

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

«Проектування електричної мережі з дослідженням питань  
якості електроенергії»

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

(підпис і прізвище виконавця, спеціальність)


 Мельник В.Д.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., ст. викл. каф. ЕСС

 Вишневецький С.Я.  
(прізвище та ініціали)

«24» грудня 2022 р.


Опонент: д.т.н., доц. каф. ЕССЕМ

 Бабенко О.Д.  
(прізвище та ініціали)

«19» грудня 2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О. 

(прізвище та ініціали)

«15» грудня 2022 р.

Вінниця ВНТУ - 2022 рік

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

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



14 грудня 2022 року

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Мельнику Валидо Дмитровичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Проектування електричної мережі з дослідженням питань якості електроенергії»

керівник роботи к.т.н., ст.викл. каф. ЕСС Вишневський С.Я.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203

2. Строк подання студентом роботи 14 грудня 2022 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. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 30 км за рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина 2. дослідження питання якості електроенергії 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. Граф існуючої мережі. 3. Задані

параметри існуючої мережі та нових споживачів 4. Визначення оптимальної схеми симплекс методом. 5. Визначення оптимальної схеми методом динамічного програмування 6. Вибір схем розподільчих пристроїв 7. Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі 8. Схема розвитку електричної мережі 9. Основні техніко-економічні показники 10. Показники якості електроенергії

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневський С.Я., к.т.н., ст. викл. каф. ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О.С., к.т.н., професор каф. ЕСС	 16.09.2022	 19.11.2022
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 16.09.22	 14.12.22

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 24 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	24.09.22	01.10.22
2	Електротехнічна частина	02.10.22	15.11.22
3	Дослідження питання якості електроенергії	16.11.22	26.11.22
4	Охорона праці	27.11.22	01.12.22
5	Техніко-економічна частина	02.12.22	05.12.22
6	Оформлення пояснювальної записки	06.12.21	10.12.22
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	11.12.22	14.12.22

Студент

Керівник роботи

  
(підпис)

Мельник В.Д.

  
(підпис)

Вишневський С.Я.

Анотація

УДК 621.316.3

Мельник В.Д. " Проектування електричної мережі з дослідженням питань якості електроенергії ". Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2022. – 104 с. – Іл.: 36. – Табл. 30.

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

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

Ключові слова: електрична мережа, нові споживачі, регулювання напруги, термін окупності, параметри якості електроенергії

## Summary

УДК 621.316.3

V.D. "Electrical network design with research issues of electricity quality".  
Master's thesis. – Vinnytsia: VNTU. – 2022. – 104 p. – Illustration: 36. – Table. 30.

This course project includes the development of an existing electrical network by connecting four new substations. With the help of mathematics, the optimal configuration was predicted, which provides both reliability and economic feasibility. According to the obtained results, the equipment was selected, voltage levels in the nodes at different operating modes were analyzed, and diagrams of switchgear were given.

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

Key words: electric network, new consumers, voltage regulation, payback period, power quality parameters.



## ЗМІСТ

ВСТУП .....	5
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	10
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	11
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	13
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	16
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	16
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу .....	20
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ .....	26
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі .....	26
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі .....	30
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП .....	31
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦЯХ .....	34
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	36
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	37
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції .....	37
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції .....	39
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ .....	43
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	43
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	45
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків .....	45
7.2. Регулювання напруги у мережі.....	46
8 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ	

МЕРЕЖІ .....	50
9 ОГЛЯД ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМІВ ТА ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	72
9.1 Параметри якості електроенергії.....	72
9.2 Параметри якості електроенергії.....	73
9.3 Шляхи забезпечення оптимального функціонування ЕЕС.....	81
10 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	87
10.1 Умови праці для робіт, які пов'язані з обслуговуванням силових трансформаторів потужністю 10000 МВ.....	87
10.2 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць.....	89
10.3 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.....	91
10.4 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.....	94
10.5 Пожежна безпека.....	97
ВИСНОВКИ.....	100
ЛІТЕРАТУРА.....	102
ДОДАТКИ.....	105
Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи.....	105
Додаток Б Технічне завдання МКР.....	106
Додаток В Результати розрахунку .....	113
Додаток Г Результати розрахунку.....	138

## ВСТУП

**Актуальність теми.** План розвитку Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України на 2016-2025 роки (далі – План розвитку, План) розроблено у контексті заходів щодо реалізації положень Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» на підставі «Порядку підготовки Системним оператором плану розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на наступні десять років», затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 29.09.2014 № 680.

Даний План є стратегічною складовою середньо- та довгострокового планування і перспективного розвитку ОЕС України та відповідає потребам національної економіки й суспільства, суб'єктів електроенергетичної галузі та споживачів електричної енергії, сучасному рівню розвитку техніки і технологій.

План розвитку розроблено на основі даних щодо прогнозів соціально-економічного розвитку України та її регіонів, галузей економіки, суб'єктів ОЕС України, тощо з урахуванням чинних державних і галузевих стандартів, технічних умов, інших нормативних документів, а також основних положень міжнародних документів, зобов'язання щодо виконання яких взяла на себе Україна.

