установки, зміна напруги в усталеному режимі, надійність та якість електричної енергії. Метою дослідження є визначення умов підключення сонячних електростанцій до системи розподілу електричної енергії.

2.1.1 Вплив ФЕС на надійність електричної мережі

В даний час у всьому світі компанії, що відповідають за розподіл електричної енергії, докладають максимальних зусиль над вирішенням проблеми перебоїв у роботі електричної мережі; з цією метою енергозбутові та енергопостачальні компанії вимірюють індекси надійності. Цими індексами є:

SAIFI (індекс середньої частоти відключень по системі) – визначається ставленням загальної кількості відключених споживачів електроенергії, які втратили харчування від тривалих позапланових порушень електропостачання, до загального числа підключених споживачів електроенергії за звітний період часу.

SAIDI (індекс середньої тривалості відключень по системі) – визначається відношенням загальної тривалості тривалих позапланових порушень електропостачання споживачів до загального числа підключених споживачів за звітний період часу.

CAIDI (індекс середньої тривалості відключення одного споживача) – визначається ставленням загальної тривалості тривалих позапланових порушень електропостачання споживачів до кількості споживачів, відключених хоча б від одного такого порушення за звітний період часу [8].

2.1.2 Огляд проблеми керування перетіканнями активної потужності у електричних мережах

Розглянемо тенденції розвитку розподільних електричних мереж (ЕМ), а саме, впровадження розсіяних точок генерування та нових видів споживачів, які можуть викликати нові проблеми регулювання напруги та варіанти розміщення СЕС.

Функціонування розсіяних джерел енергії напряму залежить від навколишнього середовища та слабо залежить від обмежень, які накладаються експлуатацією в ЕМ. Використання синхронних й асинхронних генераторів, або інверторних перетворювачів, забезпечує генерування або споживання активної енергії залежно від режиму їх роботи. Внаслідок цього періодично можуть виникати реверсивні перетікання, які в свою чергу впливають на ефективність та надійність транспортування електроенергії.

З кожним роком темпи розвитку відновлюваних джерел енергії зростають, тому дослідження даної проблематики досить актуальне та буде все більш загострюватись.

Децентралізація енергетичних систем вимагає, щоб власники РДЕ брали більшу відповідальності за енергосистему. Що стосується стабільності напруги і керування активною та реактивною потужністю, вітрові електростанції та фотовольтаїчні парки, підключені до мереж 110 кВ, технічно здатні

забезпечувати баланс активної потужності [9]. У даній роботі показується, що керована подача електричної енергії може не тільки зменшити втрати в розподільчих мережах, але і посприяти гнучкому обміну енергією з магістральними мережами, для підтримки стабільності напруги у електричній системі.

У [10] на прикладі Німеччини навели приклад, що при видачі потужності ВДЕ може привести недопустимі підвищення рівнів напруги. Крім цього, мережеве обладнання, яке необхідне для РДЕ (лінії електропередачі, тощо), генерує додаткову активну потужність. Тільки при використанні пристроїв керування активною потужністю, оператори електричних мереж можуть вирішити згадані вище проблеми.

У даній роботі показано, що для того щоб використовувати повний потенціал РДЕ зі збереженням нормального режиму електричної мережі необхідно провести загальну оптимізацію режимів за активною потужністю в поєднанні з локальними функціями обмеження напруги.

У [11] показано, що при інтегруванні установок накопичення енергії в електричні мережі з РДЕ, це дає додаткові можливості операторам даних електричних мереж. При використанні накопичувачів енергії підвищується безпека електропостачання та стійкість розподільних електричних мереж завдяки регулюванню рівнів напруги та зниженню пікового споживання. Як результат, це відкладає або повністю усуває необхідність інвестицій для посилення електричних мереж.

Крім того, у [12] наводиться, що при збільшені потужності нелінійних навантажень в лініях електропередач можуть виникати вищі гармоніки, які негативно впливають на якість електропостачання споживачів. Для вирішення даної проблеми досліджується приклад використання активного керування інверторного обладнання мережевої фотоелектричної станції. У [13] наводиться результат моделювання розподіленої фотоелектричної системи генерування за допомогою MATLAB/SIMULINK, що свідчить про ефективність даного методу.

У [14] наводиться приклад щодо використання інверторів ФЕС, як захід для мінімізації витрат, які пов'язані з втратами електричної енергії. Також пропонується нова модель мінімізації витрат, які пов'язані з втратами електричної енергії в мережі. Дана модель допомогла оцінювати оптимальні інвестиції в інвертори сонячних станцій при урахуванні коригування тарифів та/або обмеження генерування активної потужності.

На основі даної моделі був розроблений комплексний підхід щодо планування керування та підключення сонячних станцій, який допомагає оцінити варіанти щодо використання інверторів при забезпеченні заданого рівня генерування активної потужності, як альтернативу накопичувачам електричної енергії. При експлуатації мереж має забезпечуватися можливість адаптації генерування активної потужності залежно від зміни параметрів навантаження електричної мережі та при появі нових сонячних станцій у абонентів даної електромережі [15]. Однак при впровадженні розподіленого генерування задля підвищення якості та надійності електроенергії всі вище наведені методи ускладнюють систему керування даними розподільними мережами, адже вимагають централізованого оперативного обміну інформацією та управлінням між РДЕ та основної електричною мережею.

Отже, при зміні у структурі організації відношень та управління між РДЕ та центральною мережею, як показують вищезазначені закордонні дослідження, можливі позитивні зміни у надійності та якості електропостачання споживачів, а також зменшення витрат на втрати електричної енергії.

2.1.3 Основне обладнання та розподільчі установки

Згідно існуючих нормативних документів вітрові та сонячні електричні станції потужністю понад 150 кВт, з метою дотримання рівня надійності роботи електричної мережі, мають мати можливість регулювання активної потужності/частоти та активної потужності/напруги в точках підключення до даної енергосистеми.

Для розподільчих установок підстанції СЕС та ВЕС, які напряду здійснюють електропередачу до загальної електричної мережі, при наявності техніко-економічного обґрунтування, допустимо виконувати схему-блока або кількох блоків (трансформатор-лінія) та видачу потужності на одну лінію електропередач. ВЕС та СЕС являються електростанціями негарантованої потужності, адже для ВЕС при швидкості вітру $< 3-5$ м/с, а для СЕС при сонячній радіації < 200 Вт·м² настає припинення видавання активної потужності в мережу.

Також можливе видавання потужності сонячною станцією двома лініями електропередач у випадку приєднання її у розріз існуючої лінії центральної мережі. В такому випадку СЕС виконує не лише функцію генерування потужності а й забезпечення транзиту потужності в центральній електричній мережі. У такому випадку дану підстанцію виконують за схемою містка з вимикачем та ремонтною перемичкою та вимикачами з боку трансформаторів, задля можливого відключення СЕС та безперебійної роботи ліній центральної електричної мережі.

До центральної підстанції СЕС приєднуються лише лінії внутрішньої електричної мережі, лінії резервного живлення власних потреб електростанцій та лінії видавання потужності. Для приєднання ліній іншого призначення вимагається окреме обґрунтування та узгодження з оператором центральної системи розподілу.

У випадку коли напруга приєднання та напруга внутрішніх мереж електричної станції однакові, то на розподільчій установці підстанції необхідно встановити вимикач з боку лінії видачі потужності.

2.1.4 Схеми приєднання розосереджених джерел енергії

Приєднання ФЕС до центральних електричних мереж необхідно виконувати на основі виданих ТУ на її приєднання та згідно проектною документації виконаної у відповідності до СОУ-Н ЕЕ 40.1.00100227-101.

Схеми приєднання СЕС, у відповідності з «Правилами приєднання», мають визначатися при видачі ТУ з урахуванням встановлених потужності електростанції та напруги приєднання до електричної мережі. В залежності від потужності СЕС дану схему необхідно затверджувати:

- електростанції потужністю 150 кВт – 2 МВт з оператором системи розподілу;
- електростанції потужністю понад 2 МВт з оператором системи розподілу та попереднім узгодженням з оператором системи передачі (ОСП);
- електростанції потужністю понад 25 МВт та ті що приєднанні до магістральних електричних мереж з ОСП.

Існують вимоги до способів приєднання лінії видавання потужності СЕС, з врахуванням параметрів окремих елементів електричної мережі та необхідної пропускної спроможності

- забезпечення видачі повної потужності електростанції в нормальній схемі електричної мережі, прилеглої до точки загального підключення (ТЗП);
- елементи електричної мережі, прилеглої до ТЗП, не повинні перевантажуватись при нормативних аварійних відключеннях (на електростанціях встановленою потужністю більше 2 МВт;
- в ремонтних схемах, відключення окремих елементів в контрольованих перетинах мережі загального призначення, прилеглої до енерговузла в якому працює електростанція (або група електростанцій), допустимо обмеження видачі сумарної потужності групи електростанцій в межах цього енерговузла на величину до 100 МВт, але не більше 50% від встановленої сумарної потужності електростанцій енерговузла;
- обрана схема приєднання не повинна змушувати до додаткових реконструкцій електричної мережі (окрім тієї, яка необхідна для видавання потужності СЕС);
- приєднання генеруючих установок до електричних мереж не має призводити до порушення нормативних вимог щодо надійності електропостачання та якості електричної енергії;

– СЕС, встановленою потужністю 200 МВт і вище, мають приєднуватися до електричних мереж з дотриманням критерію надійності роботи прилеглої мережі.

2.2 Вплив потужності генерування СЕС на втрати потужності в електричній мережі

Для початку розглянемо вплив зміни потужності генерування СЕС, що приєднана до підстанції 603 влітку. Для цього у програмі Втрати-HighVoltages змодельюємо різні варіанти встановленої потужності СЕС на підстанції 603 та розрахуємо добову зміну втрат потужності в мережі. Результати розрахунку наведені в табл. К.1, додаток К.

Наведемо графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби з різними номіналами встановленої потужності генерування у вузлі 603, (рис. 2.1)

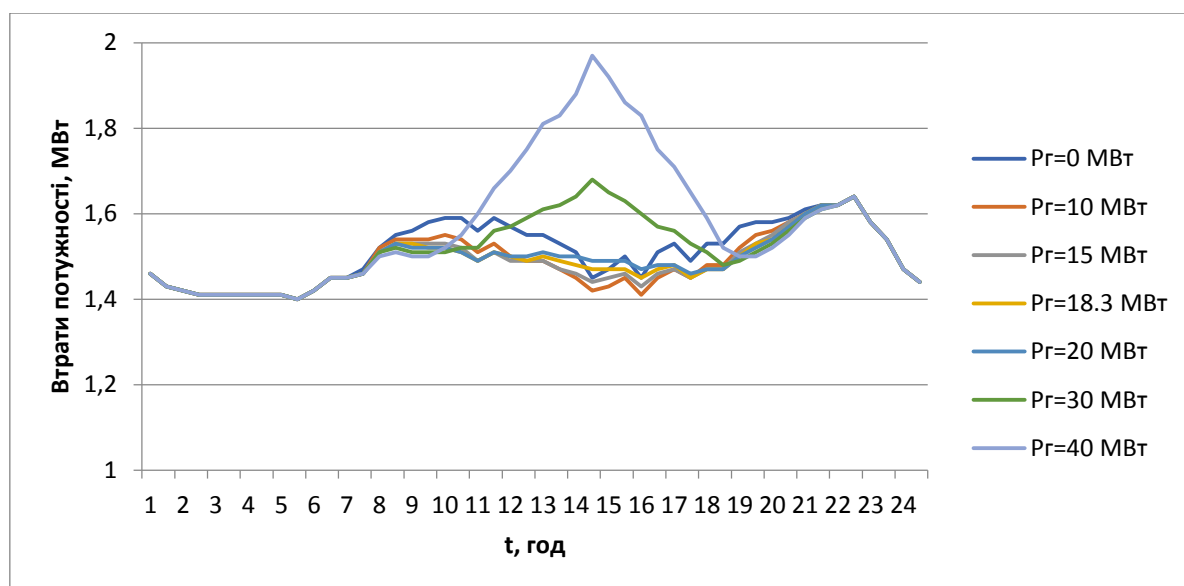


Рисунок 2.1– Графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби з різними значеннями встановленої потужності генерування у вузлі 603 (влітку)

На графіку видно, що влітку при потужності генерування $P_g=10$ МВт втрати потужності в електричній мережі найменші. Але при цьому ми можемо спостерігати, що при збільшенні потужності генерування, втрати потужності мережі зростають, це обумовлено тим, що рівень генерування більший за рівень споживання електричної енергії в мережі, особливо це спостерігається в обідній період, коли коефіцієнт генерування СЕС найбільший, а споживання електричної енергії в мережі має найменше значення.

Аналогічно розглянемо вплив зміни потужності генерації СЕС на підстанції 603 взимку. Результати розрахунку наведені в табл. К.2, додаток К. Наведемо графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби з різними номіналами встановленої потужності генерування у вузлі 603, (рис. 2.2)

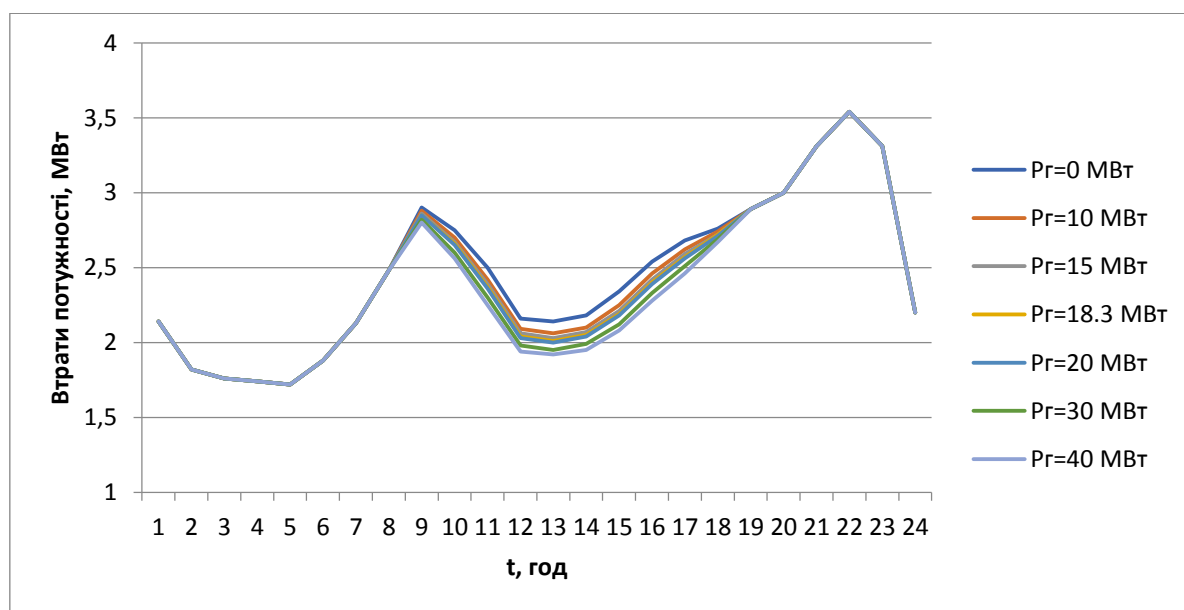


Рисунок 2.2– Графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби з різними номіналами встановленої потужності генерування у вузлі 603 (взимку)

На графіку видно, що взимку при потужності генерування $P_g=40$ МВт втрати потужності в електричній мережі найменші. Це зумовлено великим споживання електричної енергії взимку, та в той же час досить невеликим коефіцієнтом генерування СЕС.

Для того, щоб з'ясувати яка потужність генерування оптимальна для вузла 603, необхідно просумувати добові втрати потужності для характерного зимового та літнього дня при відповідно встановлених потужностях генерування СЕС (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – Сума добових втрат потужності влітку та взимку

Рг, МВт	Сума втрат потужності влітку, МВт	Сума втрат потужності взимку, МВт	Сума втрат потужності влітку+взимку, МВт
0,0	36,25	58,88	95,13
10,0	35,69	58,26	93,95
15,0	35,64	57,98	93,62
18,3	35,69	57,81	93,50
20,0	35,75	57,72	93,47
30,0	36,46	57,27	93,73
40,0	37,81	56,89	94,70

Отже, відповідно до вищезазначених розрахунків, оптимальна потужність генерування СЕС, при якій спостерігаються найменші втрати потужності у мережі, це $P_g=20$ МВт.

2.3 Вплив місця приєднання СЕС на втрати потужності в електричній мережі

Для з'ясування оптимального місця приєднання СЕС проведемо розрахунок втрат потужності мережі влітку, при підключенні генерування до новозбудованих підстанцій 601, 602, 603, 604. Результати розрахунку наведені в табл. Л.1, додаток Л. Наведемо графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби при підключенні СЕС до новозбудованих підстанцій, (рис. 2.3).

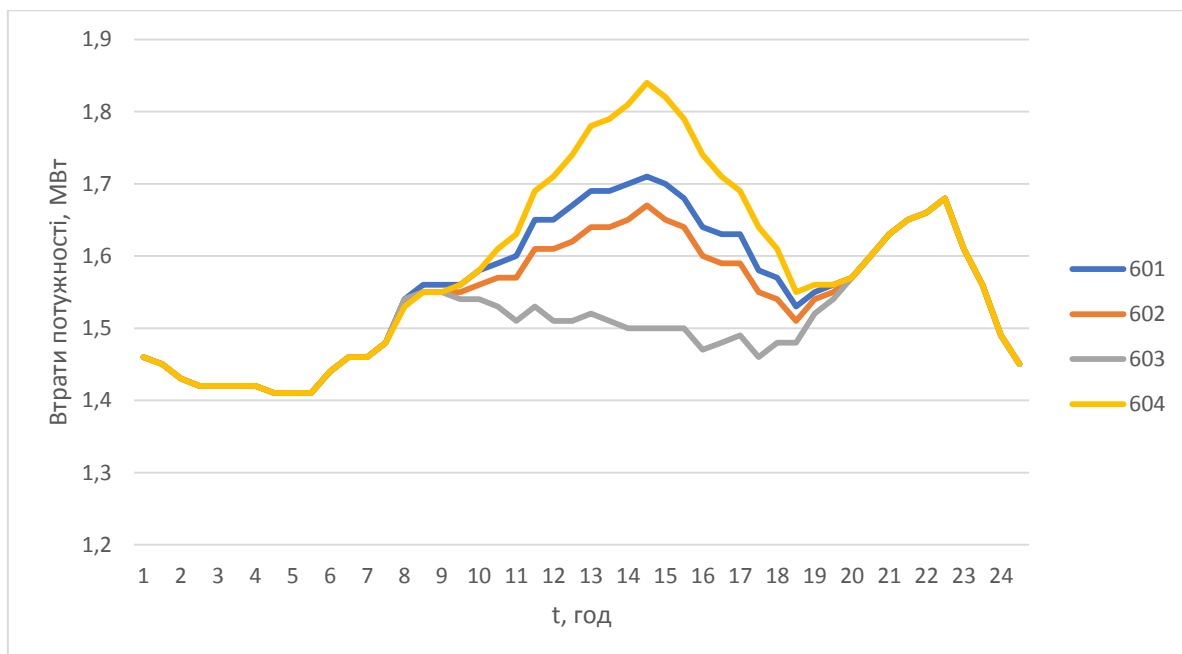


Рисунок 2.3– Графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби при підключенні СЕС до новозбудованих підстанцій (влітку)

На графіку видно, що найменші втрати потужності в електричній мережі (влітку) спостерігаються при підключенні СЕС до підстанції 603.

Аналогічно проведемо розрахунок втрат потужності мережі взимку, при підключенні генерування до новозбудованих підстанцій 601, 602, 603, 604. Результати розрахунку наведені в табл. Л.2, додаток Л. Наведемо графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби при підключенні СЕС до новозбудованих підстанцій, (рис. 2.4).