Нормативно-правові аспекти розроблення Плану розвитку базуються на урахуванні та дотриманні:

- положень Законів України «Про електроенергетику» та «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» щодо законодавчих засад функціонування та розвитку ОЕС України;

- актуальних положень Енергетичної стратегії України на період до 2030 року в частині стратегії розвитку електроенергетичної галузі;

- актів Кабінету Міністрів України, Міненерговугілля України, НКРЕКП, інших міністерств і відомств, що регулюють відносини, які виникають при розробленні Плану розвитку та реалізації передбачених ним завдань і заходів;

- методичних рекомендацій Мінекономрозвитку України з питань



методологічного забезпечення складання середньо- та довгострокових стратегічних планів розвитку державних підприємств, державних акціонерних товариств та господарських структур;

- директив ЄС, зобов'язання щодо виконання яких взяла на себе Україна.

**Обґрунтування необхідності прийняття Плану розвитку** Об'єктивними передумовами розроблення та реалізації Плану є необхідність:

- актуалізації показників прогнозних обсягів попиту на електричну енергію, складання балансу електроенергії ОЕС України на наступні десять років з урахуванням сучасного стану країни та прогнозів її соціально-економічного розвитку;

- перегляду і коригування пріоритетних напрямів розвитку електроенергетичної галузі в сучасних умовах;

- усунення «вузьких місць» щодо видачі потужності діючих електростанцій, зокрема АЕС, передавання електроенергії до центрів споживання, а також приєднання до енергосистеми нових електростанцій, в тому числі на базі альтернативних джерел енергії;

- координації між собою перспективних планів розвитку енергогенеруючих джерел та електричних мереж для оптимізації їх технічної, технологічної та інвестиційної складових;

- визначення черговості будівництва та реконструкції об'єктів енергетики з метою надійного енергозабезпечення населення та галузей економіки;

- впровадження технічних і технологічних заходів для інтеграції енергетичної інфраструктури України до відповідної інфраструктури ЄС;

- оцінки сукупних потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж на перспективу та можливостей щодо джерел їх фінансування.

Згідно Законів України «Про електроенергетику» та «Про засади функціонування ринку електричної енергії України», Енергетичної стратегії

України на період до 2030 року, інших нормативно-правових актів в сфері електроенергетики, до основних пріоритетів функціонування і розвитку ОЕС України відносяться:

- забезпечення енергетичної безпеки держави у звичайних умовах та в умовах надзвичайних ситуацій;
- створення передумов для повномасштабної інтеграції ОЕС України до об'єднання енергосистем країн ЄС;
- підвищення надійності та ефективності функціонування електроенергетичної галузі, подолання проблем енергозабезпечення дефіцитних регіонів держави.

План розвитку розроблено з метою реалізації завдань і заходів щодо розвитку ОЕС України, спрямованих на забезпечення надійного та ефективного виробництва і транспортування електричної енергії для постачання вітчизняним споживачам, а також здійснення її експорту, імпорту та транзиту з дотриманням сучасних вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та енергозбереження.

Для досягнення зазначеної мети в Плані розвитку розроблені:

- обґрунтовані прогнози обсягів попиту на електричну енергію, баланс електроенергії та потужності ОЕС України на 2016-2025 роки з урахуванням обсягів міждержавних перетоків електричної енергії;
- переліки об'єктів та обсягів нового будівництва та/або реконструкції магістральних і міждержавних електричних мереж для видачі потужності діючих електростанцій, зокрема АЕС, передавання електроенергії до центрів споживання, а також приєднання до енергосистеми нових електростанцій, в тому числі на базі альтернативних джерел енергії (ГЕС, ГАЕС, ВЕС, СЕС, БіоЕС, тощо) та планові терміни їх будівництва;
- переліки об'єктів та обсягів необхідної встановленої потужності електростанцій з урахуванням розбивки за типом генеруючих потужностей, видом палива (джерелом енергії, у тому числі альтернативних джерел енергії та регіонів їх розташування), що використовується в технологічному процесі, та планові

терміни вводу і виводу генеруючих потужностей з експлуатації;

- розрахунки потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж на наступні три роки та пропозиції щодо можливих джерел їх фінансування.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є визначення заходів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення розподільних електричних мереж, 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 після реалізації їх розвитку;

– аналіз основних режимів мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2024 рік;

– вибір оптимального варіанта розвитку електромереж та забезпечення надійного та ефективного електропостачання нових споживачів району;

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

**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електричних мереж.

**Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань підстанцій використовуються елементи теорії надійності. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем.

**Новизна дослідження.** Оцінка існуючого режиму мережі, як інструменту вибору оптимальних місць підключення як нових джерел генерації, так і нових

споживачів в схему електричних мережі.

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

## 1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

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

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

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:

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

звідки  $a' = -2750,8$ ,  $b' = 1,4121$ , тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,4121T - 2750,8$$

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

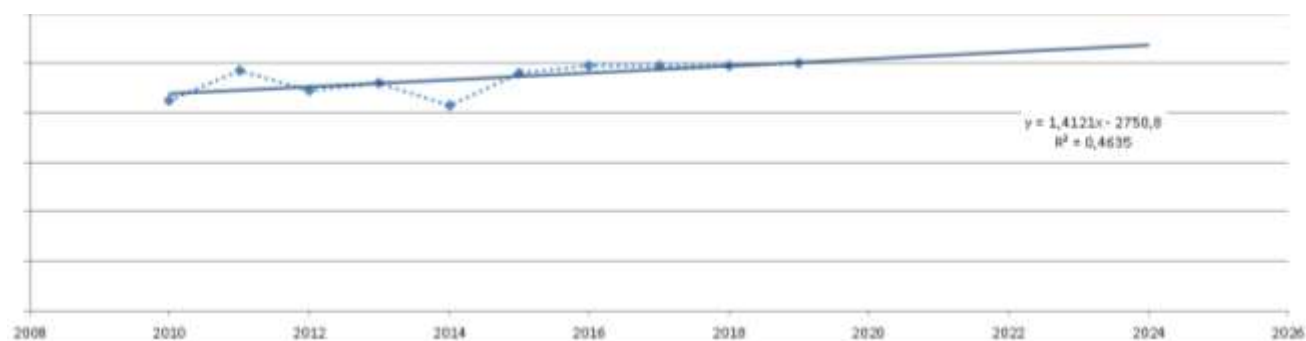


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої  $P_{\max}(T)$  та регресійної  $P'_{\max}(T)$  залежностей максимального навантаження від часу  $T$