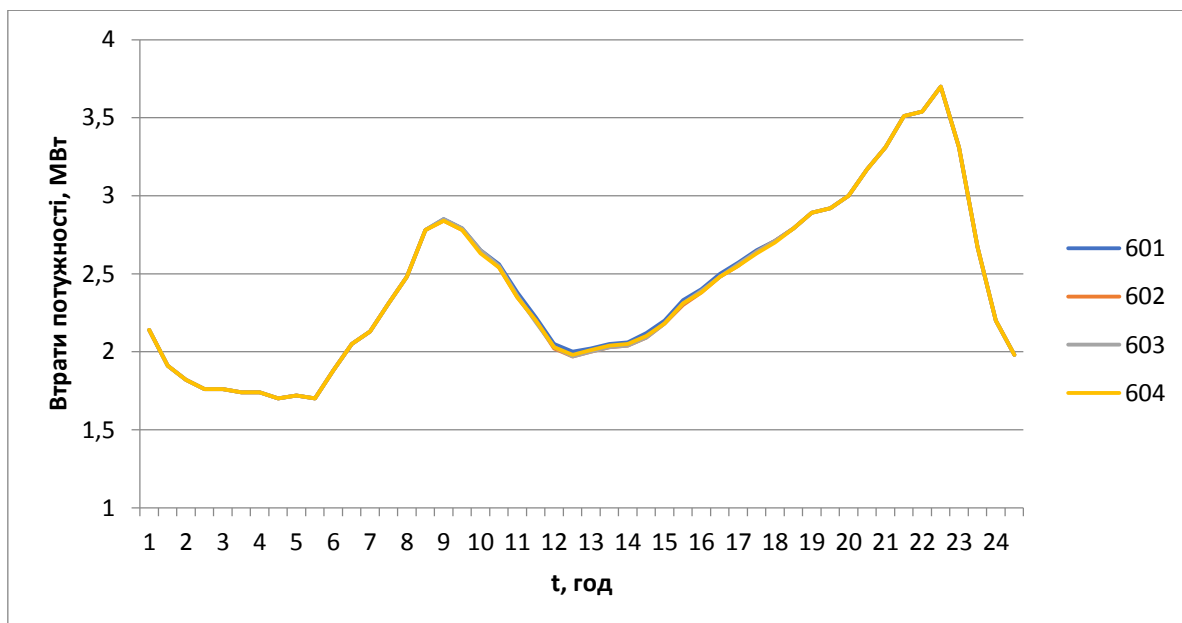


Рисунок 2.4– Графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби при підключенні СЕС до новозбудованих підстанцій (взимку)

Оскільки взимку коефіцієнт генерації СЕС значно менший ніж влітку, різниця втрат потужності в мережі при підключенні до різних новозбудованих вузлів малопомітна.

Необхідно просумувати добові втрати потужності в мережі взимку та влітку при підключенні СЕС до новозбудованих підстанцій (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Сума добових втрат потужності при підключенні СЕС до новозбудованих підстанцій

№ підстанції	Сума втрат потужності влітку, МВт	Сума втрат потужності взимку, МВт	Сума втрат потужності влітку+взимку, МВт
601	37,41	57,86	95,27
602	37,04	57,68	94,72
603	36,13	57,72	93,84
604	38,02	57,70	95,71

Отже, відповідно до вищезазначених розрахунків, оптимальне місце для підключення СЕС – підстанція 603, при якій спостерігаються найменші втрати потужності у мережі.

2.4 Оцінювання чутливості вузла, як інструмент оптимального вибору підключення СЕС

Для спрощення пошуку оптимальних місць приєднання ФЕС у багатьох роботах пропонують використовувати коефіцієнти чутливості втрат у мережі чи напруг у вузлах для зміни потужностей вузлів. У роботі [23] застосовують чутливість втрат активної потужності для остаточного вибору місця встановлення РГ, однак запропонований метод потребує постійного коригування початкових умов для визначення наступного оптимального місця встановлення джерела РГ

Проаналізувавши [23], вузли з вищими коефіцієнтами чутливості втрат не завжди характеризують найкращі місця приєднання СЕС, а навпаки потребують виваженого підходу до визначення оптимальної потужності СЕС. Підбір оптимальних місць приєднання ВДЕ на основі коефіцієнтів чутливості, що визначені для окремого режиму не буде вірним.

В [23] наведено, що в режимах максимального споживання генерування СЕС обмежене, а отже зменшує втрати несуттєво. Виходячи з цього, якщо коефіцієнт визначений для цього режиму – він не характеризує ефект зниження втрат. Для прикладу було проведено розрахунок такого режиму для вузлів (досліджуваної мережі) різної чутливості (таблиця 2.3). Результати розрахунку наведені в табл. М.1, додаток М. Згідно розрахунків побудуємо добовий графік зміни втрат потужності на кожному вузлі (рис. 2.5)

Таблиця 2.3 – Сума добових втрат потужності в режимі максимального споживання електричної енергії

№ вузла	Чутливість	Сума втрат потужності взимку, МВт
9	0,143	58,505
12	0,142	58,580
11	0,131	58,625
10	0,128	58,655
603	0,076	58,255
14	0,069	58,405

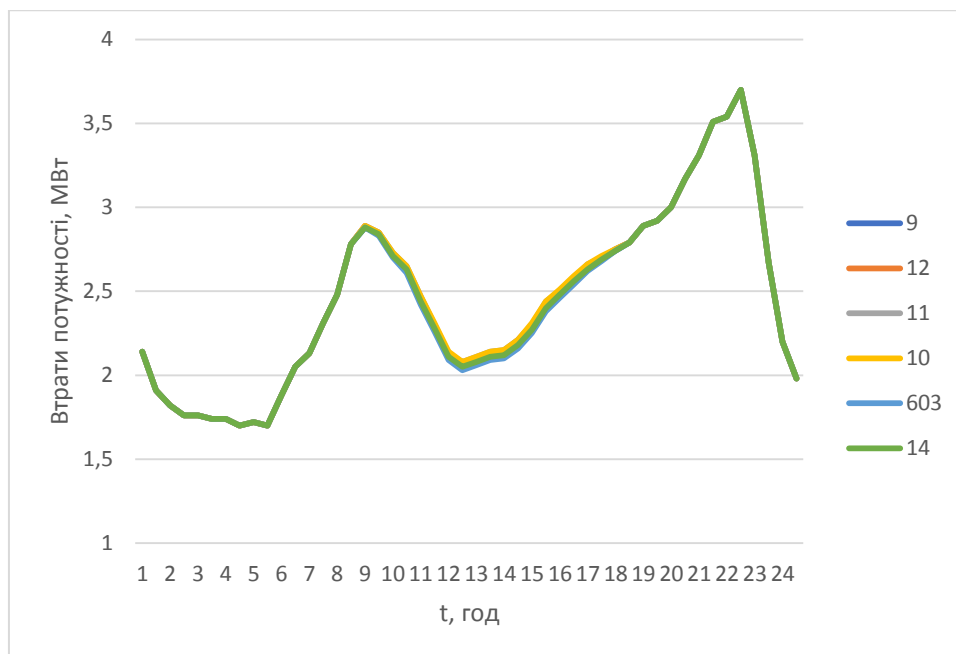


Рисунок 2.5– Графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби в режимі максимального споживання електричної енергії

В режимах максимального генерування навантаження суттєво зменшується, а отже коефіцієнти чутливості втрат, які розраховані для режиму максимальних навантажень – не відповідають цьому режиму. Аналогічно було проведено розрахунок такого режиму для вузлів (досліджуваної мережі) різної чутливості (таблиця 2.4). Результати розрахунку наведені в табл. М.2, додаток М. Згідно розрахунків побудуємо добовий графік зміни втрат потужності на кожному вузлі (рис. 2.6)

Таблиця 2.4 – Сума добових втрат потужності в режимі максимального генерування електричної енергії

№ вузла	Чутливість	Сума втрат потужності влітку, МВт
9	0,0516	36,695
12	0,0548	36,275
11	0,0514	36,21
10	0,0502	36,08
603	0,0313	35,69
14	0,0283	35,8

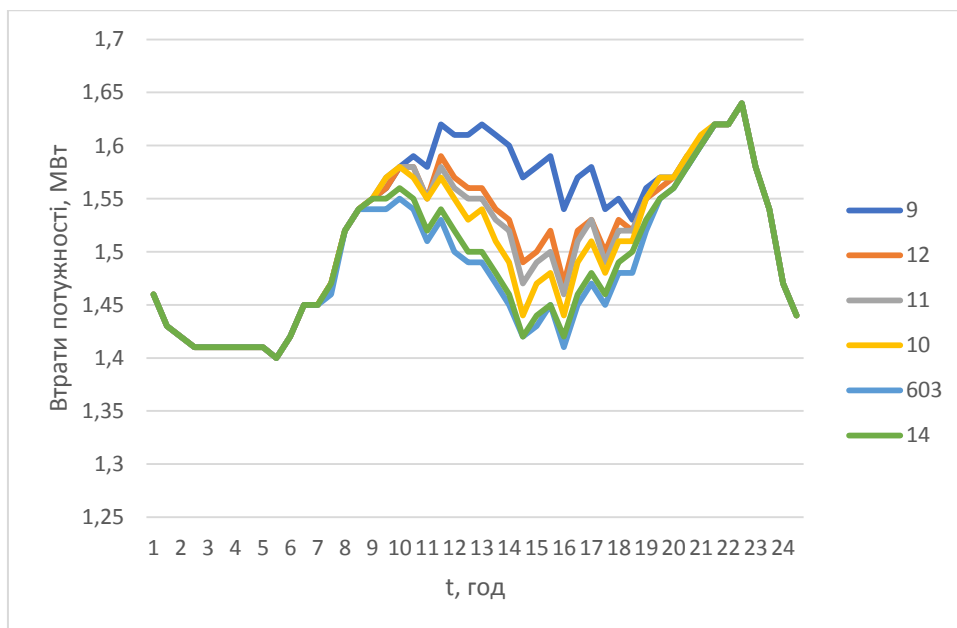


Рисунок 2.5– Графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби в режимі максимального генерування електричної енергії

Якщо визначити коефіцієнти чутливості втрат для максимального генерування, то вони будуть меншими за значенням, але матимуть подібний розподіл (ті самі вузли будуть мати більші коефіцієнти, що і для режиму максимальних навантажень).

Як тільки у певному вузлі приєднати СЕС (для прикладу було приєднано СЕС 20 МВт до ПС 603) то розподіл коефіцієнтів суттєво змінюється – ті, що раніше були максимальними вже не є такими. Отже, чутливість втрат змінюється з встановленням кожного МВт СЕС. (табл.2.5)

Таблиця 2.5 – Чутливість втрат у вузлах залежно від режиму е.м.

№ПС	Чутливість втрат (макс. навант. без генер.)	Чутливість втрат (навант. для періоду макс. генер.)	Чутливість втрат (навант. для періоду макс генер., генерування 20МВт у вузлі 603)
9	0,143	0,0516	0,0194
12	0,142	0,0548	0,009
11	0,1305	0,0514	0,0255
10	0,128	0,0502	0,0339
603	0,076	0,0313	0,024
14	0,0691	0,0283	0,0192

Таким чином, для підбору оптимального місця приєднання СЕС слід використовувати або метод перебору варіантів, або метод направленої (оптимізованого перебору) за коефіцієнтами чутливості, які слід перераховувати після кожного кроку збільшення потужності СЕС, що приєднана у певному вузлі.

Найпростішим варіантом виявляється приєднання СЕС до вузлів з мінімальним коефіцієнтом чутливості, що зумовлює мінімальний вплив на втрати (як негативний, так і позитивний)[23]. А отже дає можливість приймати рішення з найменшим ризиком перевищення втрат електроенергії в мережах.

На прикладі даних вузлів, видно що на підстанції з меншою чутливістю добові втрати потужності в мережі менші, що свідчить про те, що чутливість вузлів, можна використовувати як інструмент зменшення діапазону можливих місць підключення нових джерел генерації в схему електричних мережі. Що в свою чергу може пришвидшувати пошук оптимального місця підключення нових ФЕС.

За результатами дослідження впливу режимів СЕС на втрати електроенергії в розподільних мережах показано, що використання коефіцієнтів чутливості втрат потужності для визначення оптимальних місць приєднання СЕС не є однозначним, а коефіцієнти чутливості потребують ітеративного уточнення під час пошуку оптимального рішення.

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Умови праці для робіт, які пов'язані з обслуговуванням силових трансформаторів потужністю 16000 МВА

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.

3.2 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, переключень 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 випикується 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 випикується 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 місце 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].

3.3 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.

3.4 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-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).

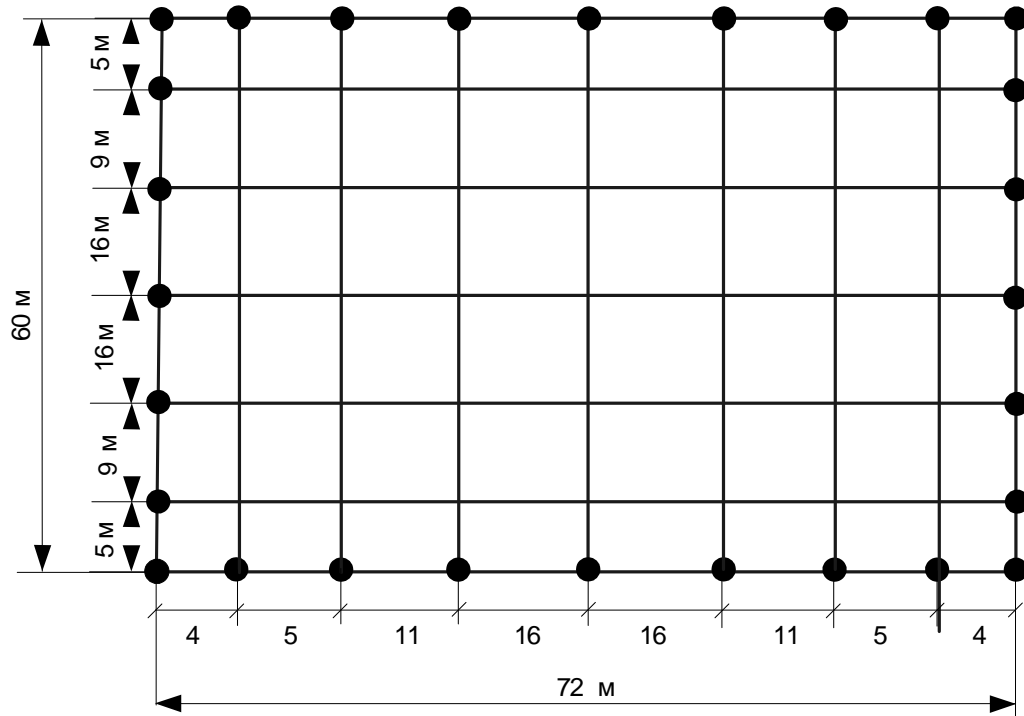


Рисунок 3.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

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]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_r + L_B}, \quad (3.1)$$

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.

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \quad (3.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (3.3)$$

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

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

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

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

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.

3.5 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 3.1.

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

Таблиця 3.1 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

Ступінь вогнестійкості будівлі	Стіни				Колони	Сходові площадки, балки, косури, марші сходових кліток	Плити, настили (з утеплювачем), несучі конструкції перекрить	Елементи перекрить	
	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 3.2 приведені протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх огнестійкості.

Таблиця 3.2 – 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 3.3 приведена допустима кількість поверхів і площа поверху і межах пожежного відсіку будівлі відповідно до ступеня вогнестійкості.

Таблиця 3.3 – 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	багатоповерхових	
				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 – 3шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті розміром 2м x 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.

Висновки:

Виконаний аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці, а також відповідні розрахунки дозволили розв'язати всі поставлені задачі:

- проведено аналіз умов праці при обслуговуванні силових трансформаторів на ПС, які працюють в складі електроенергетичної системи України;

- проведено аналіз організаційних рішень щодо безпечної експлуатації робочих місць персоналом ПС;

- проведено аналіз технічних рішень щодо безпечної експлуатації робочих місць персоналом ПС;

- запропоновано параметри заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ, які відповідають нормам діючих вимог, для облаштування досліджуваної ПС;

- проведено аналіз правил пожежної безпеки задля попередження виникнення та мінімізації негативних наслідків пожеж на досліджуваних ПС;

Виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання персоналу при виконанні робіт під час експлуатації силового обладнання ВРУ-110кВ.

4 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:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (4.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{\text{ан}} = 0.16$ – 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:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (4.2)$$

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; B – додаткові щорічні витрати на

експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (4.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos\varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (4.4)$$

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 (5200 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (4.5)$$

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: 4-604;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 604;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Кожухів 4.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 14-601 та 601-602;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 601, 602.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Сосонка тяга 14.

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 602-603 та 603-604;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 603.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 72977,285 тис. грн. розрахунок показаний у додатку Н табл. Н.1–Н.2.

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 61 777,04 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у додатку Н табл. Н.3–Н.5.

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 113508,4 тис. грн

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у додатку Н табл. Н.6.

В загальному, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 59790,407 тис. грн. розрахунок.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (4.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 8,4 = 9721,6 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (9,1+14,7) = 27544,54 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (14+9,8) = 27544,541 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 61777,04 + 9721,6 = 71498,64 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 113508,4 + 27544,54 = 141052,94 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 59790,407 + 27544,541 = 87334,948 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (4.7)$$

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (4.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100; \quad (4.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\text{П}} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}}\%)/100; \quad (4.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (4.9-4.10) маємо:

$$B_{\text{Л1}} = (9721,6 \cdot 0,3)/100 = 29,16 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (27544,54 \cdot 0,3)/100 = 82,63 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л3}} = (27544,54 \cdot 0,3)/100 = 82,63 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П1}} = (61777,04 \cdot 3)/100 = 1853,31 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П2}} = (113508,4 \cdot 3)/100 = 3405,25 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П3}} = (59790,407 \cdot 3)/100 = 1793,7 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.1:

Таблиця 4.1 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:4-604 П/ст:4,604	375	20	1788
2	ЛЕП:601-602,14-601 П/ст:601,602,14	773	61	3872
3	ЛЕП:603-602,604-603 П/ст:603	-1030	-202	-4029

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$V_1 = 29,16 + 1853,31 + 1788 \cdot 1,65 = 4832,67 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 82,63 + 3405,25 + 3872 \cdot 1,65 = 9876,68 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_3 = 82,63 + 1793,7 + (-4029) \cdot 1,65 = -4771,52 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = 5,45 \cdot 5200 = 28340 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_2 = (11,32 + 16,14) \cdot 5200 = 142792 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

$$W_{3(CEC)} = 18,3 \cdot 1200 = 21960 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

У відповідності з (4.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\begin{aligned} \Pi_1 &= 1,65 \cdot 0,12 \cdot 28340 - 4832,67 = 778,65 \text{ тис. грн.}; \\ \Pi_2 &= 1,65 \cdot 0,12 \cdot 142792 - 9876,68 = 18396,136 \text{ тис. грн.}; \\ \Pi_3 &= 5,2 \cdot 0,12 \cdot 21960 - (-4771,52) = 18474,56 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (4.1):

$$\begin{aligned} E'_a &= \frac{778,65/(1 + 0,2) + 18396,136/(1 + 0,2)^2 +}{71498,64/(1 + 0,2) + 141052,94/(1 + 0,2)^2 +} \\ &\frac{+18474,56/(1 + 0,2)^3}{+87334,541/(1 + 0,2)^3} = 0,1159 \end{aligned}$$

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:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,1159 = 8,6 \text{ років.}$$

Таблиця 4.2 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	32,92
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	Год	5200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	Млн. кВт*год	288,3
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	Млн.грн.	299,88
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	8,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,86
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,28
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	Млн. кВт*год	1,631
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	Млн. кВт*год	12,369

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (8,6) підтверджують ефективність.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській роботі було спроектовано електричну мережу 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми були підключені нові споживачі (вузли 601, 602 та 604) та СЕС (вузол 603). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно І) було розроблено відповідно конфігурацію, яка забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс-методу (відбулося 4 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний варіант.

Для ПС Сосонка тяга (вузол 14) відбулося підключення нової лінії (схема ПС «одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин» дозволяє це зробити без реконструкції), а саме: здійснили приєднання до першої секції робочих шин через один вимикач (Q8), після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (601,602,603,604) було вибрано схему РП типу: «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Для ПС Кожухів (вузла 4), відбулася реконструкція, а саме: існуючу схему «місток з короткозамикачами» реконструювали на «одна робоча система шин».

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,86 МВт при сумарній активній потужності генерації 122 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 299,886 млн. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу

ефективність оскільки $E(0.112)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 8.6 років.

У результаті дослідження впливу потужності генерування СЕС та місця приєднання СЕС на втрати потужності в електричній мережі отримали, що оптимальне місце для підключення СЕС – підстанція 603 з потужністю генерування – 20 МВт, при якій спостерігаються найменші втрати потужності у мережі.

На прикладі новозбудованих вузлів, було проведено дослідження чутливості вузлів, як інструмент оптимального вибору підключення СЕС. У результаті дослідження видно, що на підстанції з меншою чутливістю добові втрати потужності в мережі менші, що свідчить про те, що чутливість вузлів, можна використовувати як інструмент зменшення діапазону можливих місць підключення нових джерел генерації в схему електричних мережі. Що в свою чергу може пришвидшувати пошук оптимального місця підключення нових ФЕС. Але використання коефіцієнтів чутливості втрат потужності для визначення оптимальних місць приєднання СЕС не є однозначним, оскільки коефіцієнти чутливості потребують ітеративного уточнення під час пошуку оптимального рішення.