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 107,3 %, що на 7,3 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

### 1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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 мережі відносно не великі. А саме:

- в лініях електропередач – 1.4МВт;
- в трансформаторах – 0.8 МВт з них холостого ходу 0.6 МВт та навантажувальні 0.3 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

	9-206	207-206	15-14	100-15
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	125	150	200	200
Розрах. струм, А	88	86	10	48

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	206	15	207	14
-------	-----	----	-----	----



Напруга вузла,кВ	113,9	113,58	114,85	113,55
------------------	-------	--------	--------	--------

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.

## 1.2 Формування максимального графа електричної мережі

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 №206 – Юрківка з рівнем напруги 113,9 кВ; вузол № 15 – Калинівка з рівнем напруги 113,58 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.

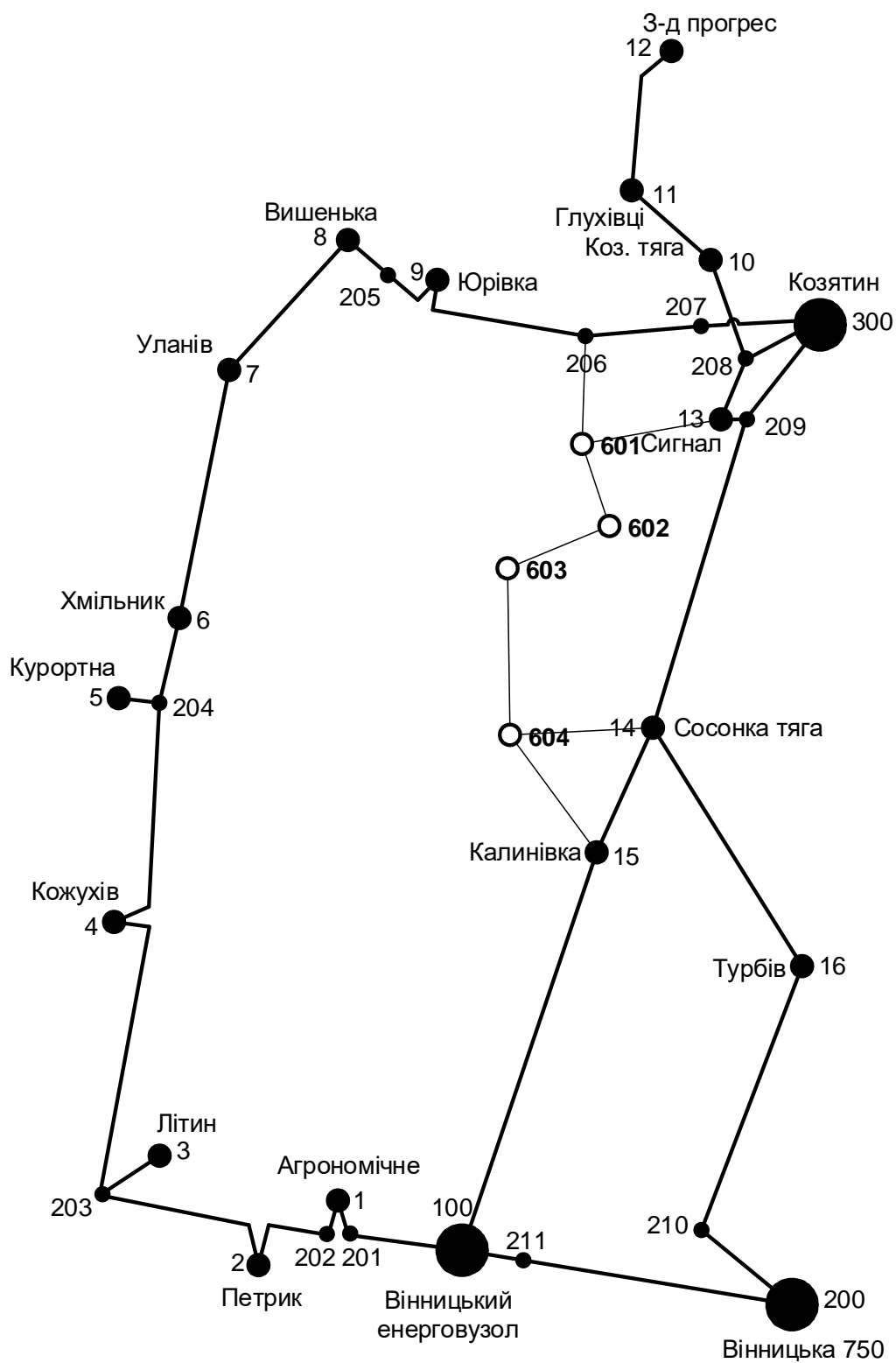


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми



## 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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.

### 2.1 Лінеаризація цільової функції

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

В загальному випадку залежності  $V_i = f(P_i)$  нелінійні. 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 і-тої ЛЕП дасконтвані витрати  $V_i$  можна записати:

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

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

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта  $b_i$  визначається за формулою:

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

де  $U_n$  – номінальна напруга (110 кВ);  $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9);  $\tau$  – 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. 2.1.

Таблиця 2.1 – 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	$U_{ном}$ , 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
206	601	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	0,673	4297,4
15	604	1,7	11,9	110	1573,680	0,131	5992,6	0,953	6087,9
13	601	1,7	11,9	110	1573,680	0,131	5992,6	0,953	6087,9
15	604	1,7	11,9	110	1573,680	0,131	5992,6	0,953	6087,9
601	602	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,561	3581,1
602	603	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	0,673	4297,4
603	604	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,122	7162,3

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

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

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.2). 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 вигляду лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.



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

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
206-601	1,2	15,7	4395,9	4364,4	4430,8	280,0	4395,9	3956,4	4835,5
15-604	1,7	15,7	6227,6	6182,9	6276,9	396,7	6227,6	5604,8	6850,4
13-601	1,7	15,7	6227,6	6182,9	6276,9	396,7	6227,6	5604,8	6850,4
15-604	1,7	15,7	6227,6	6182,9	6276,9	396,7	6227,6	5604,8	6850,4
601-602	1	15,7	3663,3	3637,0	3692,3	233,3	3663,3	3297,0	4029,6
602-603	1,2	15,7	4395,9	4364,4	4430,8	280,0	4395,9	3956,4	4835,5
603-604	2	15,7	7326,6	7274,0	7384,6	466,7	7326,6	6593,9	8059,2

## 2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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

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

мінімізувати

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

при обмеженнях:



Номери вузлів	Перелік ЛЕП												Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	206-601	15-604	13-601	15-604	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0			0-0	0-0
601	1	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	11,59	0,00
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	5,79	0,00
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-8,30	0,00
604	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	16,31	0,00
Коефіцієнти цільової функції	372,856	447,347	950,166	950,166	558,921	558,921	670,706	734,014	2815,737	1117,843	0,000	0,000	0,000	0,000		18174,469
Потужності ЛЕП	9,081	16,308	0,000	0,000	0,000	2,506	0,000	8,300	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	4230,052	5992,574	0,000	0,000	0,000	3525,044	0,000	4230,052	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		17977,722
Змінні складові витрат	55,502	253,581	0,000	0,000	0,000	3,523	0,000	46,366	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		358,972
Дисконтовані витрати, тис. грн																

Рисунок 2.1 – 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. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП											Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	206-601	15-604	13-601	15-604	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603				
601	1	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	11,59	0,00	
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	5,79	0,00	
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	1	-8,30	0,00	
604	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	16,31	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	670,706	950,166	950,166	950,166	558,921	558,921	670,706	670,706	1117,843	1117,843			27573,263	
Потужності ЛЕП	11,587	7,723	0,000	6,079	0,000	0,000	0,000	5,794	2,506	0,000				
Постійні складові витрат	4230,052	5992,574	0,000	5992,574	0,000	0,000	0,000	4230,052	7050,087	0,000			27495,339	
Змінні складові витрат	90,367	56,866	0,000	35,236	0,000	0,000	0,000	22,592	7,046	0,000			212,106	
Дисконтовані витрати, тис. грн														27707,446

Рисунок 2.2 – 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. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП											Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	206-601	15-604	13-601	15-604	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603				
601	1	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	11,59	0,00	
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	5,79	0,00	
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	1	-8,30	0,00	
604	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	16,31	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	372,856	783,327	950,166	991,568	558,921	558,921	670,706	734,014	2815,737	1117,843			23653,681	
Потужності ЛЕП	9,081	16,308	0,000	0,000	0,000	2,506	0,000	8,300	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	4230,052	5992,574	0,000	0,000	0,000	3525,044	0,000	4230,052	0,000	0,000			17977,722	
Змінні складові витрат	55,502	253,581	0,000	0,000	0,000	3,523	0,000	46,366	0,000	0,000			358,972	
Дисконтовані витрати, тис. грн														18336,694

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП										Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	206-601	15-604	13-601	15-604	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603		
601	1	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	11,59	0,00
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	5,79	0,00
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-8,30	0,00
604	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	16,31	0,00
Коефіцієнти цільової функції	471,923	383,008	950,166	950,166	558,921	1407,868	670,706	515,231	1117,843	1117,843		16541,313
Потужності ЛЕП	11,587	13,802	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,794	2,506	0,000		
Постійні складові витрат	4230,052	5992,574	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4230,052	7050,087	0,000		21502,765
Змінні складові витрат	90,367	181,627	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	22,592	7,046	0,000		301,632
												21804,397

Рисунок 2.4 – Результат після третьої ітерації

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП										Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	206-601	15-604	13-601	15-604	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603		
601	1	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	11,59	0,00
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	5,79	0,00
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-8,30	0,00
604	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	16,31	0,00
Коефіцієнти цільової функції	372,856	447,347	950,166	950,166	558,921	558,921	670,706	734,014	2815,737	1117,843		18174,469
Потужності ЛЕП	9,081	16,308	0,000	0,000	0,000	2,506	0,000	8,300	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	4230,052	5992,574	0,000	0,000	0,000	3525,044	0,000	4230,052	0,000	0,000		17977,722
Змінні складові витрат	55,502	253,581	0,000	0,000	0,000	3,523	0,000	46,366	0,000	0,000		358,972
												18336,694