ЛІТЕРАТУРА

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. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
4. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. [Електронний ресурс] – Режим доступу <https://www.scirp.org/journal/paperinformation.aspx?paperid=94440>
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. Ю.С. Железко, "Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38 – 20 кВ по обобщенным параметрам схем," *Электрические станции*, №1, с. 31-37, 2006
19. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі (діючий), Київ, Україні: Коопосвіта, 1997
20. Ю.С. Железко, *Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов*, Москва, Российская Федерация: ENAS, 2009.

21. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною електричною системою України / СОУ НЕК ХХ.ХХХ:2017. Київ, 2017

22. 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

23. Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 05.14.02 «Електричні станції, мережі і системи» (141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка). – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2021.

24. 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.

25. ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

26. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

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

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

29. 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.

30. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця,

ВНТУ, 2008. 141 с.

31. 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.

32. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: изд. центр «Академия», 2007. – 448 с.

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток фрагменту розподільних електричних мереж 110-35 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з аналізом впливу фотоелектричних станцій на втрати електроенергії

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

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

Науковий керівник д.т.н., професор Комар В.О.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Unicheck	
Оригінальність	84,4
Схожість	15,6

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор


(підпис)

Тептя С.А.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Магістерську кваліфікаційну роботу допустити до захисту

Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Гриник В.А.
(прізвище, ініціали)

Керіник роботи


(підпис)

Комар В.О.
(прізвище, ініціали)

Експерт
(за потреби)


(підпис)

Комар В.О., зав. каф ЕСС
(прізвище, ініціали, посада)

Додаток Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

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

_____ (підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ
МЕРЕЖ 110-35 КВ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» З АНАЛІЗОМ ВПЛИВУ
ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**
08-13.МКР.007.00.007 ТЗ

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

_____ Комар В. О.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. ЕСМ-20м

_____ Тептя Є. А.

(підпис)

Вінниця 2021 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 № 277 від 24 вересня 2021 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. Железко Ю.С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В // Электрические станции. – №1. – 2002. – С.14-20.

2. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С. С. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

3. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.

4. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

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

6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.

7. 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 5 підстанцій 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 Сосонка тяга 110, Кожухів 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	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
3	Електротехнічна частина	07.09.21	05.10.21	розділ 1 ПЗ
4	Дослідження впливу фотоелектричних станцій на втрати електроенергії у розподільній мережі	06.10.21	30.10.21	розділ 2
5	Охорона праці	01.11.21	10.11.21	розділ 3
7	Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.20	розділ 4
9	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	пояснювальна записка
10	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	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.

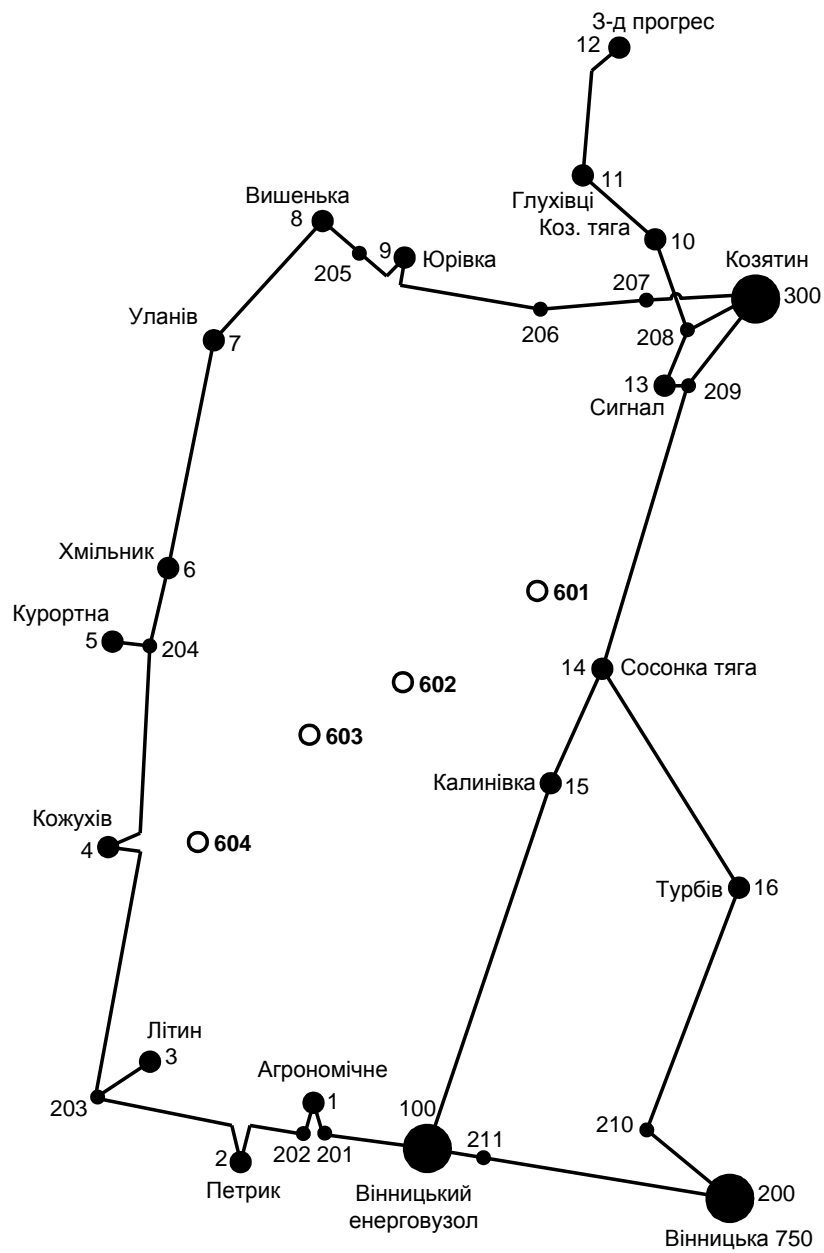
Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної 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	Нова 1 (601)	Нова 2 (602)	СЕС 3 (603)	Нова 4 (604)
Навантаження, МВт	10,8	15,4	-18,3	5,2
cos φ	0,89	0,97	1,00	0,88
Категорія споживачів	I	I	II	I

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	95	97	89	92	93	96	99	99	99	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	Марка проводу
100	201	Вінницький енерговузол – 201	12,7	АС-95
201	1	201 – Агрономічне	2,8	АС-120
1	202	Агрономічне – 202	2,8	АС-120
202	2	202 – Петрик	16,3	АС-95
2	203	Петрик – 203	14,8	АС-95
203	3	203 – Літин	0,43	АС-95

Продовження табл. Б.3

203	4	203 – Кожухів	17,7	АС-95
4	204	Кожухів – 204	5,97	АС-95
204	5	204 – Курортна	1,8	АС-95
204	6	204 – Хмільник	10,4	АС-95
7	6	Уланів – Хмільник	22,5	АС-95
8	7	Вишенька – Уланів	22,4	АС-120
205	8	205 – Вишенька	10,3	АС-120
9	205	Юрівка – 205	6,6	АС-150
206	9	206 – Юрівка	20,8	АС-120
207	206	207 – 206	17,5	АС-150
300	207	Козятин – 207	3,1	АС-185
300	208	Козятин – 208	7,39	АС-185
208	10	208 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
208	13	208 – Сигнал	0,06	АС-185
209	13	209 – Сигнал	0,01	АС-185
300	209	Козятин – 209	7,45	АС-185
209	14	209 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	53,1	АС-185
100	211	Вінницький енерговузол – 211	1,35	АС-150
211	200	211 – Вінницька 750	15,75	АС-150
200	210	Вінницька 750 – 210	5,2	АС-120
210	16	210 – Турбів	19,0	АС-120
16	14	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформ
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,9	3,2 + j1,55	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,89	3,3 + j1,69	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,87	3,7 + j2,1	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,88	2,5 + j1,35	ТМН-6300/110/10	1

Продовження табл. Б.4

5	Курортна	0,88	4,4 + j2,37	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,89	6,8 + j3,48	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,89	2,6 + j1,33	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,87	3,1 + j1,76	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,88	3,2 + j1,73	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,91	16,0 + j7,29	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,89	4,7 + j2,41	ТДН-10000/110/10	2
12	Завод Прогрес	0,87	6,2 + j3,51	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,88	8,4 + j4,53	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,89	11,0 + j5,64	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,9	6,4 + j3,1	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,88	4,4 + j2,37	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

Додаток В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 91.803 МВт / 804.197 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 89.900 МВт / 787.524 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.184 МВт / 5.113 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.184 МВт / 5.113 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.519 МВт / 4.545 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.250 МВт / 1.081 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.769 МВт / 5.625 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.486 МВт / 10.738 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, градус
100		-35.731	-14.908	115.000	0.00
201		0.000	0.000	113.909	-0.27
1		0.000	0.000	113.696	-0.34
202		0.000	0.000	113.522	-0.39
2		0.000	0.000	112.345	-0.68
203		0.000	0.000	111.501	-0.90
3		0.000	0.000	111.493	-0.90
4		0.000	0.000	110.809	-1.08
204		0.000	0.000	110.646	-1.13
5		0.000	0.000	110.604	-1.14
6		0.000	0.000	110.590	-1.17
7		0.000	0.000	111.219	-1.08
8		0.000	0.000	111.988	-0.90
205		0.000	0.000	112.474	-0.77
9		0.000	0.000	112.738	-0.69
206		0.000	0.000	113.989	-0.36
207		0.000	0.000	114.865	-0.06
300		-56.072	-28.431	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.508	-0.20
10		0.000	0.000	113.404	-0.63
11		0.000	0.000	113.102	-0.74
12		0.000	0.000	112.701	-0.89
13		0.000	0.000	114.509	-0.19
209		0.000	0.000	114.509	-0.19
14		0.000	0.000	113.661	-0.54
15		0.000	0.000	113.694	-0.53
211		0.000	0.000	114.969	-0.02
200		0.000	0.000	114.595	-0.20
210		0.000	0.000	114.441	-0.26
16		0.000	0.000	113.852	-0.46
3001		3.200	1.550	10.521	-3.46
3002		3.300	1.690	10.356	-3.99
3003		3.700	2.100	10.377	-3.20
4003		0.000	0.000	109.602	-2.35
5003		0.000	0.000	36.693	-2.35
6003		0.000	0.000	10.377	-3.20
3004		2.500	1.350	10.291	-3.64
3005		4.400	2.370	10.242	-4.01
1006		0.000	0.000	107.324	-4.11
2006		0.000	0.000	35.930	-4.11
3006		6.800	3.480	10.249	-4.07
3007		2.600	1.330	10.333	-3.72
3008		3.100	1.760	10.311	-4.02
1009		0.000	0.000	108.367	-4.01
2009		0.000	0.000	36.279	-4.01
3009		3.200	1.730	10.129	-6.03
10010		0.000	0.000	112.149	-1.87

20010	0.000	0.000	26.817	-1.87
30010	16.000	7.290	10.653	-2.64
40010	0.000	0.000	112.149	-1.87
50010	0.000	0.000	26.817	-1.87
60010	0.000	0.000	10.653	-2.64
30011	4.700	2.410	10.655	-2.19
60011	0.000	0.000	10.656	-2.19
30012	6.200	3.510	10.480	-3.31
10013	0.000	0.000	112.527	-1.87
20013	0.000	0.000	37.673	-1.87
30013	8.400	4.530	10.753	-1.84
40013	0.000	0.000	112.531	-1.87
50013	0.000	0.000	37.673	-1.87
60013	0.000	0.000	10.754	-1.84
10014	0.000	0.000	112.155	-1.89
20014	0.000	0.000	26.819	-1.89
30014	11.000	5.640	10.720	-1.87
40014	0.000	0.000	112.160	-1.89
50014	0.000	0.000	26.819	-1.89
60014	0.000	0.000	10.721	-1.87
10015	0.000	0.000	112.481	-1.71
20015	0.000	0.000	37.750	-1.38
30015	6.400	3.100	10.749	-1.69
40015	0.000	0.000	112.778	-1.38
50015	0.000	0.000	37.750	-1.38
60015	0.000	0.000	10.749	-1.69
10016	0.000	0.000	112.742	-1.40
20016	0.000	0.000	37.729	-1.39
30016	4.400	2.370	10.751	-1.59
40016	0.000	0.000	112.494	-1.61
50016	0.000	0.000	37.729	-1.39
60016	0.000	0.000	10.751	-1.59

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.302	1.411	2.294	1.282	0.009	0.129	0.014	3.162
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.090	-0.000
4003	6003	1.406	0.847	1.404	0.817	0.002	0.029	0.009	1.191
3	4003	1.408	0.897	1.406	0.847	0.002	0.050	0.009	1.970
100	201	19.496	8.684	19.351	8.510	0.144	0.173	0.107	1.092
201	1	19.351	8.778	19.325	8.739	0.026	0.038	0.108	0.214
1	202	16.101	6.990	16.083	6.964	0.018	0.026	0.089	0.175
202	2	16.083	7.291	15.953	7.134	0.130	0.156	0.090	1.182
203	4	8.820	3.657	8.777	3.605	0.043	0.051	0.049	0.699
4	204	6.258	2.423	6.251	2.415	0.007	0.009	0.035	0.165
204	6	1.822	-0.025	1.821	-0.026	0.001	0.001	0.009	0.057
6	7	-5.029	-3.602	-5.052	-3.630	0.023	0.028	-0.032	-0.632
7	8	-7.671	-4.444	-7.710	-4.500	0.038	0.055	-0.046	-0.774
8	205	-10.834	-6.013	-10.868	-6.063	0.034	0.049	-0.064	-0.489
205	9	-10.868	-5.773	-10.885	-5.804	0.017	0.030	-0.063	-0.267
9	206	-14.117	-7.556	-14.230	-7.720	0.113	0.163	-0.082	-1.257
206	207	-14.230	-7.046	-14.301	-7.176	0.071	0.130	-0.080	-0.879
207	300	-14.301	-6.802	-14.311	-6.824	0.010	0.022	-0.079	-0.135
11	30011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.772
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11	60011	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.770
10	10010	8.005	3.993	8.000	3.776	0.005	0.215	0.045	1.308
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	40010	8.006	3.993	8.001	3.777	0.005	0.215	0.045	1.308
40010	60010	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.133	0.045	0.828
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.475	0.001
10010	30010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.133	0.045	0.836
300	208	21.000	10.866	20.947	10.749	0.053	0.117	0.119	0.493
208	13	-6.301	-3.342	-6.301	-3.342	0.000	0.000	-0.036	-0.001
13	209	-14.772	-8.559	-14.772	-8.560	0.000	0.000	-0.086	-0.001
209	14	5.936	3.037	5.910	2.979	0.026	0.058	0.034	0.853
14	15	-1.328	-1.302	-1.328	-1.303	0.000	0.001	-0.009	-0.033
15	100	-7.792	-3.871	-7.845	-3.988	0.053	0.117	-0.044	-1.311
15	10015	2.942	1.457	2.940	1.382	0.002	0.076	0.017	1.258
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.295
20015	50015	-1.412	-0.515	-1.412	-0.515	0.000	0.000	-0.023	-0.000
40015	50015	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.018
15	40015	3.464	1.807	3.462	1.741	0.002	0.065	0.020	0.944
40015	60015	2.050	1.226	2.049	1.211	0.001	0.015	0.012	0.416

60015	30015	2.049	1.211	2.049	1.211	0.000	0.000	0.128	0.000
10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.024	0.104
14	10014	5.504	2.993	5.499	2.824	0.005	0.168	0.032	1.563
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.508	2.981	5.504	2.813	0.005	0.168	0.032	1.557
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.074
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.332	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
14	16	-3.870	-1.049	-3.875	-1.057	0.005	0.007	-0.020	-0.193
16	210	-8.329	-3.250	-8.361	-3.296	0.032	0.046	-0.045	-0.591
210	200	-8.361	-2.870	-8.369	-2.882	0.008	0.012	-0.045	-0.154
200	211	-8.369	-2.507	-8.389	-2.542	0.019	0.035	-0.044	-0.375
211	100	-8.389	-2.233	-8.390	-2.236	0.002	0.003	-0.044	-0.031
16	10016	1.510	0.845	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.141
10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.214
16	40016	2.896	1.642	2.893	1.564	0.002	0.077	0.017	1.399
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.092
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.231	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.354
209	300	-20.708	-10.624	-20.760	-10.740	0.052	0.116	-0.117	-0.491
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
50013	20013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.024	0.099
30013	60013	-4.200	-2.256	-4.200	-2.256	0.000	0.000	-0.256	-0.000
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.024	0.100
13	40013	4.208	2.425	4.204	2.261	0.005	0.163	0.024	2.037
13	10013	4.206	2.430	4.201	2.266	0.005	0.163	0.024	2.041
1	3001	3.213	1.779	3.198	1.549	0.015	0.229	0.019	3.901
204	5	4.429	2.734	4.428	2.733	0.001	0.002	0.027	0.042
208	10	27.248	14.460	27.093	14.117	0.154	0.342	0.155	1.110
10	11	10.999	5.999	10.982	5.961	0.017	0.038	0.064	0.305
11	12	6.246	3.690	6.234	3.661	0.013	0.029	0.037	0.405
12	30012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.018	0.365	0.037	3.299
203	3	3.734	2.437	3.733	2.437	0.000	0.000	0.023	0.009
4003	5003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	203	12.627	5.641	12.553	5.552	0.074	0.089	0.071	0.849
9	1009	3.218	2.150	3.208	1.884	0.010	0.265	0.020	4.628
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	3.208	1.884	3.198	1.729	0.010	0.154	0.020	2.794
4	3004	2.509	1.503	2.498	1.349	0.010	0.153	0.015	3.413
8	3008	3.114	2.000	3.098	1.759	0.016	0.240	0.019	4.438
7	3007	2.609	1.490	2.598	1.329	0.011	0.160	0.016	3.393
6	1006	6.823	3.940	6.810	3.478	0.014	0.460	0.041	3.520
1006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	3006	6.810	3.478	6.796	3.478	0.014	0.000	0.041	0.165
5	3005	4.414	2.671	4.397	2.369	0.017	0.301	0.027	3.767
2	3002	3.315	1.947	3.298	1.689	0.017	0.257	0.020	4.330

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.: 124.964 МВт / 1094.684 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.810 МВт / 1075.816 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.304 МВт / 5.632 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.304 МВт / 5.632 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.647 МВт / 5.672 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.261 МВт / 1.126 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.908 МВт / 6.797 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.878 МВт / 12.429 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-44.675	-6.278	115.000	0.00
201		0.000	0.000	114.227	-0.34
1		0.000	0.000	114.081	-0.42
202		0.000	0.000	113.973	-0.48
2		0.000	0.000	113.205	-0.86
203		0.000	0.000	112.732	-1.16
3		0.000	0.000	112.723	-1.16
4		0.000	0.000	112.480	-1.44
204		0.000	0.000	112.236	-1.47
5		0.000	0.000	112.195	-1.47
6		0.000	0.000	112.034	-1.46
7		0.000	0.000	112.338	-1.29
8		0.000	0.000	112.792	-1.04
205		0.000	0.000	113.133	-0.89
9		0.000	0.000	113.308	-0.78
206		0.000	0.000	114.265	-0.40
207		0.000	0.000	114.905	-0.06
300		-61.989	-23.596	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.486	-0.24
10		0.000	0.000	113.383	-0.67
11		0.000	0.000	113.080	-0.79
12		0.000	0.000	112.679	-0.93
13		0.000	0.000	114.487	-0.24
209		0.000	0.000	114.488	-0.24
14		0.000	0.000	113.396	-1.13
15		0.000	0.000	113.451	-1.07
211		0.000	0.000	114.965	-0.03
200		0.000	0.000	114.540	-0.37
210		0.000	0.000	114.357	-0.48
16		0.000	0.000	113.665	-0.88
3001		3.200	1.550	10.559	-3.52
3002		3.300	1.690	10.442	-4.12
3003		3.700	2.100	10.498	-3.42
4003		0.000	0.000	110.856	-2.58
5003		0.000	0.000	37.113	-2.58
6003		0.000	0.000	10.498	-3.42
3004		2.500	1.350	10.456	-3.92
3005		4.400	2.370	10.399	-4.26
1006		0.000	0.000	108.817	-4.33
2006		0.000	0.000	36.430	-4.33
3006		6.800	3.480	10.392	-4.28
3007		2.600	1.330	10.444	-3.87
3008		3.100	1.760	10.391	-4.11
1009		0.000	0.000	108.967	-4.07
2009		0.000	0.000	36.480	-4.07
3009		3.200	1.730	10.187	-6.07

10010	0.000	0.000	112.127	-1.91
20010	0.000	0.000	26.812	-1.91
30010	16.000	7.290	10.650	-2.69
40010	0.000	0.000	112.127	-1.91
50010	0.000	0.000	26.812	-1.91
60010	0.000	0.000	10.651	-2.69
30011	4.700	2.410	10.653	-2.23
60011	0.000	0.000	10.653	-2.23
30012	6.200	3.510	10.478	-3.36
10013	0.000	0.000	112.505	-1.91
20013	0.000	0.000	37.665	-1.91
30013	8.400	4.530	10.751	-1.88
40013	0.000	0.000	112.509	-1.91
50013	0.000	0.000	37.665	-1.91
60013	0.000	0.000	10.752	-1.89
10014	0.000	0.000	111.886	-2.49
20014	0.000	0.000	26.755	-2.49
30014	11.000	5.640	10.694	-2.47
40014	0.000	0.000	111.891	-2.49
50014	0.000	0.000	26.755	-2.49
60014	0.000	0.000	10.695	-2.47
10015	0.000	0.000	112.236	-2.25
20015	0.000	0.000	37.668	-1.92
30015	6.400	3.100	10.725	-2.23
40015	0.000	0.000	112.533	-1.92
50015	0.000	0.000	37.668	-1.92
60015	0.000	0.000	10.725	-2.23
10016	0.000	0.000	112.553	-1.83
20016	0.000	0.000	37.666	-1.82
30016	4.400	2.370	10.732	-2.02
40016	0.000	0.000	112.305	-2.05
50016	0.000	0.000	37.666	-1.82
60016	0.000	0.000	10.733	-2.02
604	5.450	-2.940	112.746	-1.46
603	-18.300	0.000	113.132	-1.33
602	16.140	-4.050	113.190	-1.53
601	11.320	-5.800	113.349	-1.40
300601	0.000	0.000	10.436	-1.40
600604	0.000	0.000	10.784	-1.46
600601	0.000	0.000	10.436	-1.40
300602	0.000	0.000	10.826	-1.53
600602	0.000	0.000	10.826	-1.53
300603	0.000	0.000	10.821	-1.33
600603	0.000	0.000	10.821	-1.33
300604	0.000	0.000	10.784	-1.46

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.302	1.408	2.294	1.282	0.008	0.126	0.014	3.141
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.089	-0.000
4003	6003	1.406	0.846	1.404	0.817	0.002	0.029	0.009	1.183
3	4003	1.408	0.895	1.406	0.846	0.002	0.049	0.009	1.957
100	201	17.854	2.834	17.750	2.709	0.103	0.124	0.091	0.775
201	1	17.750	2.978	17.732	2.951	0.019	0.027	0.091	0.147
1	202	14.508	1.203	14.495	1.185	0.012	0.018	0.074	0.109
202	2	14.495	1.515	14.407	1.409	0.088	0.105	0.074	0.777
203	4	7.301	-2.010	7.275	-2.042	0.026	0.032	0.039	0.264
4	204	6.937	5.827	6.924	5.812	0.013	0.015	0.046	0.245
204	6	2.495	3.388	2.490	3.382	0.005	0.006	0.022	0.201
6	7	-4.359	-0.172	-4.371	-0.186	0.011	0.013	-0.022	-0.311
7	8	-6.990	-0.982	-7.014	-1.017	0.024	0.034	-0.036	-0.464
8	205	-10.138	-2.520	-10.162	-2.555	0.024	0.034	-0.053	-0.346
205	9	-10.162	-2.262	-10.174	-2.283	0.012	0.021	-0.053	-0.178
9	206	-13.405	-4.027	-13.491	-4.151	0.085	0.124	-0.071	-0.964
206	207	-13.491	-3.473	-13.546	-3.573	0.054	0.100	-0.070	-0.643
207	300	-13.546	-3.199	-13.553	-3.216	0.008	0.017	-0.070	-0.095
2	203	11.082	-0.073	11.035	-0.129	0.047	0.056	0.056	0.483
4	604	-2.181	-8.885	-2.188	-8.906	0.007	0.020	-0.047	-0.266
604	603	-7.656	-5.694	-7.669	-5.731	0.013	0.037	-0.049	-0.392
603	602	10.582	-5.534	10.567	-5.575	0.014	0.040	0.061	-0.048
602	601	-5.601	-1.317	-5.606	-1.331	0.005	0.014	-0.029	-0.165
601	14	-16.962	4.469	-16.990	4.389	0.028	0.080	-0.089	-0.059
14	16	-8.756	0.837	-8.780	0.802	0.024	0.035	-0.045	-0.278
16	210	-13.234	-1.393	-13.304	-1.495	0.070	0.101	-0.067	-0.701
210	200	-13.304	-1.069	-13.323	-1.097	0.019	0.028	-0.067	-0.184
200	211	-13.323	-0.723	-13.368	-0.805	0.045	0.082	-0.067	-0.428
211	100	-13.368	-0.495	-13.372	-0.502	0.004	0.007	-0.067	-0.035
16	10016	1.510	0.845	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.156

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.: 125.053 МВт / 1095.466 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.810 МВт / 1075.816 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.437 МВт / 6.206 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.437 МВт / 6.206 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.590 МВт / 5.172 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.273 МВт / 1.180 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.864 МВт / 6.352 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.908 МВт / 12.558 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-44.733	-6.886	110.000	0.00
201		0.000	0.000	109.176	-0.37
1		0.000	0.000	109.020	-0.45
202		0.000	0.000	108.905	-0.52
2		0.000	0.000	108.087	-0.93
203		0.000	0.000	107.583	-1.25
3		0.000	0.000	107.574	-1.26
4		0.000	0.000	107.313	-1.57
204		0.000	0.000	107.054	-1.59
5		0.000	0.000	107.011	-1.60
6		0.000	0.000	106.839	-1.58
7		0.000	0.000	107.155	-1.39
8		0.000	0.000	107.636	-1.12
205		0.000	0.000	107.998	-0.96
9		0.000	0.000	108.185	-0.85
206		0.000	0.000	109.206	-0.43
207		0.000	0.000	109.897	-0.07
300		-62.020	-24.406	110.000	0.00
208		0.000	0.000	109.457	-0.26
10		0.000	0.000	108.294	-0.73
11		0.000	0.000	107.975	-0.86
12		0.000	0.000	107.551	-1.02
13		0.000	0.000	109.459	-0.26
209		0.000	0.000	109.459	-0.26
14		0.000	0.000	108.303	-1.23
15		0.000	0.000	108.361	-1.16
211		0.000	0.000	109.962	-0.03
200		0.000	0.000	109.509	-0.40
210		0.000	0.000	109.316	-0.52
16		0.000	0.000	108.587	-0.96
3001		3.200	1.550	10.056	-3.86
3002		3.300	1.690	9.930	-4.52
3003		3.700	2.100	9.990	-3.74
4003		0.000	0.000	105.603	-2.82
5003		0.000	0.000	35.354	-2.82
6003		0.000	0.000	9.990	-3.74
3004		2.500	1.350	9.945	-4.30
3005		4.400	2.370	9.885	-4.67
1006		0.000	0.000	103.438	-4.75
2006		0.000	0.000	34.629	-4.75
3006		6.800	3.480	9.877	-4.70
3007		2.600	1.330	9.931	-4.25
3008		3.100	1.760	9.876	-4.51
1009		0.000	0.000	103.559	-4.47
2009		0.000	0.000	34.670	-4.47
3009		3.200	1.730	9.657	-6.69
10010		0.000	0.000	106.971	-2.09

20010	0.000	0.000	25.579	-2.09
30010	16.000	7.290	10.154	-2.94
40010	0.000	0.000	106.971	-2.09
50010	0.000	0.000	25.579	-2.09
60010	0.000	0.000	10.154	-2.95
30011	4.700	2.410	10.157	-2.44
60011	0.000	0.000	10.157	-2.44
30012	6.200	3.510	9.971	-3.69
10013	0.000	0.000	107.376	-2.09
20013	0.000	0.000	35.949	-2.09
30013	8.400	4.530	10.260	-2.06
40013	0.000	0.000	107.381	-2.10
50013	0.000	0.000	35.949	-2.09
60013	0.000	0.000	10.261	-2.06
10014	0.000	0.000	106.717	-2.72
20014	0.000	0.000	25.519	-2.72
30014	11.000	5.640	10.200	-2.70
40014	0.000	0.000	106.723	-2.72
50014	0.000	0.000	25.519	-2.72
60014	0.000	0.000	10.200	-2.70
10015	0.000	0.000	107.085	-2.46
20015	0.000	0.000	35.948	-2.09
30015	6.400	3.100	10.232	-2.44
40015	0.000	0.000	107.396	-2.10
50015	0.000	0.000	35.948	-2.09
60015	0.000	0.000	10.232	-2.44
10016	0.000	0.000	107.419	-2.00
20016	0.000	0.000	35.946	-1.99
30016	4.400	2.370	10.240	-2.21
40016	0.000	0.000	107.159	-2.24
50016	0.000	0.000	35.946	-1.99
60016	0.000	0.000	10.240	-2.21
604	5.450	-2.940	107.597	-1.58
603	-18.300	0.000	108.010	-1.44
602	16.140	-4.050	108.077	-1.67
601	11.320	-5.800	108.254	-1.53
300601	0.000	0.000	10.354	-1.53
600604	0.000	0.000	10.291	-1.58
600601	0.000	0.000	10.354	-1.53
300602	0.000	0.000	10.337	-1.67
600602	0.000	0.000	10.337	-1.67
300603	0.000	0.000	10.331	-1.44
600603	0.000	0.000	10.331	-1.44
300604	0.000	0.000	10.291	-1.58

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.303	1.421	2.294	1.282	0.009	0.139	0.014	3.326
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.094	-0.000
4003	6003	1.406	0.849	1.404	0.817	0.002	0.032	0.009	1.252
3	4003	1.408	0.904	1.406	0.849	0.002	0.054	0.009	2.073
100	201	17.905	3.141	17.790	3.003	0.114	0.137	0.095	0.827
201	1	17.790	3.248	17.770	3.218	0.021	0.030	0.095	0.157
1	202	14.545	1.445	14.531	1.425	0.014	0.020	0.077	0.117
202	2	14.531	1.726	14.434	1.609	0.097	0.116	0.077	0.828
203	4	7.323	-1.943	7.294	-1.978	0.029	0.035	0.041	0.284
4	204	6.948	5.983	6.933	5.965	0.014	0.017	0.049	0.261
204	6	2.504	3.488	2.498	3.482	0.006	0.007	0.023	0.214
6	7	-4.352	-0.154	-4.364	-0.169	0.012	0.015	-0.023	-0.325
7	8	-6.984	-1.045	-7.010	-1.083	0.026	0.038	-0.038	-0.492
8	205	-10.135	-2.655	-10.161	-2.693	0.026	0.038	-0.056	-0.367
205	9	-10.161	-2.427	-10.174	-2.450	0.013	0.024	-0.056	-0.191
9	206	-13.407	-4.276	-13.502	-4.414	0.095	0.137	-0.075	-1.030
206	207	-13.502	-3.795	-13.563	-3.906	0.060	0.110	-0.074	-0.694
207	300	-13.563	-3.564	-13.571	-3.583	0.009	0.019	-0.074	-0.103
2	203	11.108	0.059	11.056	-0.003	0.051	0.062	0.059	0.515
4	604	-2.172	-9.035	-2.180	-9.059	0.008	0.023	-0.050	-0.283
604	603	-7.646	-5.872	-7.661	-5.913	0.015	0.041	-0.052	-0.420
603	602	10.593	-5.734	10.577	-5.779	0.016	0.045	0.064	-0.055
602	601	-5.588	-1.540	-5.593	-1.555	0.006	0.016	-0.031	-0.184
601	14	-16.933	4.464	-16.964	4.376	0.031	0.088	-0.093	-0.063
14	16	-8.754	0.810	-8.780	0.771	0.026	0.038	-0.047	-0.293
16	210	-13.231	-1.461	-13.308	-1.573	0.077	0.111	-0.071	-0.739
210	200	-13.308	-1.184	-13.329	-1.214	0.021	0.030	-0.070	-0.195
200	211	-13.329	-0.872	-13.378	-0.962	0.049	0.090	-0.070	-0.456
211	100	-13.378	-0.679	-13.383	-0.686	0.004	0.008	-0.070	-0.038

16	10016	1.511	0.849	1.509	0.813	0.001	0.036	0.009	1.218
10016	20016	0.960	0.378	0.960	0.378	0.000	0.000	0.006	0.047
20016	50016	0.960	0.378	0.960	0.378	0.000	0.000	0.017	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.378	0.000	0.005	-0.006	-0.230
16	40016	2.896	1.650	2.894	1.564	0.003	0.085	0.018	1.495
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.023	0.096
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.243	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.004	0.004	0.376
14	10014	5.505	3.010	5.500	2.824	0.005	0.186	0.033	1.682
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.509	2.999	5.504	2.813	0.005	0.186	0.033	1.676
40014	60014	5.508	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.033	0.077
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.349	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.033	0.077
13	10013	4.207	2.446	4.202	2.266	0.005	0.179	0.026	2.153
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
20013	50013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	0.000
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	40013	4.209	2.441	4.204	2.261	0.005	0.179	0.026	2.149
40013	60013	4.206	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.026	0.104
60013	30013	4.200	2.256	4.200	2.256	0.000	0.000	0.268	0.000
10013	30013	4.200	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.026	0.104
14	209	-12.472	-1.620	-12.576	-1.850	0.103	0.229	-0.067	-1.179
209	13	11.459	9.226	11.459	9.226	0.000	0.000	0.077	0.000
13	208	2.991	4.008	2.991	4.008	0.000	0.000	0.026	0.001
208	300	-24.269	-10.315	-24.342	-10.477	0.073	0.161	-0.139	-0.544
10	40010	8.007	4.028	8.002	3.790	0.006	0.237	0.048	1.386
40010	60010	8.009	3.769	8.003	3.622	0.006	0.147	0.048	0.877
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.499	0.001
10010	30010	7.993	3.811	7.987	3.664	0.006	0.147	0.048	0.885
10	10010	8.006	4.028	8.000	3.790	0.006	0.237	0.048	1.385
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.001	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.353	1.291	2.348	1.205	0.005	0.085	0.014	1.872
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.150	-0.000
11	60011	2.354	1.289	2.349	1.203	0.005	0.085	0.014	1.870
209	300	-24.035	-10.187	-24.107	-10.347	0.072	0.159	-0.137	-0.542
40015	50015	1.413	0.516	1.413	0.516	0.000	0.000	0.008	0.019
50015	20015	1.413	0.516	1.413	0.516	0.000	0.000	0.024	0.000
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.413	-0.516	0.001	0.011	-0.008	-0.319
10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.026	0.108
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.134	-0.000
40015	60015	2.050	1.228	2.049	1.211	0.001	0.017	0.013	0.445
15	40015	3.465	1.816	3.463	1.744	0.002	0.072	0.021	1.014
15	10015	2.943	1.465	2.940	1.382	0.002	0.083	0.017	1.353
14	15	-6.840	-0.087	-6.843	-0.095	0.004	0.008	-0.036	-0.060
15	100	-13.303	-2.744	-13.445	-3.059	0.141	0.313	-0.072	-1.661
601	300601	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300601	600601	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	600601	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	300602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	300603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	300604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300604	600604	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	600604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	3006	6.811	3.478	6.796	3.478	0.015	0.000	0.043	0.171
4003	5003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	3.220	2.192	3.209	1.899	0.011	0.292	0.021	4.929
1009	3009	3.209	1.899	3.198	1.729	0.011	0.170	0.021	2.973
10	11	11.001	6.106	10.982	6.063	0.019	0.042	0.067	0.323
11	12	6.248	3.750	6.234	3.718	0.014	0.032	0.039	0.429
12	30012	6.217	3.913	6.196	3.508	0.020	0.403	0.039	3.499
8	3008	3.116	2.021	3.098	1.759	0.017	0.262	0.020	4.685
7	3007	2.610	1.503	2.598	1.329	0.012	0.174	0.016	3.576
6	1006	6.825	3.975	6.811	3.478	0.015	0.495	0.043	3.715
204	5	4.430	2.753	4.428	2.751	0.001	0.002	0.028	0.043
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.733	2.445	3.733	2.444	0.000	0.000	0.024	0.009
5	3005	4.415	2.693	4.397	2.369	0.018	0.323	0.028	3.967
208	10	27.261	14.661	27.090	14.282	0.170	0.377	0.163	1.171
4	3004	2.509	1.514	2.498	1.349	0.011	0.164	0.016	3.588
2	3002	3.317	1.970	3.298	1.689	0.019	0.280	0.021	4.575

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.: 124.858 МВт / 1093.755 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.810 МВт / 1075.816 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.166 МВт / 5.037 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.166 МВт / 5.037 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.719 МВт / 6.302 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.221 МВт / 0.955 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.941 МВт / 7.257 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.847 МВт / 12.295 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-44.593	-5.243	121.000	0.00
201		0.000	0.000	120.285	-0.31
1		0.000	0.000	120.150	-0.38
202		0.000	0.000	120.051	-0.44
2		0.000	0.000	119.341	-0.79
203		0.000	0.000	118.905	-1.06
3		0.000	0.000	118.897	-1.06
4		0.000	0.000	118.677	-1.32
204		0.000	0.000	118.448	-1.34
5		0.000	0.000	118.410	-1.35
6		0.000	0.000	118.260	-1.33
7		0.000	0.000	118.546	-1.18
8		0.000	0.000	118.968	-0.95
205		0.000	0.000	119.284	-0.81
9		0.000	0.000	119.446	-0.72
206		0.000	0.000	120.330	-0.37
207		0.000	0.000	120.915	-0.06
300		-61.965	-22.470	121.000	0.00
208		0.000	0.000	120.519	-0.22
10		0.000	0.000	119.479	-0.61
11		0.000	0.000	119.195	-0.72
12		0.000	0.000	118.818	-0.85
13		0.000	0.000	120.520	-0.22
209		0.000	0.000	120.521	-0.22
14		0.000	0.000	119.520	-1.03
15		0.000	0.000	119.570	-0.97
211		0.000	0.000	120.968	-0.03
200		0.000	0.000	120.580	-0.34
210		0.000	0.000	120.411	-0.44
16		0.000	0.000	119.768	-0.81
3001		3.200	1.550	11.160	-3.17
3002		3.300	1.690	11.052	-3.71
3003		3.700	2.100	11.105	-3.08
4003		0.000	0.000	117.139	-2.34
5003		0.000	0.000	39.216	-2.34
6003		0.000	0.000	11.105	-3.08
3004		2.500	1.350	11.066	-3.54
3005		4.400	2.370	11.014	-3.84
1006		0.000	0.000	115.236	-3.90
2006		0.000	0.000	38.579	-3.90
3006		6.800	3.480	11.007	-3.86
3007		2.600	1.330	11.055	-3.50
3008		3.100	1.760	11.006	-3.71
1009		0.000	0.000	115.399	-3.67
2009		0.000	0.000	38.634	-3.67
3009		3.200	1.730	10.817	-5.44
10010		0.000	0.000	118.296	-1.72
20010		0.000	0.000	28.287	-1.72

30010	16.000	7.290	11.244	-2.42
40010	0.000	0.000	118.296	-1.72
50010	0.000	0.000	28.287	-1.72
60010	0.000	0.000	11.245	-2.42
30011	4.700	2.410	11.247	-2.01
60011	0.000	0.000	11.247	-2.01
30012	6.200	3.510	11.083	-3.02
10013	0.000	0.000	118.645	-1.72
20013	0.000	0.000	39.721	-1.72
30013	8.400	4.530	11.339	-1.70
40013	0.000	0.000	118.649	-1.73
50013	0.000	0.000	39.721	-1.72
60013	0.000	0.000	11.339	-1.70
10014	0.000	0.000	118.092	-2.25
20014	0.000	0.000	28.239	-2.25
30014	11.000	5.640	11.288	-2.23
40014	0.000	0.000	118.097	-2.25
50014	0.000	0.000	28.239	-2.25
60014	0.000	0.000	11.289	-2.23
10015	0.000	0.000	118.420	-2.04
20015	0.000	0.000	39.733	-1.74
30015	6.400	3.100	11.317	-2.02
40015	0.000	0.000	118.702	-1.74
50015	0.000	0.000	39.734	-1.74
60015	0.000	0.000	11.317	-2.02
10016	0.000	0.000	118.715	-1.65
20016	0.000	0.000	39.730	-1.65
30016	4.400	2.370	11.324	-1.83
40016	0.000	0.000	118.480	-1.85
50016	0.000	0.000	39.730	-1.65
60016	0.000	0.000	11.324	-1.83
604	5.450	-2.940	118.928	-1.33
603	-18.300	0.000	119.291	-1.21
602	16.140	-4.050	119.342	-1.39
601	11.320	-5.800	119.486	-1.28
300601	0.000	0.000	11.429	-1.28
600604	0.000	0.000	11.375	-1.33
600601	0.000	0.000	11.429	-1.28
300602	0.000	0.000	11.415	-1.39
600602	0.000	0.000	11.415	-1.39
300603	0.000	0.000	11.410	-1.21
600603	0.000	0.000	11.410	-1.21
300604	0.000	0.000	11.375	-1.33