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

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

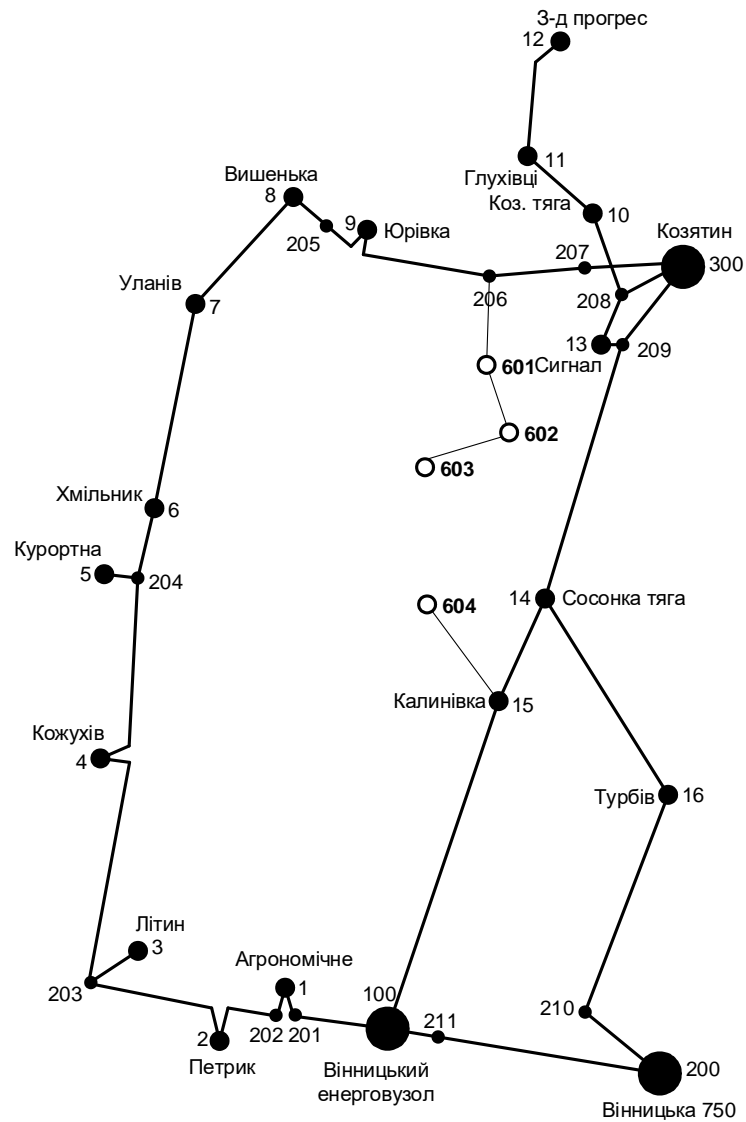


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 603-604 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

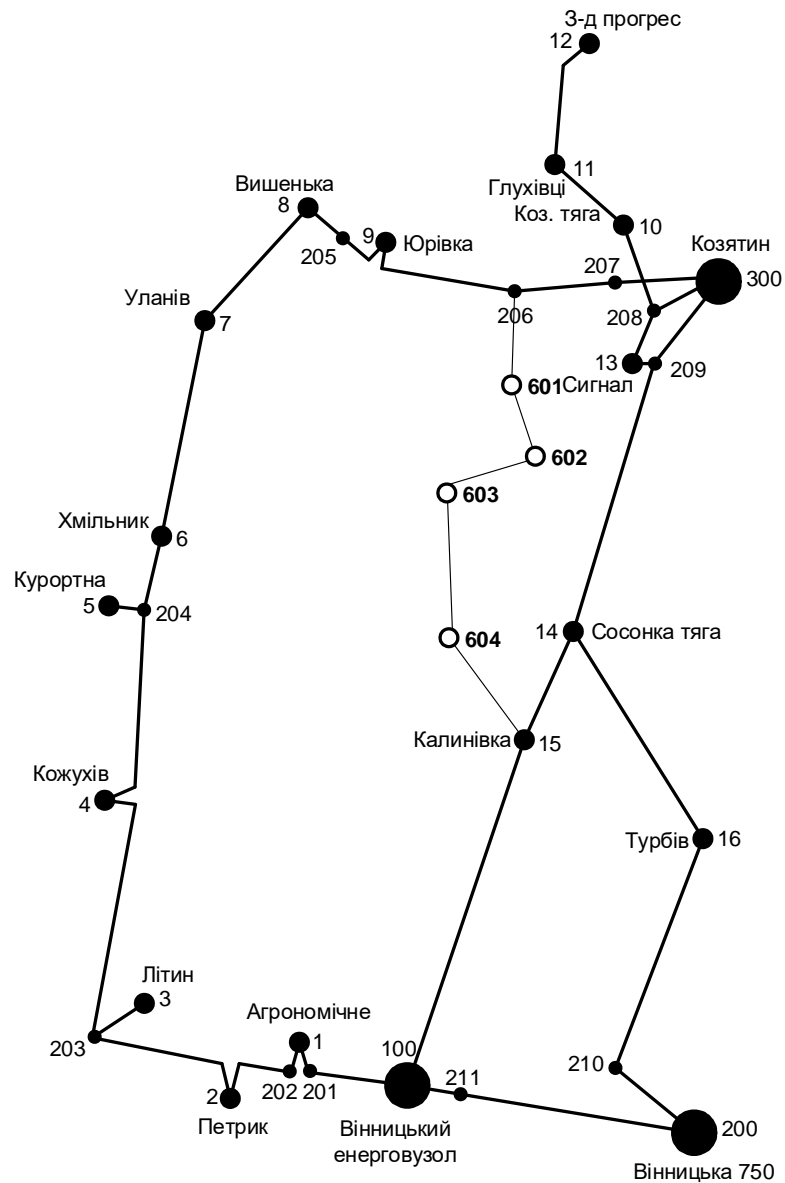


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 603-604 довжиною 14 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