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.301	1.394	2.294	1.282	0.007	0.113	0.013	2.946
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.084	-0.000
4003	6003	1.406	0.843	1.404	0.817	0.002	0.026	0.008	1.109
3	4003	1.407	0.887	1.406	0.843	0.002	0.044	0.008	1.835
100	201	17.789	2.407	17.697	2.296	0.092	0.111	0.086	0.717
201	1	17.697	2.594	17.680	2.570	0.017	0.024	0.086	0.136
1	202	14.456	0.850	14.445	0.834	0.011	0.016	0.069	0.100
202	2	14.445	1.199	14.367	1.105	0.078	0.094	0.070	0.718
203	4	7.265	-2.161	7.242	-2.189	0.024	0.028	0.037	0.239
4	204	6.930	5.694	6.919	5.680	0.011	0.013	0.044	0.230
204	6	2.489	3.315	2.485	3.310	0.004	0.005	0.020	0.188
6	7	-4.364	-0.153	-4.375	-0.165	0.010	0.012	-0.021	-0.293
7	8	-6.994	-0.866	-7.015	-0.897	0.021	0.031	-0.034	-0.431
8	205	-10.139	-2.319	-10.160	-2.350	0.021	0.031	-0.050	-0.320
205	9	-10.160	-2.024	-10.171	-2.043	0.010	0.019	-0.050	-0.164
9	206	-13.401	-3.695	-13.478	-3.805	0.076	0.110	-0.067	-0.891
206	207	-13.478	-3.053	-13.526	-3.142	0.048	0.088	-0.066	-0.587
207	300	-13.526	-2.728	-13.533	-2.743	0.007	0.015	-0.066	-0.085
2	203	11.042	-0.299	11.000	-0.349	0.042	0.050	0.053	0.445
4	604	-2.207	-8.828	-2.214	-8.846	0.006	0.018	-0.044	-0.251
604	603	-7.684	-5.604	-7.695	-5.637	0.012	0.033	-0.046	-0.368
603	602	10.551	-5.418	10.538	-5.454	0.013	0.036	0.057	-0.043
602	601	-5.634	-1.173	-5.638	-1.186	0.004	0.013	-0.028	-0.150
601	14	-16.984	4.882	-17.010	4.809	0.026	0.073	-0.085	-0.044
14	16	-8.743	0.988	-8.765	0.956	0.022	0.032	-0.042	-0.255
16	210	-13.223	-1.194	-13.286	-1.286	0.063	0.091	-0.064	-0.652
210	200	-13.286	-0.814	-13.303	-0.839	0.017	0.025	-0.064	-0.170
200	211	-13.303	-0.424	-13.344	-0.498	0.040	0.073	-0.064	-0.390
211	100	-13.344	-0.155	-13.347	-0.161	0.003	0.006	-0.064	-0.032
16	10016	1.510	0.841	1.509	0.811	0.001	0.030	0.008	1.090

10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.042
20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.015	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.205
16	40016	2.895	1.634	2.893	1.564	0.002	0.070	0.016	1.337
40016	60016	3.852	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.021	0.087
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.219	0.000
10016	30016	0.549	0.434	0.549	0.432	0.000	0.003	0.003	0.337
14	10014	5.503	2.976	5.499	2.824	0.004	0.152	0.030	1.500
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.507	2.965	5.503	2.813	0.004	0.152	0.030	1.494
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.004	0.000	0.030	0.070
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.315	0.000
10014	30014	5.495	2.833	5.491	2.833	0.004	0.000	0.030	0.070
13	10013	4.205	2.413	4.201	2.266	0.004	0.147	0.023	1.928
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
20013	50013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	0.000
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	40013	4.207	2.408	4.203	2.261	0.004	0.147	0.023	1.924
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.004	0.000	0.023	0.095
60013	30013	4.200	2.256	4.200	2.256	0.000	0.000	0.242	0.000
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.004	0.000	0.023	0.094
14	209	-12.516	-1.291	-12.601	-1.480	0.085	0.188	-0.061	-1.019
209	13	11.439	9.268	11.439	9.268	0.000	0.000	0.070	0.000
13	208	2.964	4.045	2.964	4.045	0.000	0.000	0.024	0.001
208	300	-24.274	-9.795	-24.334	-9.926	0.059	0.131	-0.125	-0.482
10	40010	8.005	3.957	8.000	3.763	0.005	0.193	0.043	1.230
40010	60010	8.008	3.742	8.003	3.622	0.005	0.120	0.043	0.779
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.450	0.001
10010	30010	7.992	3.784	7.987	3.664	0.005	0.120	0.043	0.786
10	10010	8.004	3.957	7.999	3.763	0.005	0.193	0.043	1.230
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.352	1.275	2.348	1.205	0.004	0.070	0.013	1.671
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.135	-0.000
11	60011	2.353	1.273	2.349	1.203	0.004	0.070	0.013	1.669
209	300	-24.040	-9.671	-24.098	-9.801	0.058	0.129	-0.124	-0.480
40015	50015	1.412	0.514	1.412	0.514	0.000	0.000	0.007	0.017
50015	20015	1.412	0.514	1.412	0.514	0.000	0.000	0.022	0.000
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.514	0.000	0.009	-0.007	-0.284
10015	30015	4.351	1.887	4.347	1.887	0.004	0.000	0.023	0.098
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.121	-0.000
40015	60015	2.050	1.225	2.049	1.211	0.001	0.014	0.012	0.398
15	40015	3.464	1.798	3.462	1.739	0.002	0.059	0.019	0.906
15	10015	2.942	1.450	2.940	1.382	0.002	0.068	0.016	1.207
14	15	-6.868	0.068	-6.871	0.061	0.003	0.006	-0.033	-0.052
15	100	-13.341	-2.417	-13.457	-2.675	0.116	0.257	-0.065	-1.447
601	300601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
300601	600601	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	600601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
602	300602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	300603	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	600603	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
604	300604	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300604	600604	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	600604	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	3006	6.808	3.478	6.796	3.478	0.012	0.000	0.038	0.154
4003	5003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	3.216	2.098	3.207	1.865	0.009	0.232	0.019	4.274
1009	3009	3.207	1.865	3.198	1.729	0.009	0.135	0.019	2.582
10	11	10.998	5.881	10.983	5.847	0.015	0.034	0.060	0.286
11	12	6.245	3.624	6.234	3.598	0.012	0.026	0.035	0.380
12	30012	6.213	3.836	6.196	3.508	0.017	0.327	0.035	3.098
8	3008	3.112	1.970	3.098	1.759	0.014	0.211	0.018	4.128
7	3007	2.608	1.470	2.598	1.329	0.009	0.140	0.015	3.153
6	1006	6.820	3.878	6.808	3.478	0.012	0.399	0.038	3.259
204	5	4.429	2.702	4.428	2.701	0.001	0.001	0.025	0.039
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.735	2.428	3.735	2.428	0.000	0.000	0.022	0.008
5	3005	4.412	2.630	4.397	2.369	0.014	0.260	0.025	3.489
208	10	27.238	14.249	27.099	13.941	0.138	0.307	0.147	1.046
4	3004	2.507	1.482	2.498	1.349	0.009	0.132	0.014	3.166
2	3002	3.313	1.916	3.298	1.689	0.015	0.226	0.018	4.029
1	3001	3.212	1.754	3.198	1.549	0.014	0.204	0.018	3.649

Додаток Ж

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.950 МВт / 1094.560 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.810 МВт / 1075.816 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.303 МВт / 5.628 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.303 МВт / 5.628 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.648 МВт / 5.672 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.247 МВт / 1.069 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.895 МВт / 6.741 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.864 МВт / 12.369 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-44.662	-6.128	115.000	0.00
201		0.000	0.000	114.228	-0.34
1		0.000	0.000	114.083	-0.42
202		0.000	0.000	113.975	-0.48
2		0.000	0.000	113.209	-0.86
203		0.000	0.000	112.738	-1.16
3		0.000	0.000	112.730	-1.16
4		0.000	0.000	112.489	-1.45
204		0.000	0.000	112.244	-1.47
5		0.000	0.000	112.203	-1.47
6		0.000	0.000	112.042	-1.46
7		0.000	0.000	112.344	-1.29
8		0.000	0.000	112.796	-1.04
205		0.000	0.000	113.136	-0.89
9		0.000	0.000	113.311	-0.78
206		0.000	0.000	114.266	-0.40
207		0.000	0.000	114.905	-0.06
300		-61.988	-23.503	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.487	-0.24
10		0.000	0.000	113.384	-0.67
11		0.000	0.000	113.081	-0.79
12		0.000	0.000	112.680	-0.93
13		0.000	0.000	114.488	-0.24
209		0.000	0.000	114.489	-0.24
14		0.000	0.000	113.408	-1.13
15		0.000	0.000	113.462	-1.07
211		0.000	0.000	114.965	-0.03
200		0.000	0.000	114.543	-0.37
210		0.000	0.000	114.361	-0.48
16		0.000	0.000	113.674	-0.89
3001		3.200	1.550	10.559	-3.52
3002		3.300	1.690	10.442	-4.12
3003		3.700	2.100	10.498	-3.42
4003		0.000	0.000	110.862	-2.58
5003		0.000	0.000	37.115	-2.58
6003		0.000	0.000	10.499	-3.42
3004		2.500	1.350	10.457	-3.92
3005		4.400	2.370	10.400	-4.26
1006		0.000	0.000	108.824	-4.33
2006		0.000	0.000	36.433	-4.33
3006		6.800	3.480	10.393	-4.28
3007		2.600	1.330	10.444	-3.88
3008		3.100	1.760	10.392	-4.11
1009		0.000	0.000	108.970	-4.07
2009		0.000	0.000	36.481	-4.07
3009		3.200	1.730	10.188	-6.07

10010	0.000	0.000	112.128	-1.91
20010	0.000	0.000	26.812	-1.91
30010	16.000	7.290	10.651	-2.69
40010	0.000	0.000	112.128	-1.91
50010	0.000	0.000	26.812	-1.91
60010	0.000	0.000	10.651	-2.69
30011	4.700	2.410	10.653	-2.23
60011	0.000	0.000	10.653	-2.23
30012	6.200	3.510	10.478	-3.36
10013	0.000	0.000	112.506	-1.91
20013	0.000	0.000	37.666	-1.91
30013	8.400	4.530	10.751	-1.88
40013	0.000	0.000	112.510	-1.91
50013	0.000	0.000	37.666	-1.91
60013	0.000	0.000	10.752	-1.89
10014	0.000	0.000	111.898	-2.49
20014	0.000	0.000	26.758	-2.49
30014	11.000	5.640	10.696	-2.47
40014	0.000	0.000	111.903	-2.49
50014	0.000	0.000	26.758	-2.49
60014	0.000	0.000	10.696	-2.47
10015	0.000	0.000	112.246	-2.26
20015	0.000	0.000	37.671	-1.92
30015	6.400	3.100	10.726	-2.23
40015	0.000	0.000	112.543	-1.92
50015	0.000	0.000	37.671	-1.92
60015	0.000	0.000	10.726	-2.23
10016	0.000	0.000	112.561	-1.83
20016	0.000	0.000	37.669	-1.82
30016	4.400	2.370	10.733	-2.02
40016	0.000	0.000	112.313	-2.05
50016	0.000	0.000	37.669	-1.82
60016	0.000	0.000	10.734	-2.02
604	5.450	-2.940	112.757	-1.46
603	-18.300	0.000	113.145	-1.33
602	16.140	-4.050	113.204	-1.53
601	11.320	-5.800	113.366	-1.41
300601	0.000	0.000	10.087	-1.41
600604	0.000	0.000	10.321	-1.46
600601	0.000	0.000	10.087	-1.41
300602	0.000	0.000	10.215	-1.53
600602	0.000	0.000	10.215	-1.53
300603	0.000	0.000	10.508	-1.33
600603	0.000	0.000	10.508	-1.33
300604	0.000	0.000	10.321	-1.46

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.302	1.408	2.294	1.282	0.008	0.126	0.014	3.141
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.089	-0.000
4003	6003	1.406	0.846	1.404	0.817	0.002	0.029	0.009	1.183
3	4003	1.408	0.895	1.406	0.846	0.002	0.049	0.009	1.957
100	201	17.849	2.800	17.745	2.676	0.103	0.124	0.091	0.774
201	1	17.745	2.944	17.726	2.917	0.019	0.027	0.091	0.147
1	202	14.502	1.170	14.490	1.152	0.012	0.018	0.074	0.108
202	2	14.490	1.481	14.402	1.376	0.088	0.105	0.074	0.775
203	4	7.296	-2.043	7.270	-2.075	0.026	0.032	0.039	0.262
4	204	6.939	5.847	6.926	5.831	0.013	0.015	0.046	0.246
204	6	2.497	3.408	2.492	3.402	0.005	0.006	0.022	0.201
6	7	-4.358	-0.152	-4.369	-0.166	0.011	0.013	-0.022	-0.310
7	8	-6.988	-0.962	-7.012	-0.997	0.024	0.034	-0.036	-0.462
8	205	-10.136	-2.500	-10.160	-2.534	0.024	0.034	-0.053	-0.345
205	9	-10.160	-2.242	-10.172	-2.263	0.012	0.021	-0.053	-0.178
9	206	-13.403	-4.006	-13.489	-4.130	0.085	0.124	-0.071	-0.963
206	207	-13.489	-3.453	-13.544	-3.552	0.054	0.099	-0.070	-0.642
207	300	-13.544	-3.178	-13.551	-3.196	0.008	0.017	-0.070	-0.095
2	203	11.077	-0.106	11.030	-0.162	0.047	0.056	0.056	0.481
4	604	-2.188	-8.938	-2.195	-8.958	0.007	0.021	-0.047	-0.267
604	603	-7.663	-5.747	-7.676	-5.784	0.013	0.037	-0.049	-0.395
603	602	10.575	-5.587	10.560	-5.628	0.014	0.040	0.061	-0.049
602	601	-5.608	-1.370	-5.613	-1.384	0.005	0.014	-0.029	-0.168
601	14	-16.955	4.657	-16.984	4.576	0.029	0.081	-0.089	-0.054
14	16	-8.748	0.892	-8.772	0.857	0.024	0.035	-0.045	-0.275
16	210	-13.226	-1.338	-13.297	-1.439	0.070	0.101	-0.067	-0.697
210	200	-13.297	-1.014	-13.316	-1.042	0.019	0.028	-0.067	-0.183
200	211	-13.316	-0.667	-13.360	-0.749	0.045	0.082	-0.067	-0.424

211	100	-13.360	-0.440	-13.364	-0.447	0.004	0.007	-0.067	-0.035
16	10016	1.510	0.845	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.156
10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.218
16	40016	2.896	1.642	2.893	1.564	0.002	0.078	0.017	1.419
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.091
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.231	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.357
14	10014	5.504	2.993	5.499	2.824	0.005	0.169	0.032	1.594
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.508	2.982	5.504	2.813	0.005	0.169	0.032	1.588
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.074
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.333	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
13	10013	4.206	2.430	4.201	2.266	0.005	0.163	0.024	2.044
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
20013	50013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	0.000
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	40013	4.208	2.425	4.204	2.261	0.005	0.163	0.024	2.040
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.024	0.100
60013	30013	4.200	2.256	4.200	2.256	0.000	0.000	0.256	0.000
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.024	0.099
14	209	-12.491	-1.470	-12.586	-1.679	0.094	0.209	-0.064	-1.102
209	13	11.449	9.238	11.449	9.238	0.000	0.000	0.074	0.000
13	208	2.978	4.021	2.978	4.021	0.000	0.000	0.025	0.001
208	300	-24.270	-10.071	-24.336	-10.218	0.066	0.146	-0.132	-0.514
10	40010	8.006	3.993	8.001	3.777	0.005	0.215	0.045	1.310
40010	60010	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.133	0.045	0.829
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.475	0.001
10010	30010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.133	0.045	0.837
10	10010	8.005	3.993	8.000	3.776	0.005	0.215	0.045	1.310
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.775
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11	60011	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.773
209	300	-24.035	-9.945	-24.101	-10.090	0.065	0.144	-0.131	-0.512
40015	50015	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.018
50015	20015	1.412	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.023	0.000
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.302
10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.024	0.103
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.128	-0.000
40015	60015	2.050	1.226	2.049	1.211	0.001	0.015	0.012	0.422
15	40015	3.464	1.807	3.462	1.742	0.002	0.066	0.020	0.962
15	10015	2.942	1.458	2.940	1.382	0.002	0.076	0.017	1.282
14	15	-6.852	-0.015	-6.855	-0.022	0.003	0.007	-0.035	-0.056
15	100	-13.320	-2.594	-13.449	-2.881	0.129	0.285	-0.069	-1.558
601	300601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300601	600601	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	600601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
602	300602	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	600602	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
603	300603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	300604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300604	600604	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	600604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	3006	6.809	3.478	6.796	3.478	0.013	0.000	0.040	0.163
4003	5003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	3.218	2.145	3.208	1.882	0.010	0.262	0.020	4.606
1009	3009	3.208	1.882	3.198	1.729	0.010	0.152	0.020	2.780
10	11	10.999	6.000	10.982	5.962	0.017	0.038	0.064	0.305
11	12	6.246	3.690	6.234	3.661	0.013	0.029	0.037	0.405
12	30012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.018	0.365	0.037	3.304
8	3008	3.114	1.996	3.098	1.759	0.016	0.236	0.019	4.413
7	3007	2.609	1.487	2.598	1.329	0.010	0.157	0.015	3.369
6	1006	6.823	3.927	6.809	3.478	0.013	0.447	0.040	3.492
204	5	4.429	2.727	4.428	2.725	0.001	0.002	0.027	0.041
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.734	2.435	3.734	2.435	0.000	0.000	0.023	0.008
5	3005	4.413	2.662	4.397	2.369	0.016	0.292	0.026	3.733
208	10	27.248	14.461	27.093	14.117	0.154	0.343	0.155	1.111
4	3004	2.508	1.498	2.498	1.349	0.010	0.148	0.015	3.382

Додаток И

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 1РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 97.647 МВт / 855.387 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 95.350 МВт / 835.266 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.559 МВт / 6.734 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.559 МВт / 6.734 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.537 МВт / 4.703 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.252 МВт / 1.089 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.789 МВт / 5.792 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.900 МВт / 12.526 млн.кВт*г (1.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-39.430	-16.890	115.000	0.00
201		0.000	0.000	113.688	-0.32
1		0.000	0.000	113.432	-0.39
202		0.000	0.000	113.215	-0.46
2		0.000	0.000	111.757	-0.81
203		0.000	0.000	110.660	-1.09
3		0.000	0.000	110.651	-1.09
4		0.000	0.000	109.669	-1.35
204		0.000	0.000	109.565	-1.38
5		0.000	0.000	109.523	-1.39
6		0.000	0.000	109.615	-1.40
7		0.000	0.000	110.480	-1.27
8		0.000	0.000	111.460	-1.03
205		0.000	0.000	112.044	-0.88
9		0.000	0.000	112.364	-0.78
206		0.000	0.000	113.816	-0.41
207		0.000	0.000	114.841	-0.06
300		-58.217	-29.818	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.508	-0.20
10		0.000	0.000	113.404	-0.63
11		0.000	0.000	113.102	-0.74
12		0.000	0.000	112.701	-0.89
13		0.000	0.000	114.509	-0.19
209		0.000	0.000	114.509	-0.19
14		0.000	0.000	113.661	-0.54
15		0.000	0.000	113.694	-0.53
211		0.000	0.000	114.969	-0.02
200		0.000	0.000	114.595	-0.20
210		0.000	0.000	114.441	-0.26
16		0.000	0.000	113.852	-0.46
3001		3.200	1.550	10.495	-3.54
3002		3.300	1.690	10.297	-4.16
3003		3.700	2.100	10.294	-3.43
4003		0.000	0.000	108.744	-2.56
5003		0.000	0.000	36.406	-2.56
6003		0.000	0.000	10.294	-3.43
3004		2.500	1.350	10.178	-3.96
3005		4.400	2.370	10.134	-4.32
1006		0.000	0.000	106.315	-4.40
2006		0.000	0.000	35.592	-4.40
3006		6.800	3.480	10.152	-4.35
3007		2.600	1.330	10.260	-3.94
3008		3.100	1.760	10.258	-4.18
1009		0.000	0.000	107.973	-4.13
2009		0.000	0.000	36.148	-4.13
3009		3.200	1.730	10.090	-6.16
10010		0.000	0.000	112.149	-1.87