### 3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ 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.

#### 3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 601, 602, 603, 604). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення  $B_t$  для кожного року визначаються за формулою:



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

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

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

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

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

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

Однак оскільки на попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, то отриманий розв'язок є 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 (3.1), при чому функція витрат  $B_t$  може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти  $a_i$  та  $b_i$  беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року:  $L_{\max} \leq 30$  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 30 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 – будуюмо одноланцюгові лінії до пунктів 206-601, 601-602. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{206-601} + \Delta L_{601-602} = 8,4+7 = 15,4 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

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

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуюмо одноланцюгову лінію 602-603. Результати розрахунків подано в табл.3.2.

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуюмо одноланцюгову лінію 604-15. Результати розрахунків подано в табл.3.3.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Bt	Вартість
1	1	206-601	8,4	17,38	15,4	15033,36	27391,98	22826,65	22826,65
		601-602	7	5,79		12358,62			
	2	15-604	11,9	13,82	25,9	21178,3	45861,11	38217,6	38217,6
		603-604	14	2,49		24682,81			
	3	206-601	8,4	11,59	8,4	14906,55	14906,55	12422,13	12422,13
4	15-604	11,9	16,31	11,9	21258,65	21258,65	17715,54	17715,54	

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Bt	Вартість
2	11	602-603	8,4	13,82	22,4	14949,39	39959,57	27749,7	50576,35
		603-604	14	16,31		25010,18			
	12	602-603	8,4	2,49	20,3	14809,69	36068,34	25047,46	47874,11
		604-15	11,9	16,31		21258,65			
	13	604-15	11,9	13,82	25,9	21178,3	45861,11	31848	68687,77
		604-603	14	2,49		24682,81			
	21	603-602	8,4	17,38	15,4	15033,36	27455,49	19066,31	57283,91
		602-601	7	11,59		12422,13			
	22	206-601	8,4	17,38	15,4	15033,36	27391,98	19022,21	57239,8
		601-602	7	5,79		12358,62			
	23	603-602	8,4	5,79	16,8	14830,34	29736,9	20650,62	58868,22
		206-601	8,4	11,59		14906,55			
	31	601-602	7	3,3	15,4	12344,36	27154,05	18856,98	31279,1
		602-603	8,4	2,49		14809,69			
	32	604-603	14	2,49	25,9	24682,81	45861,11	31848	44270,12
		604-15	11,9	13,82		21178,3			
	41	602-603	8,4	5,79	22,4	14830,34	39519,07	27443,8	45159,34
		603-604	14	3,3		24688,72			
42	206-601	8,4	17,38	15,4	15033,36	27391,98	19022,21	36548,82	
	601-602	7	5,79		12358,62				

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	В <sub>i</sub>	В <sub>i,сум</sub>	В <sub>t</sub>	Вартість
3	111	604-15	11,9	10,92	11,9	21101,46	21101,46	12211,49	62787,85
	121	603-604	14	5,4	14	24711,74	24711,74	14300,78	62174,89
	131	602-603	8,4	2,89	8,4	14811,31	14811,31	8571,362	77259,13
	211	206-601	8,4	14,58	8,4	14965,71	14965,71	8660,711	65944,62
	221	603-602	8,4	2,89	8,4	14811,31	14811,31	8571,362	65811,17
	231	601-602	7	2,91	7	12342,83	12342,83	7142,844	66011,06
	311	603-604	14	5,4	25,9	24711,74	45813,2	26512,27	57791,38
		604-15	11,9	10,92		21101,46			
	321	601-602	7	2,91	15,4	12342,83	27154,15	15714,21	59984,33
		602-603	8,4	2,89		14811,31			
	412	206-601	8,4	14,58	15,4	14965,71	27308,54	15803,55	60962,89
		601-602	7	2,91		12342,83			
	422	602-603	8,4	2,89	22,4	14811,31	39523,06	22872,14	59420,96
		603-604	14	5,4		24711,74			

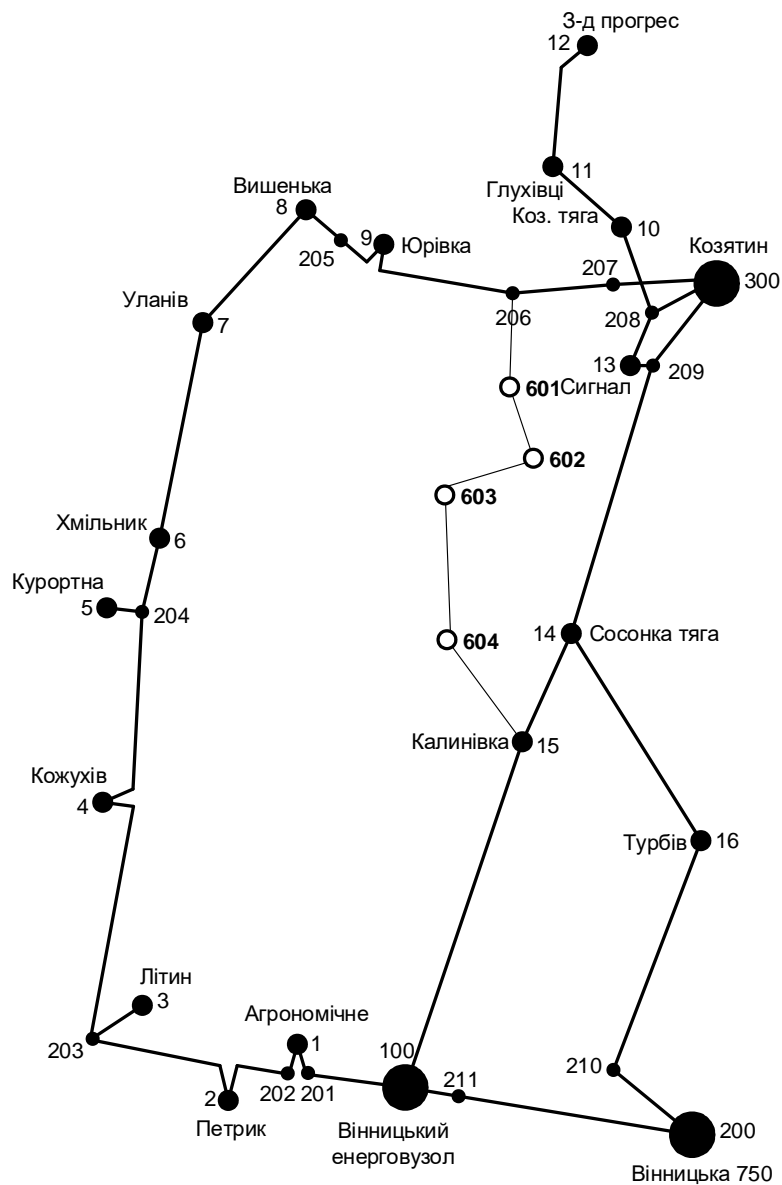
### 3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По  $V_{\Sigma}$  з табл. 3.3 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. 3.4.

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

Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування



### 3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{розр206-601} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{21.65}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 119.314 \text{ (A)};$$

$$I_{розр15-604} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{16.164}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 89.083 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}602-601} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{10,535}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 58,06 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}603-602} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4,947}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 27,263 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}603-604} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6,817}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 37,571 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень  $T_{\text{нб}} = 5200$  (год). Отже  $\alpha_T = 1$ , оскільки  $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$  годин.

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

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

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

1й – розрив лінії 206-601;

2й – розрив лінії 15-604;

3й – розрив лінії 206-601 та відсутня генерація на СЕС (503);

4й – розрив лінії 15-604 та відсутня генерація на СЕС (503);

5й – розрив лінії 602-603;

6й – розрив лінії 603-604.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
206-601	0	202.3	0	234.8	140.3	114.9	236.5	390	119.314	АС-120/19
15-604	203.5	0	236.2	0	60.1	97.2			89.083	АС-120/19
602-601	68.2	139.9	68.2	167.5	67.2	75.3			58.06	АС-120/19
603-602	140.5	60.9	140.5	69.7	0	43.5			27.263	АС-120/19
603-604	116.2	97.2	140.6	97.2	43.5	0			37.571	АС-120/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається 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.



#### 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-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

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

Для 601 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{11.59}{2 \cdot 0.7} = 9.3 \text{ МВА.}$$

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

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S <sub>ном</sub> МВА	Границі регулювання	U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		u <sub>к</sub> %	ΔP <sub>к</sub> кВт	ΔP <sub>х</sub> кВт	I <sub>х</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQ <sub>х</sub> кВАр
				ВН	НН							
601	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
602	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
603	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
604	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

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

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{13.02}{(2-1) \cdot 10} = 1.302 \leq 1.4 \quad K_{з3.па} = \frac{8.3}{(2-1) \cdot 6.3} = 1.32 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{5.969}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.947 \leq 1.4 \quad K_{з4.па} = \frac{18.5}{(2-1) \cdot 16} = 1.16 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає  $\leq 1.4$ , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

## 5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

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 безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

## 5.1 Вибір схеми прохідних 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 розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

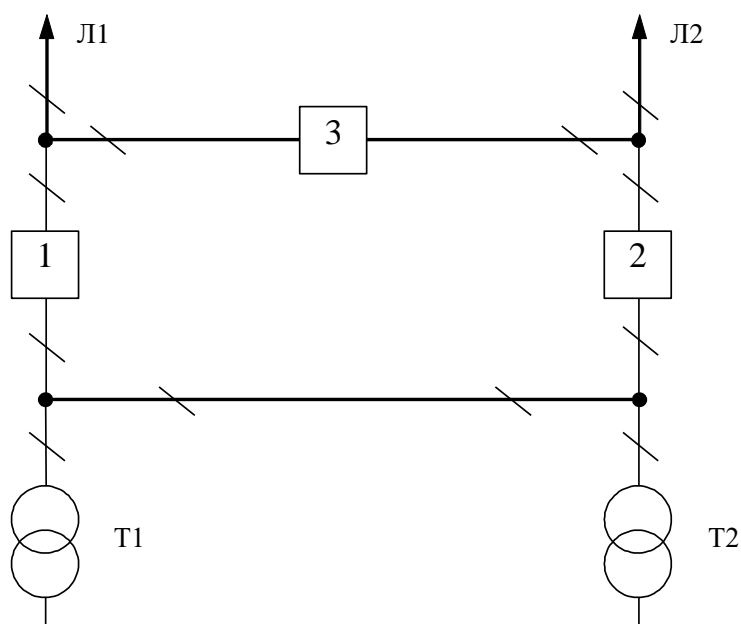


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 601, 602, 603 та 604

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

## 5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Калинівка». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну.