20010	0.000	0.000	26.817	-1.87
30010	16.000	7.290	10.653	-2.64
40010	0.000	0.000	112.149	-1.87
50010	0.000	0.000	26.817	-1.87
60010	0.000	0.000	10.653	-2.64
30011	4.700	2.410	10.655	-2.19
60011	0.000	0.000	10.656	-2.19
30012	6.200	3.510	10.480	-3.31
10013	0.000	0.000	112.527	-1.87
20013	0.000	0.000	37.673	-1.87
30013	8.400	4.530	10.753	-1.84
40013	0.000	0.000	112.531	-1.87
50013	0.000	0.000	37.673	-1.87
60013	0.000	0.000	10.754	-1.84
10014	0.000	0.000	112.155	-1.89
20014	0.000	0.000	26.819	-1.89
30014	11.000	5.640	10.720	-1.87
40014	0.000	0.000	112.160	-1.89
50014	0.000	0.000	26.819	-1.89
60014	0.000	0.000	10.721	-1.87
10015	0.000	0.000	112.481	-1.71
20015	0.000	0.000	37.750	-1.38
30015	6.400	3.100	10.749	-1.69
40015	0.000	0.000	112.778	-1.38
50015	0.000	0.000	37.750	-1.38
60015	0.000	0.000	10.749	-1.69
10016	0.000	0.000	112.742	-1.40
20016	0.000	0.000	37.729	-1.39
30016	4.400	2.370	10.751	-1.59
40016	0.000	0.000	112.494	-1.61
50016	0.000	0.000	37.729	-1.39
60016	0.000	0.000	10.751	-1.59
604	5.450	2.940	109.532	-1.41
600604	0.000	0.000	10.026	-1.41
300604	0.000	0.000	10.026	-1.41

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.302	1.413	2.294	1.282	0.009	0.131	0.014	3.205
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.091	-0.000
4003	6003	1.406	0.847	1.404	0.817	0.002	0.030	0.009	1.207
3	4003	1.408	0.899	1.406	0.847	0.002	0.051	0.009	1.997
100	201	23.194	10.666	22.988	10.417	0.206	0.248	0.128	1.314
201	1	22.988	10.683	22.950	10.629	0.037	0.054	0.129	0.257
1	202	19.726	8.878	19.699	8.838	0.027	0.040	0.110	0.218
202	2	19.699	9.163	19.500	8.925	0.197	0.237	0.111	1.466
203	4	12.317	5.370	12.231	5.267	0.086	0.103	0.070	1.001
4	204	4.243	1.289	4.239	1.285	0.003	0.004	0.023	0.106
204	6	-0.190	-1.165	-0.191	-1.166	0.000	0.000	-0.006	-0.049
6	7	-7.040	-4.757	-7.085	-4.811	0.044	0.053	-0.045	-0.871
7	8	-9.704	-5.636	-9.767	-5.726	0.062	0.090	-0.059	-0.989
8	205	-12.891	-7.247	-12.940	-7.318	0.049	0.071	-0.076	-0.589
205	9	-12.940	-7.031	-12.964	-7.075	0.024	0.044	-0.076	-0.322
9	206	-16.196	-8.833	-16.347	-9.052	0.151	0.218	-0.095	-1.460
206	207	-16.347	-8.380	-16.443	-8.555	0.095	0.174	-0.093	-1.028
207	300	-16.443	-8.181	-16.456	-8.211	0.013	0.030	-0.092	-0.159
604	300604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300604	600604	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	600604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100	15	7.845	3.988	7.792	3.871	0.053	0.117	0.044	1.311
15	14	1.328	1.303	1.328	1.302	0.000	0.001	0.009	0.033
14	16	-3.870	-1.049	-3.875	-1.057	0.005	0.007	-0.020	-0.193
16	210	-8.329	-3.250	-8.361	-3.296	0.032	0.046	-0.045	-0.591
210	200	-8.361	-2.870	-8.369	-2.882	0.008	0.012	-0.045	-0.154
200	211	-8.369	-2.507	-8.389	-2.542	0.019	0.035	-0.044	-0.375
211	100	-8.389	-2.233	-8.390	-2.236	0.002	0.003	-0.044	-0.031
16	10016	1.510	0.845	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.141
10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.214
16	40016	2.896	1.642	2.893	1.564	0.002	0.077	0.017	1.399
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.092
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.231	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.354
14	10014	5.504	2.993	5.499	2.824	0.005	0.168	0.032	1.563
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003

20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.508	2.981	5.504	2.813	0.005	0.168	0.032	1.557
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.074
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.332	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
14	209	-5.910	-2.979	-5.936	-3.037	0.026	0.058	-0.034	-0.853
209	300	-20.708	-10.624	-20.760	-10.740	0.052	0.116	-0.117	-0.491
13	40013	4.208	2.425	4.204	2.261	0.005	0.163	0.024	2.037
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
50013	20013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
13	10013	4.206	2.430	4.201	2.266	0.005	0.163	0.024	2.041
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.024	0.099
30013	60013	-4.200	-2.256	-4.200	-2.256	0.000	0.000	-0.256	-0.000
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.024	0.100
10	40010	8.006	3.993	8.001	3.777	0.005	0.215	0.045	1.308
40010	60010	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.133	0.045	0.828
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.475	0.001
10010	30010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.133	0.045	0.836
10	10010	8.005	3.993	8.000	3.776	0.005	0.215	0.045	1.308
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.772
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11	60011	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.770
209	13	14.772	8.560	14.772	8.559	0.000	0.000	0.086	0.001
13	208	6.301	3.342	6.301	3.342	0.000	0.000	0.036	0.001
208	300	-20.947	-10.749	-21.000	-10.866	0.053	0.117	-0.119	-0.493
40015	50015	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.018
50015	20015	1.412	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.023	0.000
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.295
10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.024	0.104
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.128	-0.000
40015	60015	2.050	1.226	2.049	1.211	0.001	0.015	0.012	0.416
15	40015	3.464	1.807	3.462	1.741	0.002	0.065	0.020	0.944
15	10015	2.942	1.457	2.940	1.382	0.002	0.076	0.017	1.258
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	3.208	1.885	3.198	1.729	0.010	0.155	0.020	2.812
8	3008	3.114	2.002	3.098	1.759	0.016	0.242	0.019	4.477
7	3007	2.609	1.492	2.598	1.329	0.011	0.163	0.016	3.436
6	1006	6.824	3.948	6.810	3.478	0.014	0.469	0.041	3.581
1006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
10	11	10.999	5.999	10.982	5.961	0.017	0.038	0.064	0.305
1006	3006	6.810	3.478	6.796	3.478	0.014	0.000	0.041	0.167
5	3005	4.414	2.677	4.397	2.369	0.017	0.307	0.027	3.836
204	5	4.430	2.739	4.428	2.738	0.001	0.002	0.027	0.042
11	12	6.246	3.690	6.234	3.661	0.013	0.029	0.037	0.405
12	30012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.018	0.365	0.037	3.299
4	604	5.470	2.929	5.466	2.919	0.004	0.010	0.033	0.141
1	3001	3.213	1.780	3.198	1.549	0.015	0.230	0.019	3.918
203	3	3.733	2.439	3.733	2.438	0.000	0.000	0.023	0.009
4003	5003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	203	16.175	7.424	16.051	7.275	0.123	0.148	0.092	1.105
2	3002	3.315	1.950	3.298	1.689	0.017	0.260	0.020	4.373
4	3004	2.509	1.506	2.498	1.349	0.010	0.156	0.015	3.478
208	10	27.248	14.460	27.093	14.117	0.154	0.342	0.155	1.110
9	1009	3.219	2.153	3.208	1.885	0.010	0.267	0.020	4.660

2 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 125.927 МВт / 1103.122 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.810 МВт / 1075.816 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.332 МВт / 10.073 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.332 МВт / 10.073 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.597 МВт / 5.231 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.253 МВт / 1.094 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.850 МВт / 6.325 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.797 МВт / 16.398 млн.кВт*г (1.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

№ вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-57.064	-23.249	115.000	0.00
201		0.000	0.000	113.688	-0.32
1		0.000	0.000	113.432	-0.39
202		0.000	0.000	113.215	-0.46
2		0.000	0.000	111.757	-0.81
203		0.000	0.000	110.660	-1.09
3		0.000	0.000	110.651	-1.09
4		0.000	0.000	109.669	-1.35
204		0.000	0.000	109.565	-1.38
5		0.000	0.000	109.523	-1.39
6		0.000	0.000	109.615	-1.40
7		0.000	0.000	110.480	-1.27
8		0.000	0.000	111.460	-1.03
205		0.000	0.000	112.044	-0.88
9		0.000	0.000	112.364	-0.78
206		0.000	0.000	113.816	-0.41
207		0.000	0.000	114.841	-0.06
300		-68.864	-34.582	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.392	-0.25
10		0.000	0.000	113.287	-0.68
11		0.000	0.000	112.985	-0.80
12		0.000	0.000	112.583	-0.94
13		0.000	0.000	114.393	-0.25
209		0.000	0.000	114.393	-0.25
14		0.000	0.000	112.158	-1.24
15		0.000	0.000	112.322	-1.17
211		0.000	0.000	114.937	-0.03
200		0.000	0.000	114.187	-0.41
210		0.000	0.000	113.886	-0.53
16		0.000	0.000	112.763	-0.97
3001		3.200	1.550	10.495	-3.54
3002		3.300	1.690	10.297	-4.16
3003		3.700	2.100	10.294	-3.43
4003		0.000	0.000	108.744	-2.56
5003		0.000	0.000	36.406	-2.56
6003		0.000	0.000	10.294	-3.43
3004		2.500	1.350	10.178	-3.96
3005		4.400	2.370	10.134	-4.32
1006		0.000	0.000	106.315	-4.40
2006		0.000	0.000	35.592	-4.40
3006		6.800	3.480	10.152	-4.35
3007		2.600	1.330	10.260	-3.94
3008		3.100	1.760	10.258	-4.18
1009		0.000	0.000	107.973	-4.13
2009		0.000	0.000	36.148	-4.13
3009		3.200	1.730	10.090	-6.16
10010		0.000	0.000	112.031	-1.92
20010		0.000	0.000	26.789	-1.92
30010		16.000	7.290	10.641	-2.70
40010		0.000	0.000	112.031	-1.92
50010		0.000	0.000	26.789	-1.92
60010		0.000	0.000	10.642	-2.70
30011		4.700	2.410	10.644	-2.24
60011		0.000	0.000	10.644	-2.24
30012		6.200	3.510	10.469	-3.37
10013		0.000	0.000	112.408	-1.92
20013		0.000	0.000	37.633	-1.92
30013		8.400	4.530	10.742	-1.90
40013		0.000	0.000	112.412	-1.92
50013		0.000	0.000	37.633	-1.92
60013		0.000	0.000	10.742	-1.90
10014		0.000	0.000	110.630	-2.63
20014		0.000	0.000	26.454	-2.63
30014		11.000	5.640	10.574	-2.61
40014		0.000	0.000	110.635	-2.63
50014		0.000	0.000	26.454	-2.63
60014		0.000	0.000	10.575	-2.61
10015		0.000	0.000	111.094	-2.38
20015		0.000	0.000	37.287	-2.04
30015		6.400	3.100	10.616	-2.36
40015		0.000	0.000	111.394	-2.04
50015		0.000	0.000	37.287	-2.04
60015		0.000	0.000	10.616	-2.36

10016	0.000	0.000	111.641	-1.93
20016	0.000	0.000	37.360	-1.92
30016	4.400	2.370	10.645	-2.13
40016	0.000	0.000	111.391	-2.15
50016	0.000	0.000	37.360	-1.92
60016	0.000	0.000	10.645	-2.13
602	16.140	4.050	111.090	-1.98
601	11.320	5.800	111.569	-1.61
300601	0.000	0.000	9.927	-1.61
600601	0.000	0.000	9.927	-1.61
300602	0.000	0.000	10.024	-1.98
600602	0.000	0.000	10.024	-1.98
604	5.450	2.940	109.532	-1.41
600604	0.000	0.000	10.026	-1.41
300604	0.000	0.000	10.026	-1.41

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.302	1.413	2.294	1.282	0.009	0.131	0.014	3.205
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.091	-0.000
4003	6003	1.406	0.847	1.404	0.817	0.002	0.030	0.009	1.207
3	4003	1.408	0.899	1.406	0.847	0.002	0.051	0.009	1.997
100	201	23.194	10.666	22.988	10.417	0.206	0.248	0.128	1.314
201	1	22.988	10.683	22.950	10.629	0.037	0.054	0.129	0.257
1	202	19.726	8.878	19.699	8.838	0.027	0.040	0.110	0.218
202	2	19.699	9.163	19.500	8.925	0.197	0.237	0.111	1.466
203	4	12.317	5.370	12.231	5.267	0.086	0.103	0.070	1.001
4	204	4.243	1.289	4.239	1.285	0.003	0.004	0.023	0.106
204	6	-0.190	-1.165	-0.191	-1.166	0.000	0.000	-0.006	-0.049
6	7	-7.040	-4.757	-7.085	-4.811	0.044	0.053	-0.045	-0.871
7	8	-9.704	-5.636	-9.767	-5.726	0.062	0.090	-0.059	-0.989
8	205	-12.891	-7.247	-12.940	-7.318	0.049	0.071	-0.076	-0.589
205	9	-12.940	-7.031	-12.964	-7.075	0.024	0.044	-0.076	-0.322
9	206	-16.196	-8.833	-16.347	-9.052	0.151	0.218	-0.095	-1.460
206	207	-16.347	-8.380	-16.443	-8.555	0.095	0.174	-0.093	-1.028
207	300	-16.443	-8.181	-16.456	-8.211	0.013	0.030	-0.092	-0.159
604	300604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300604	600604	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	600604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100	15	16.763	7.951	16.528	7.429	0.234	0.519	0.093	2.701
15	14	10.064	4.840	10.056	4.820	0.009	0.019	0.057	0.167
14	16	-12.355	-3.070	-12.407	-3.146	0.052	0.075	-0.065	-0.616
16	210	-16.860	-5.347	-16.986	-5.530	0.126	0.182	-0.090	-1.135
210	200	-16.986	-5.108	-17.021	-5.157	0.034	0.049	-0.090	-0.303
200	211	-17.021	-4.785	-17.100	-4.930	0.079	0.145	-0.089	-0.752
211	100	-17.100	-4.621	-17.107	-4.633	0.007	0.012	-0.089	-0.063
16	10016	1.510	0.846	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.169
10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.005	-0.005	-0.220
16	40016	2.896	1.644	2.893	1.564	0.002	0.079	0.017	1.434
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.092
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.233	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.361
14	10014	5.504	2.997	5.499	2.824	0.005	0.173	0.032	1.619
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.509	2.986	5.504	2.813	0.005	0.173	0.032	1.613
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.075
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.337	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
14	209	-16.329	-7.233	-16.524	-7.665	0.194	0.430	-0.092	-2.260
209	300	-26.005	-12.943	-26.087	-13.124	0.081	0.180	-0.146	-0.608
13	40013	4.208	2.425	4.204	2.261	0.005	0.163	0.024	2.043
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
50013	20013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
13	10013	4.206	2.430	4.201	2.266	0.005	0.163	0.024	2.047
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.024	0.100
30013	60013	-4.200	-2.256	-4.200	-2.256	0.000	0.000	-0.256	-0.000
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.024	0.100
10	40010	8.006	3.994	8.001	3.777	0.005	0.216	0.046	1.312
40010	60010	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.134	0.046	0.830
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.476	0.001
10010	30010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.134	0.046	0.838

10	10010	8.005	3.993	8.000	3.777	0.005	0.216	0.046	1.312
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.777
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11	60011	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.775
209	13	9.482	6.249	9.482	6.248	0.000	0.000	0.057	0.000
13	208	1.011	1.031	1.011	1.031	0.000	0.000	0.007	0.000
208	300	-26.237	-13.064	-26.320	-13.247	0.082	0.182	-0.148	-0.609
602	300602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	300601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300601	600601	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	600601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	40015	3.464	1.809	3.462	1.742	0.002	0.067	0.020	0.975
40015	50015	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.019
50015	20015	1.412	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.023	0.000
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.307
15	10015	2.942	1.459	2.940	1.382	0.002	0.077	0.017	1.301
10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.025	0.104
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.129	-0.000
40015	60015	2.050	1.227	2.049	1.211	0.001	0.016	0.012	0.428
10	11	10.999	6.002	10.982	5.963	0.017	0.038	0.064	0.306
1006	3006	6.810	3.478	6.796	3.478	0.014	0.000	0.041	0.167
5	3005	4.414	2.677	4.397	2.369	0.017	0.307	0.027	3.836
204	5	4.430	2.739	4.428	2.738	0.001	0.002	0.027	0.042
11	12	6.247	3.691	6.234	3.662	0.013	0.029	0.037	0.406
12	30012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.019	0.366	0.037	3.308
4	604	5.470	2.929	5.466	2.919	0.004	0.010	0.033	0.141
14	601	27.633	9.929	27.552	9.699	0.081	0.229	0.151	0.607
601	602	16.210	4.139	16.167	4.017	0.043	0.122	0.086	0.501
203	3	3.733	2.439	3.733	2.438	0.000	0.000	0.023	0.009
4003	5003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	203	16.175	7.424	16.051	7.275	0.123	0.148	0.092	1.105
2	3002	3.315	1.950	3.298	1.689	0.017	0.260	0.020	4.373
4	3004	2.509	1.506	2.498	1.349	0.010	0.156	0.015	3.478
208	10	27.248	14.465	27.093	14.120	0.155	0.343	0.155	1.112
1	3001	3.213	1.780	3.198	1.549	0.015	0.230	0.019	3.918
9	1009	3.219	2.153	3.208	1.885	0.010	0.267	0.020	4.660
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	3.208	1.885	3.198	1.729	0.010	0.155	0.020	2.812
8	3008	3.114	2.002	3.098	1.759	0.016	0.242	0.019	4.477
7	3007	2.609	1.492	2.598	1.329	0.011	0.163	0.016	3.436
6	1006	6.824	3.948	6.810	3.478	0.014	0.469	0.041	3.581
1006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000

Зрiк

ЗАГАЛЬНА IНФОРМАЦIЯ

Тривалiсть звiтного перiоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.950 МВт / 1094.560 млн.кВт*г

Вiдпущено потужн./ел.енерг.: 122.810 МВт / 1075.816 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.303 МВт / 5.628 млн.кВт*г

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

Сумарнi втрати в ЛЕП: 1.303 МВт / 5.628 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.648 МВт / 5.672 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.247 МВт / 1.069 млн.кВт*г

Сумарнi втрати в трансформаторах: 0.895 МВт / 6.741 млн.кВт*г

СУМАРНI ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.864 МВт / 12.369 млн.кВт*г (1.1%)

IНФОРМАЦIЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-44.662	-6.128	115.000	0.00
201		0.000	0.000	114.228	-0.34
1		0.000	0.000	114.083	-0.42
202		0.000	0.000	113.975	-0.48
2		0.000	0.000	113.209	-0.86

203	0.000	0.000	112.738	-1.16
3	0.000	0.000	112.730	-1.16
4	0.000	0.000	112.489	-1.45
204	0.000	0.000	112.244	-1.47
5	0.000	0.000	112.203	-1.47
6	0.000	0.000	112.042	-1.46
7	0.000	0.000	112.344	-1.29
8	0.000	0.000	112.796	-1.04
205	0.000	0.000	113.136	-0.89
9	0.000	0.000	113.311	-0.78
206	0.000	0.000	114.266	-0.40
207	0.000	0.000	114.905	-0.06
300	-61.988	-23.503	115.000	0.00
208	0.000	0.000	114.487	-0.24
10	0.000	0.000	113.384	-0.67
11	0.000	0.000	113.081	-0.79
12	0.000	0.000	112.680	-0.93
13	0.000	0.000	114.488	-0.24
209	0.000	0.000	114.489	-0.24
14	0.000	0.000	113.408	-1.13
15	0.000	0.000	113.462	-1.07
211	0.000	0.000	114.965	-0.03
200	0.000	0.000	114.543	-0.37
210	0.000	0.000	114.361	-0.48
16	0.000	0.000	113.674	-0.89
3001	3.200	1.550	10.559	-3.52
3002	3.300	1.690	10.442	-4.12
3003	3.700	2.100	10.498	-3.42
4003	0.000	0.000	110.862	-2.58
5003	0.000	0.000	37.115	-2.58
6003	0.000	0.000	10.499	-3.42
3004	2.500	1.350	10.457	-3.92
3005	4.400	2.370	10.400	-4.26
1006	0.000	0.000	108.824	-4.33
2006	0.000	0.000	36.433	-4.33
3006	6.800	3.480	10.393	-4.28
3007	2.600	1.330	10.444	-3.88
3008	3.100	1.760	10.392	-4.11
1009	0.000	0.000	108.970	-4.07
2009	0.000	0.000	36.481	-4.07
3009	3.200	1.730	10.188	-6.07
10010	0.000	0.000	112.128	-1.91
20010	0.000	0.000	26.812	-1.91
30010	16.000	7.290	10.651	-2.69
40010	0.000	0.000	112.128	-1.91
50010	0.000	0.000	26.812	-1.91
60010	0.000	0.000	10.651	-2.69
30011	4.700	2.410	10.653	-2.23
60011	0.000	0.000	10.653	-2.23
30012	6.200	3.510	10.478	-3.36
10013	0.000	0.000	112.506	-1.91
20013	0.000	0.000	37.666	-1.91
30013	8.400	4.530	10.751	-1.88
40013	0.000	0.000	112.510	-1.91
50013	0.000	0.000	37.666	-1.91
60013	0.000	0.000	10.752	-1.89
10014	0.000	0.000	111.898	-2.49
20014	0.000	0.000	26.758	-2.49
30014	11.000	5.640	10.696	-2.47
40014	0.000	0.000	111.903	-2.49
50014	0.000	0.000	26.758	-2.49
60014	0.000	0.000	10.696	-2.47
10015	0.000	0.000	112.246	-2.26
20015	0.000	0.000	37.671	-1.92
30015	6.400	3.100	10.726	-2.23
40015	0.000	0.000	112.543	-1.92
50015	0.000	0.000	37.671	-1.92
60015	0.000	0.000	10.726	-2.23
10016	0.000	0.000	112.561	-1.83
20016	0.000	0.000	37.669	-1.82
30016	4.400	2.370	10.733	-2.02
40016	0.000	0.000	112.313	-2.05
50016	0.000	0.000	37.669	-1.82
60016	0.000	0.000	10.734	-2.02
604	5.450	-2.940	112.757	-1.46
603	-18.300	0.000	113.145	-1.33
602	16.140	-4.050	113.204	-1.53
601	11.320	-5.800	113.366	-1.41
300601	0.000	0.000	10.087	-1.41
600604	0.000	0.000	10.321	-1.46

600601	0.000	0.000	10.087	-1.41
300602	0.000	0.000	10.215	-1.53
600602	0.000	0.000	10.215	-1.53
300603	0.000	0.000	10.508	-1.33
600603	0.000	0.000	10.508	-1.33
300604	0.000	0.000	10.321	-1.46

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	2.302	1.408	2.294	1.282	0.008	0.126	0.014	3.141
3003	6003	-1.404	-0.817	-1.404	-0.817	0.000	0.000	-0.089	-0.000
4003	6003	1.406	0.846	1.404	0.817	0.002	0.029	0.009	1.183
3	4003	1.408	0.895	1.406	0.846	0.002	0.049	0.009	1.957
100	201	17.849	2.800	17.745	2.676	0.103	0.124	0.091	0.774
201	1	17.745	2.944	17.726	2.917	0.019	0.027	0.091	0.147
1	202	14.502	1.170	14.490	1.152	0.012	0.018	0.074	0.108
202	2	14.490	1.481	14.402	1.376	0.088	0.105	0.074	0.775
203	4	7.296	-2.043	7.270	-2.075	0.026	0.032	0.039	0.262
4	204	6.939	5.847	6.926	5.831	0.013	0.015	0.046	0.246
204	6	2.497	3.408	2.492	3.402	0.005	0.006	0.022	0.201
6	7	-4.358	-0.152	-4.369	-0.166	0.011	0.013	-0.022	-0.310
7	8	-6.988	-0.962	-7.012	-0.997	0.024	0.034	-0.036	-0.462
8	205	-10.136	-2.500	-10.160	-2.534	0.024	0.034	-0.053	-0.345
205	9	-10.160	-2.242	-10.172	-2.263	0.012	0.021	-0.053	-0.178
9	206	-13.403	-4.006	-13.489	-4.130	0.085	0.124	-0.071	-0.963
206	207	-13.489	-3.453	-13.544	-3.552	0.054	0.099	-0.070	-0.642
207	300	-13.544	-3.178	-13.551	-3.196	0.008	0.017	-0.070	-0.095
2	203	11.077	-0.106	11.030	-0.162	0.047	0.056	0.056	0.481
4	604	-2.188	-8.938	-2.195	-8.958	0.007	0.021	-0.047	-0.267
604	603	-7.663	-5.747	-7.676	-5.784	0.013	0.037	-0.049	-0.395
603	602	10.575	-5.587	10.560	-5.628	0.014	0.040	0.061	-0.049
602	601	-5.608	-1.370	-5.613	-1.384	0.005	0.014	-0.029	-0.168
601	14	-16.955	4.657	-16.984	4.576	0.029	0.081	-0.089	-0.054
14	16	-8.748	0.892	-8.772	0.857	0.024	0.035	-0.045	-0.275
16	210	-13.226	-1.338	-13.297	-1.439	0.070	0.101	-0.067	-0.697
210	200	-13.297	-1.014	-13.316	-1.042	0.019	0.028	-0.067	-0.183
200	211	-13.316	-0.667	-13.360	-0.749	0.045	0.082	-0.067	-0.424
211	100	-13.360	-0.440	-13.364	-0.447	0.004	0.007	-0.067	-0.035
16	10016	1.510	0.845	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.156
10016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	50016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
40016	50016	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.218
16	40016	2.896	1.642	2.893	1.564	0.002	0.078	0.017	1.419
40016	60016	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.091
60016	30016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.231	0.000
10016	30016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.357
14	10014	5.504	2.993	5.499	2.824	0.005	0.169	0.032	1.594
10014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	50014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
40014	50014	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	40014	5.508	2.982	5.504	2.813	0.005	0.169	0.032	1.588
40014	60014	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.074
60014	30014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.333	0.001
10014	30014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
13	10013	4.206	2.430	4.201	2.266	0.005	0.163	0.024	2.044
10013	20013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	-0.002
20013	50013	0.002	-0.005	0.002	-0.005	0.000	0.000	0.000	0.000
40013	50013	-0.002	0.005	-0.002	0.005	0.000	0.000	-0.000	0.002
13	40013	4.208	2.425	4.204	2.261	0.005	0.163	0.024	2.040
40013	60013	4.205	2.256	4.200	2.256	0.005	0.000	0.024	0.100
60013	30013	4.200	2.256	4.200	2.256	0.000	0.000	0.256	0.000
10013	30013	4.199	2.271	4.195	2.271	0.005	0.000	0.024	0.099
14	209	-12.491	-1.470	-12.586	-1.679	0.094	0.209	-0.064	-1.102
209	13	11.449	9.238	11.449	9.238	0.000	0.000	0.074	0.000
13	208	2.978	4.021	2.978	4.021	0.000	0.000	0.025	0.001
208	300	-24.270	-10.071	-24.336	-10.218	0.066	0.146	-0.132	-0.514
10	40010	8.006	3.993	8.001	3.777	0.005	0.215	0.045	1.310
40010	60010	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.133	0.045	0.829
60010	30010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.475	0.001
10010	30010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.133	0.045	0.837
10	10010	8.005	3.993	8.000	3.776	0.005	0.215	0.045	1.310
10010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	50010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
40010	50010	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	30011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.775
30011	60011	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000

11	60011	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.773
209	300	-24.035	-9.945	-24.101	-10.090	0.065	0.144	-0.131	-0.512
40015	50015	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.018
50015	20015	1.412	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.023	0.000
10015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.302
10015	30015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.024	0.103
30015	60015	-2.049	-1.211	-2.049	-1.211	0.000	0.000	-0.128	-0.000
40015	60015	2.050	1.226	2.049	1.211	0.001	0.015	0.012	0.422
15	40015	3.464	1.807	3.462	1.742	0.002	0.066	0.020	0.962
15	10015	2.942	1.458	2.940	1.382	0.002	0.076	0.017	1.282
14	15	-6.852	-0.015	-6.855	-0.022	0.003	0.007	-0.035	-0.056
15	100	-13.320	-2.594	-13.449	-2.881	0.129	0.285	-0.069	-1.558
601	300601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300601	600601	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	600601	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
602	300602	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300602	600602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	600602	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
603	300603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
603	600603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	300604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300604	600604	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
604	600604	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	3006	6.809	3.478	6.796	3.478	0.013	0.000	0.040	0.163
4003	5003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	3.218	2.145	3.208	1.882	0.010	0.262	0.020	4.606
1009	3009	3.208	1.882	3.198	1.729	0.010	0.152	0.020	2.780
10	11	10.999	6.000	10.982	5.962	0.017	0.038	0.064	0.305
11	12	6.246	3.690	6.234	3.661	0.013	0.029	0.037	0.405
12	30012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.018	0.365	0.037	3.304
8	3008	3.114	1.996	3.098	1.759	0.016	0.236	0.019	4.413
7	3007	2.609	1.487	2.598	1.329	0.010	0.157	0.015	3.369
6	1006	6.823	3.927	6.809	3.478	0.013	0.447	0.040	3.492
204	5	4.429	2.727	4.428	2.725	0.001	0.002	0.027	0.041
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.734	2.435	3.734	2.435	0.000	0.000	0.023	0.008
5	3005	4.413	2.662	4.397	2.369	0.016	0.292	0.026	3.733
208	10	27.248	14.461	27.093	14.117	0.154	0.343	0.155	1.111
4	3004	2.508	1.498	2.498	1.349	0.010	0.148	0.015	3.382
2	3002	3.315	1.943	3.298	1.689	0.017	0.253	0.020	4.308
1	3001	3.213	1.778	3.198	1.549	0.015	0.228	0.019	3.893

Додаток К

РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ
ЗАЛЕЖНО ВІД ПОТУЖНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ СЕС

Таблиця К.1 - Добові зміни втрат потужності в мережі (влітку)

Літо	t, год																							
P _г , МВт	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12
0	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,47	1,52	1,55	1,56	1,58	1,59	1,59	1,56	1,59	1,57	1,55
10	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,46	1,52	1,54	1,54	1,54	1,55	1,54	1,51	1,53	1,5	1,49
15	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,46	1,51	1,53	1,53	1,53	1,53	1,52	1,49	1,51	1,49	1,49
18,30	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,46	1,51	1,53	1,53	1,52	1,52	1,51	1,49	1,51	1,5	1,49
20	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,46	1,51	1,53	1,52	1,52	1,52	1,51	1,49	1,51	1,5	1,5
30	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,46	1,51	1,52	1,51	1,51	1,51	1,52	1,52	1,56	1,57	1,59
40	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,46	1,5	1,51	1,5	1,5	1,52	1,55	1,6	1,66	1,7	1,75

Продовження таблиці К.1

Літо	t, год																							
P _г , МВт	12,5	13	13,5	14	14,5	15	15,5	16	16,5	17	17,5	18	18,5	19	19,5	20	20,5	21	21,5	22	22,5	23	23,5	24
0	1,55	1,53	1,51	1,45	1,47	1,5	1,45	1,51	1,53	1,49	1,53	1,53	1,57	1,58	1,58	1,59	1,61	1,62	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44
10	1,49	1,47	1,45	1,42	1,43	1,45	1,41	1,45	1,47	1,45	1,48	1,48	1,52	1,55	1,56	1,58	1,6	1,62	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44
15	1,49	1,47	1,46	1,44	1,45	1,46	1,43	1,46	1,47	1,45	1,47	1,47	1,51	1,53	1,55	1,58	1,6	1,62	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44
18,30	1,5	1,49	1,48	1,47	1,47	1,47	1,45	1,47	1,48	1,45	1,47	1,47	1,5	1,53	1,54	1,57	1,6	1,62	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44
20	1,51	1,5	1,5	1,49	1,49	1,49	1,47	1,48	1,48	1,46	1,47	1,47	1,5	1,52	1,54	1,57	1,6	1,62	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44
30	1,61	1,62	1,64	1,68	1,65	1,63	1,6	1,57	1,56	1,53	1,51	1,48	1,49	1,51	1,53	1,56	1,59	1,61	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44
40	1,81	1,83	1,88	1,97	1,92	1,86	1,83	1,75	1,71	1,65	1,59	1,52	1,5	1,5	1,52	1,55	1,59	1,61	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44

Таблиця К.2 - Добові зміни втрат потужності в мережі (взимку)

Зима	t, год																							
P _г , МВт	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12
0	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,9	2,87	2,75	2,68	2,5	2,33	2,16	2,11
10	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,88	2,83	2,7	2,61	2,42	2,26	2,09	2,03
15	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,86	2,81	2,67	2,58	2,39	2,23	2,06	2
18,30	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,85	2,8	2,66	2,56	2,37	2,2	2,04	1,98
20	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,85	2,79	2,65	2,55	2,36	2,19	2,03	1,97
30	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,82	2,76	2,6	2,5	2,3	2,14	1,98	1,93
40	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,8	2,72	2,56	2,45	2,25	2,1	1,94	1,9

Продовження таблиці К.2

Зима	t, год																							
P _г , МВт	12,5	13	13,5	14	14,5	15	15,5	16	16,5	17	17,5	18	18,5	19	19,5	20	20,5	21	21,5	22	22,5	23	23,5	24
0	2,14	2,17	2,18	2,24	2,34	2,47	2,54	2,61	2,68	2,72	2,76	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
10	2,06	2,09	2,1	2,16	2,25	2,38	2,46	2,54	2,62	2,68	2,74	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
15	2,03	2,06	2,07	2,13	2,21	2,34	2,42	2,51	2,59	2,66	2,72	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
18,30	2,01	2,04	2,05	2,1	2,19	2,32	2,4	2,49	2,57	2,65	2,72	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
20	2	2,03	2,04	2,09	2,18	2,31	2,39	2,48	2,56	2,64	2,71	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
30	1,95	1,98	1,99	2,04	2,12	2,24	2,33	2,43	2,51	2,61	2,69	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
40	1,92	1,94	1,95	2	2,08	2,19	2,28	2,38	2,46	2,58	2,67	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98

Додаток Л

РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ ЗАЛЕЖНО
ВІД МІСЦЯ ПРИЄДНАННЯ СЕС

Таблиця Л.1 - Добові зміни втрат потужності в мережі (влітку)

Літо	t, год																								
	№ПС	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12
601	1,46	1,45	1,43	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,41	1,41	1,41	1,44	1,46	1,46	1,48	1,54	1,56	1,56	1,56	1,58	1,59	1,6	1,65	1,65	1,67
602	1,46	1,45	1,43	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,41	1,41	1,41	1,44	1,46	1,46	1,48	1,54	1,55	1,55	1,55	1,56	1,57	1,57	1,61	1,61	1,62
603	1,46	1,45	1,43	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,41	1,41	1,41	1,44	1,46	1,46	1,48	1,54	1,55	1,55	1,54	1,54	1,53	1,51	1,53	1,51	1,51
604	1,46	1,45	1,43	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,41	1,41	1,41	1,44	1,46	1,46	1,48	1,53	1,55	1,55	1,56	1,58	1,61	1,63	1,69	1,71	1,74

Продовження таблиці Л.1

Літо	t, год																							
	№ПС	12,5	13	13,5	14	14,5	15	15,5	16	16,5	17	17,5	18	18,5	19	19,5	20	20,5	21	21,5	22	22,5	23	23,5
601	1,69	1,69	1,7	1,71	1,7	1,68	1,64	1,63	1,63	1,58	1,57	1,53	1,55	1,56	1,57	1,6	1,63	1,65	1,66	1,68	1,61	1,56	1,49	1,45
602	1,64	1,64	1,65	1,67	1,65	1,64	1,6	1,59	1,59	1,55	1,54	1,51	1,54	1,55	1,57	1,6	1,63	1,65	1,66	1,68	1,61	1,56	1,49	1,45
603	1,52	1,51	1,5	1,5	1,5	1,5	1,47	1,48	1,49	1,46	1,48	1,48	1,52	1,54	1,57	1,6	1,63	1,65	1,66	1,68	1,61	1,56	1,49	1,45
604	1,78	1,79	1,81	1,84	1,82	1,79	1,74	1,71	1,69	1,64	1,61	1,55	1,56	1,56	1,57	1,6	1,63	1,65	1,66	1,68	1,61	1,56	1,49	1,45

Таблиця Л.2 - Добові зміни втрат потужності в мережі (взимку)

Зима	t, год																							
	№ПС	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5
601	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,85	2,79	2,65	2,56	2,38	2,22	2,05	2
602	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,84	2,78	2,64	2,54	2,35	2,2	2,02	1,97
603	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,85	2,79	2,65	2,55	2,36	2,19	2,03	1,97
604	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,84	2,78	2,63	2,54	2,35	2,2	2,03	1,98

Продовження таблиці Л.2

Зима	t, год																							
	№ПС	12,5	13	13,5	14	14,5	15	15,5	16	16,5	17	17,5	18	18,5	19	19,5	20	20,5	21	21,5	22	22,5	23	23,5
601	2,02	2,05	2,06	2,12	2,2	2,33	2,4	2,5	2,57	2,65	2,71	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
602	2	2,03	2,04	2,09	2,18	2,3	2,38	2,48	2,55	2,64	2,71	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
603	2	2,03	2,04	2,09	2,18	2,31	2,39	2,48	2,56	2,64	2,71	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
604	2,01	2,04	2,05	2,1	2,18	2,31	2,38	2,48	2,55	2,63	2,7	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98

Додаток М

РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ ЗАЛЕЖНО
ВІД МІСЦЯ ПРИЄДНАННЯ СЕС ТА З УРАХУВАННЯМ ЧУТЛИВОСТІ
ВУЗЛІВ

Таблиця М.1 - Добові зміни втрат потужності в мережі (взимку)

Зима		t, год																							
№ ПС	Чутливість	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12
3009	0.143	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,88	2,84	2,71	2,63	2,45	2,29	2,12	2,07
30012	0.142	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,89	2,85	2,72	2,64	2,46	2,3	2,13	2,07
30011	0.1305	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,89	2,85	2,73	2,65	2,47	2,3	2,13	2,08
30010	0.128	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,89	2,85	2,73	2,65	2,47	2,31	2,14	2,08
603	0.076	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,88	2,83	2,7	2,61	2,42	2,26	2,09	2,03
30014	0.069	2,14	1,91	1,82	1,76	1,76	1,74	1,74	1,7	1,72	1,7	1,88	2,05	2,13	2,31	2,48	2,78	2,88	2,84	2,71	2,63	2,44	2,28	2,11	2,05

Продовження таблиці М.1

Зима		t, год																							
№ ПС	Чутливість	12,5	13	13,5	14	14,5	15	15,5	16	16,5	17	17,5	18	18,5	19	19,5	20	20,5	21	21,5	22	22,5	23	23,5	24
3009	0.143	2,1	2,13	2,14	2,2	2,29	2,42	2,49	2,57	2,64	2,69	2,74	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
30012	0.142	2,1	2,13	2,14	2,21	2,3	2,43	2,5	2,58	2,65	2,7	2,75	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
30011	0.1305	2,11	2,14	2,15	2,21	2,3	2,44	2,5	2,58	2,66	2,7	2,75	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
30010	0.128	2,11	2,14	2,15	2,21	2,31	2,44	2,51	2,59	2,66	2,71	2,75	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
603	0.076	2,06	2,09	2,1	2,16	2,25	2,38	2,46	2,54	2,62	2,68	2,74	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98
30014	0.069	2,08	2,11	2,12	2,18	2,27	2,4	2,48	2,56	2,63	2,69	2,74	2,79	2,89	2,92	3	3,17	3,31	3,51	3,54	3,7	3,31	2,67	2,2	1,98

Таблиця М.2 - Добові зміни втрат потужності в мережі (влітку)

Літо		t, год																							
№ ПС	Чутливість	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12
3009	0.143	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,47	1,52	1,54	1,55	1,56	1,58	1,59	1,58	1,62	1,61	1,61
30012	0.142	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,47	1,52	1,54	1,55	1,56	1,58	1,58	1,55	1,59	1,57	1,56
30011	0.1305	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,47	1,52	1,54	1,55	1,57	1,58	1,58	1,55	1,58	1,56	1,55
30010	0.128	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,47	1,52	1,54	1,55	1,57	1,58	1,57	1,55	1,57	1,55	1,53
603	0.076	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,46	1,52	1,54	1,54	1,54	1,55	1,54	1,51	1,53	1,5	1,49
30014	0.069	1,46	1,43	1,42	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,4	1,42	1,45	1,45	1,47	1,52	1,54	1,55	1,55	1,56	1,55	1,52	1,54	1,52	1,5

Продовження таблиці М.2

Літо		t, год																							
№ ПС	Чутливість	12,5	13	13,5	14	14,5	15	15,5	16	16,5	17	17,5	18	18,5	19	19,5	20	20,5	21	21,5	22	22,5	23	23,5	24
3009	0.143	1,62	1,61	1,6	1,57	1,58	1,59	1,54	1,57	1,58	1,54	1,55	1,53	1,56	1,57	1,57	1,58	1,6	1,62	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44
30012	0.142	1,56	1,54	1,53	1,49	1,5	1,52	1,47	1,52	1,53	1,5	1,53	1,52	1,55	1,56	1,57	1,59	1,6	1,62	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44
30011	0.1305	1,55	1,53	1,52	1,47	1,49	1,5	1,46	1,51	1,53	1,49	1,52	1,52	1,55	1,57	1,57	1,59	1,6	1,62	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44
30010	0.128	1,54	1,51	1,49	1,44	1,47	1,48	1,44	1,49	1,51	1,48	1,51	1,51	1,55	1,57	1,57	1,59	1,61	1,62	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44
603	0.076	1,49	1,47	1,45	1,42	1,43	1,45	1,41	1,45	1,47	1,45	1,48	1,48	1,52	1,55	1,56	1,58	1,6	1,62	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44
30014	0.069	1,5	1,48	1,46	1,42	1,44	1,45	1,42	1,46	1,48	1,46	1,49	1,5	1,53	1,55	1,56	1,58	1,6	1,62	1,62	1,64	1,58	1,54	1,47	1,44

Додаток Н

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ КАПІТАЛОВКЛАДЕНЬ У БУДІВНИЦТВО
НОВИХ ПС

Таблиця Н.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 604):

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, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. Н.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 604):

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
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			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
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
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
4.4.1	Вартість приєднання БСК	1 компл	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
4.4.2	Вартість БСК							1028	
Всього			174,04	2517,99	114,45	73,83	5,026	3913,29	90,9

Продовження табл. Н.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 604):

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

Продовження табл. Н.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 604):

5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			47280,76						

Таблиця Н.2 – Вартість реконструкції підстанції Кожухів (вузол 4):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,91	2709,42	111,311	74,287	1,216	2971,14	125
Всього ВРУ 110 кВ			299,64	6476,731	284,972	183,297	3,501	7248,14	
Загальна кошторисна вартість			14496,28						

Таблиця Н.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 601):

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		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. Н.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. Н.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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

Продовження табл. Н.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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			51 054,247						

Таблиця Н.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

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	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0

Продовження табл. Н.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.3	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
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. Н.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

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

Продовження табл. Н.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

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

Таблиця Н.5 – Вартість реконструкції підстанції Сосонка тяга (вузол 14):

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 лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0

Продовження табл. Н.5 - Вартість будівництва підстанції Сосонка тяга (вузол 14)

2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
Всього ВРУ 110 кВ			224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальна кошторисна вартість			4276,998						

Таблиця Н.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

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	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0

Продовження табл. Н.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.3	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
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	15 од.	579,24	5174,655	139,71	156,78	15	6065,385	103,5
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		965,4	7633,826	220,636	235,31	25	9080,198	167,7

Продовження табл. Н.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

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

Продовження табл. Н.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			59790,407						

Додаток П

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ
110-35 КВ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» З
АНАЛІЗОМ ВПЛИВУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА ВТРАТИ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

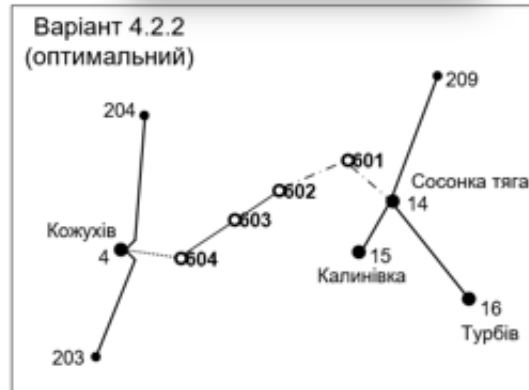
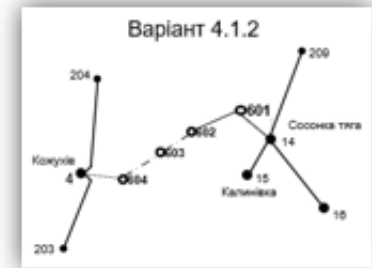
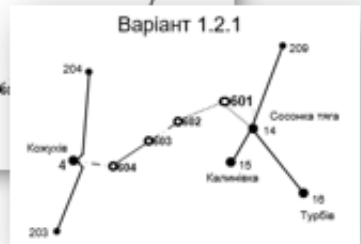
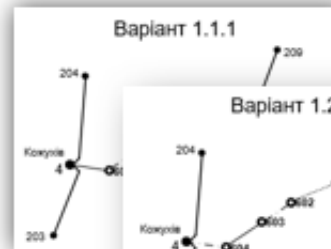
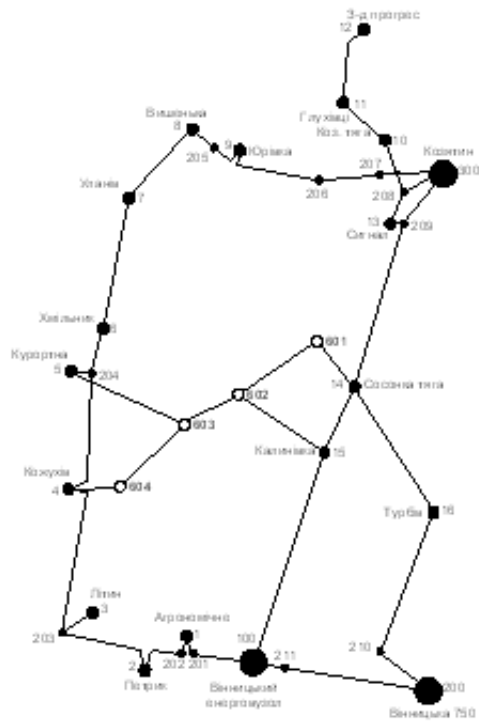
АКТУАЛЬНІСТЬ ТА МЕТА РОБОТИ

- При розвитку електричної мережі та зростанні кількості точок розосереджених джерел генерування, досить актуальним являється питання вибору оптимального місця встановлення даних генеруючих установок.



- Мета: Розрахунок фрагменту розподільних електричних мереж 110-35 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з аналізом впливу фотоелектричних станцій на втрати електроенергії

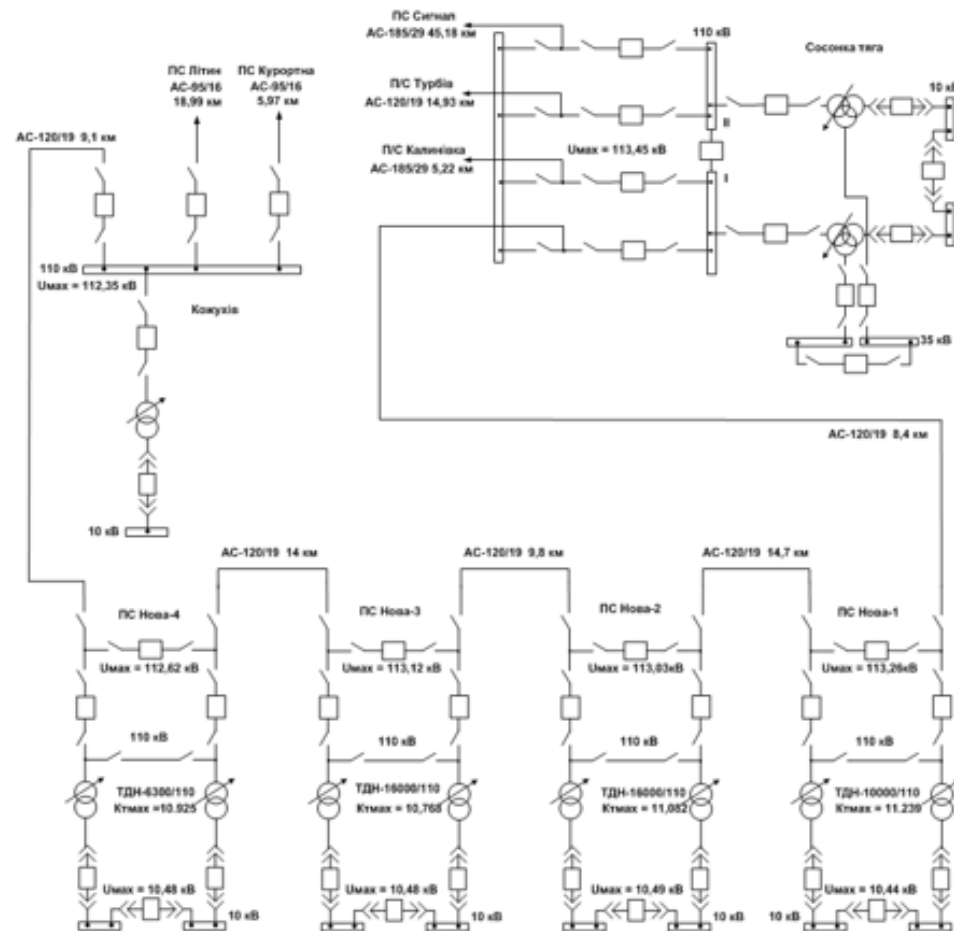
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



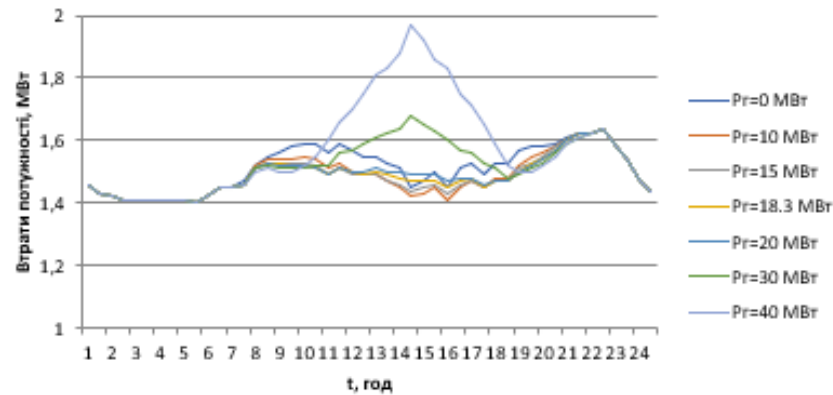
Послідовність будівництва	
.....	ЛЕП яка будується на першому році
- - - - -	ЛЕП яка будується на другому році
—————	ЛЕП яка будується на третьому році

Активация Windows

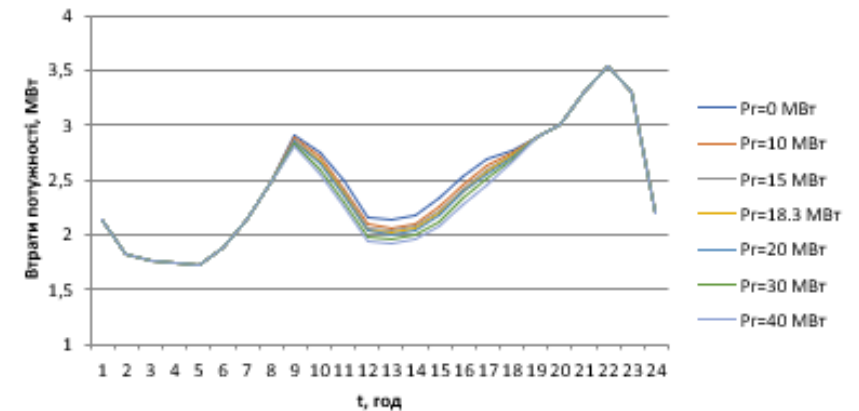
ЕЛЕКТРИЧНА ОДНОЛІНІЙНА СХЕМА ПРИЄДНАННЯ ПРОЕКТОВАНИХ ПІДСТАНЦІЙ



ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ СЕС



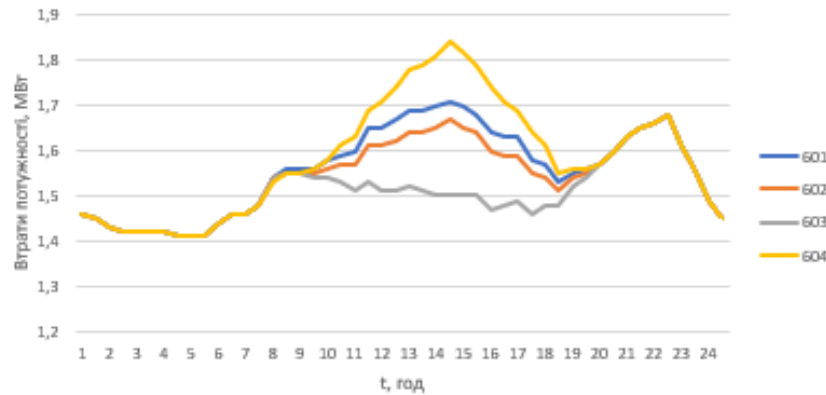
Графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби з різними значеннями встановленої потужності генерування у вузлі 603 (влітку)



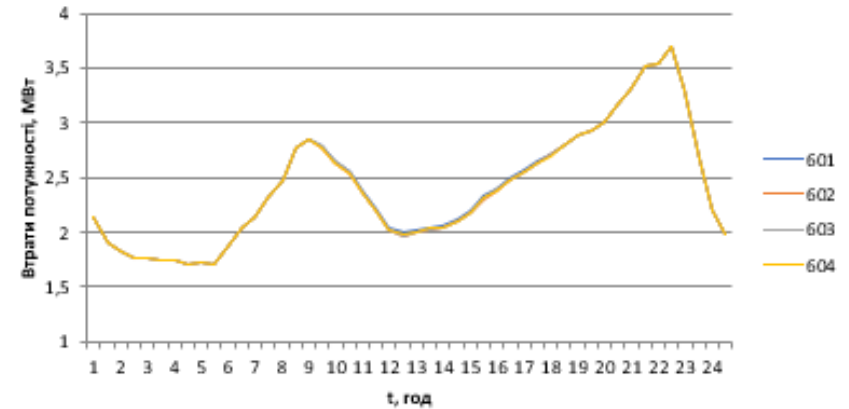
Графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби з різними номіналами встановленої потужності генерування у вузлі 603 (взимку)

P_r , МВт	Сума втрат потужності влітку, МВт	Сума втрат потужності взимку, МВт	Сума втрат потужності влітку+взимку, МВт
0,0	36,25	58,88	95,13
10,0	35,69	58,26	93,95
15,0	35,64	57,98	93,62
18,3	35,69	57,81	93,50
20,0	35,75	57,72	93,47
30,0	36,46	57,27	93,73
40,0	37,81	56,89	94,70

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО МІСЦЯ ПРИЄДНАННЯ СЕС



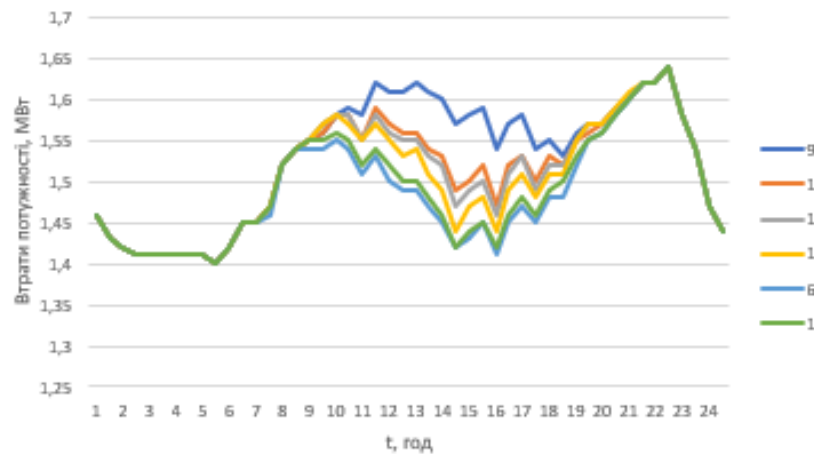
Графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби при підключенні СЕС до новозбудованих підстанцій (влітку)



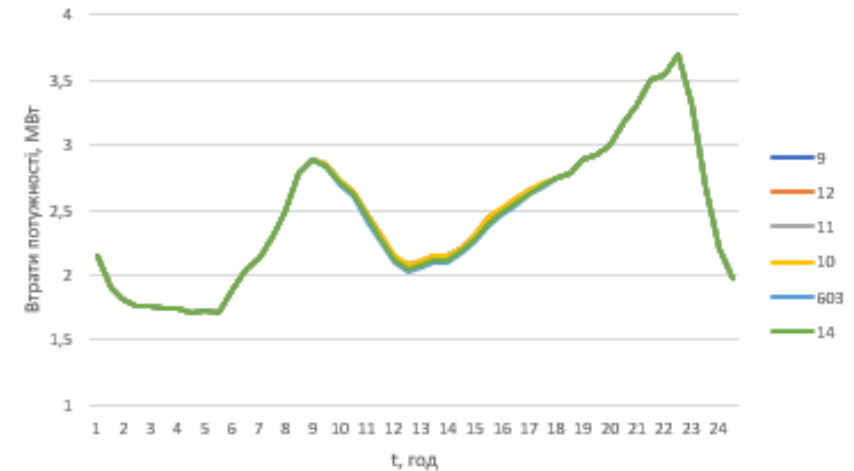
Графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби при підключенні СЕС до новозбудованих підстанцій (взимку)

№ підстанції	Сума втрат потужності влітку, МВт	Сума втрат потужності взимку, МВт	Сума втрат потужності влітку+взимку, МВт
601	37,41	57,86	95,27
602	37,04	57,68	94,72
603	36,13	57,72	93,84
604	38,02	57,70	95,71

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО МІСЦЯ ПРИЄДНАННЯ СЕС З УРАХУВАННЯМ АНАЛІЗУ ЧУТЛИВОСТІ



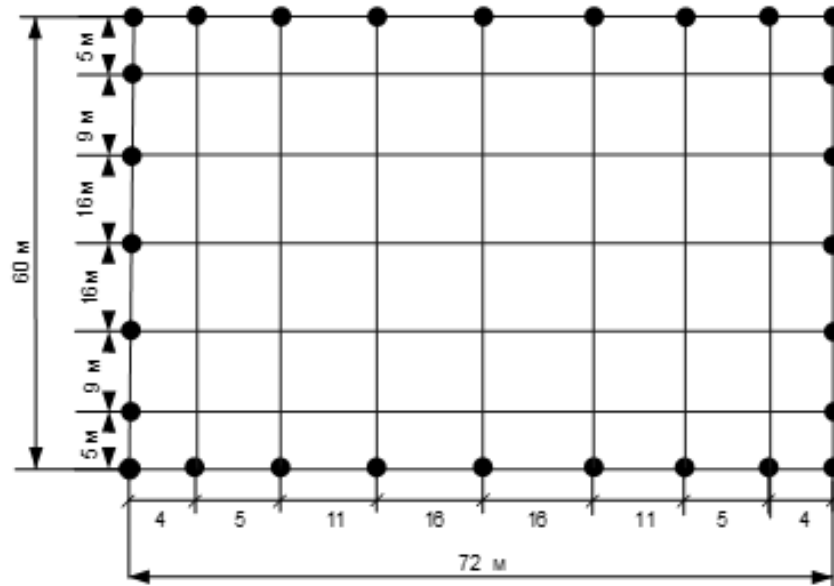
Графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби в режимі максимального генерування електричної енергії



Графік залежності втрат потужності в мережі протягом доби в режимі максимального споживання електричної енергії

№ПС	Чутливість втрат (макс. навант. без генер.)	Чутливість втрат (навант. для періоду макс. генер.)	Чутливість втрат (навант. для періоду макс генер., генерування 20МВт у вузлі 603)
9	0,143	0,0516	0,0194
12	0,142	0,0548	0,009
11	0,1305	0,0514	0,0255
10	0,128	0,0502	0,0339
603	0,076	0,0313	0,024
14	0,0691	0,0283	0,0192

ОХОРОНА ПРАЦІ



План заземлювального пристрою ВРУ-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: $n_v = 28 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_z = 4,5 \text{ м}$.

Висновок: В результаті розрахунку, заземлюваний пристрій відповідає вимогам правил улаштування електроустановок та може використовуватись для ВРУ 110 кВ ПС Сосонка-Тяга.

ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	32,92
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	Год	5200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	Млн. кВт*год	288,3
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	Млн.грн.	299,88
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,86
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,28
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	Млн. кВт*год	1,631
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	Млн. кВт*год	12,369

Висновок: З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (8,6) підтверджують ефективність.