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Калинівка» (вузол 15) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-5 –Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин (рис 5.2).

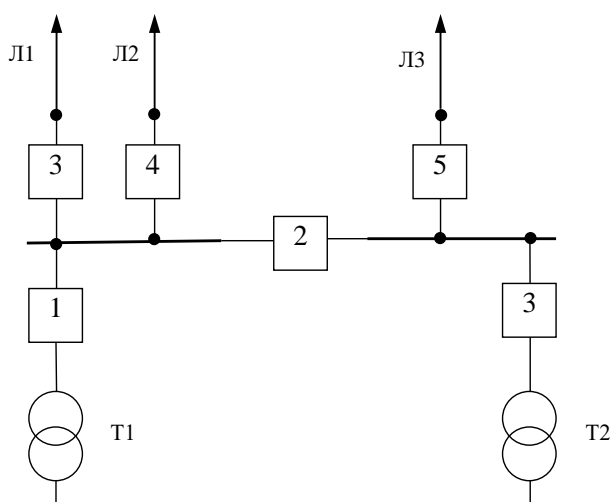


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 206, що є місцем з'єднання проводів АС-120 та АС-150 лінії «Юрівка - Козятин-330» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опори. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Юрівка - Козятин-330» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-1» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

### 5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми відгалужувальної підстанції «Калинівка» (вузол 15).

Показники надійності визначаються формалізованим методом В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП,  $\omega_i$  (1/рік), час поновлення вимикачів  $T_B$  (год.), періодичність  $m$  (1/рік), та тривалість планових ремонтів  $T_P$  (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив,  $T_0$  (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача  $T_R$  (год.) [3, табл. 6.2].

Розрахунок ведеться по формі табл. 5.1, де в лівому стовпці вписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП –  $K_j$ .

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

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

де  $n$  – кількість вимикачів в РП.

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

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

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

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

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

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

де  $T_{П1} = 23$  год;

Тоді:

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

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

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

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 15)

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

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(АТ1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

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

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



Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ( $Z_0 = 37$  грн./кВт·год.);

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

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

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

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W <sub>РІК</sub> , МВт·год	ΔW <sub>НД</sub> , МВт·год	Мзб, грн.
132 028	3 960,84	146 551,08

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

## 6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

### 6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

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

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 33,69 + 0,05 \cdot 33,69 = 32,0375 \text{ (МВт)},$$

де  $P_{\Gamma}$  – активна потужність на шинах постачальної підстанції;  $\sum P_{\text{ні}}$  – сумарна активна потужність навантажень;  $\Delta P_{\text{М}} = 0,05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$  – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від  $\sum P_{\text{ні}}$ ;  $K = 0,9$  – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

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

$$Q_{\Gamma} = 32,0375 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 32,0375 \cdot 0,34 = 10,89275 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 206-601

$$Q_{\text{ЛЕП206-601}} = 111,81^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 8,4) = 0,299 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,299 + 0,248 + 0,299 + 0,499 = 1,345 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 16,19 = 15,38 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 16,19 = 1,62 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 15,38 + 1,62 - 10,89275 - 1,35 = 4,757 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 15,38 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 10,89 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4950-450 К на 4950 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 602.

## 7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

### 7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

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

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної

надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 121кВ.

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

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

## 7.2. Регулювання напруги у мережі

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

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

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 7.1).

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	112,19	106,99	118,41
602	112,09	106,87	118,31
603	112,07	106,85	118,30
604	111,94	106,72	118,17

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	9,78	9,21	10,44
602	10,3	9,78	10,93
603	10,71	10,2	11,32
604	9,86	9,3	10,51

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації  $K_{Td}$  за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{T601} = \frac{((11,59) \cdot (7,95 / 2)) + ((5,94) \cdot (139 / 2))}{112,19} = 4,09 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T6016} = \frac{112,19 + 4,09}{10,5} = 11,074$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{T601d} = 11,082$ , що відповідає 5-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН601д}} = \frac{112,19 + 4,09}{11,082} = 10,49 \text{ кВ} .$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№																	
ВІД	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
П																	
К <sub>Т6</sub>	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
601	4,09	11,074	10,493	5	11,082	0,09
602	-3,055	10,384	10,429	9	10,455	0,096
603	0,544	10,725	10,458	7	10,768	0,093
604	3,727	11,016	10,437	5	11,082	0,09

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 601, 602, 603, 604 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню  $\pm 10\%$  від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.



## 8 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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:

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

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

Значення  $\Pi_t$  для кожного року визначаються за формулою:

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

де:  $C_T$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту),  $C_T = 1,65$  грн/кВт×год;  $\gamma$  – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ  $\gamma = 0.12$  [2]);  $W_t$

– додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год;  $B$  – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де  $P_i$  – активна потужність, що передається по  $i$ -ій лінії, МВт;  $U_H$  – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто  $U_H = 110$  кВ);  $r_{0i}$  – питомий опір проводу  $i$ -ої ЛЕП, Ом/км;  $\tau$  – час максимальних втрат (3633 год);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, км.

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

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

**На першому році:**

- будівництво лінії електропередач: Калинівка(вузол 15) - 604;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 604;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Калинівка(вузол 15).

**На другому році:**

- будівництво ліній електропередач: 601-602 та 206-601;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 601, 602;
- спорудження відгалуджувальної опори в від ПЛ "Козятин-Юрівка" (вузол 206).

**На третьому році:**

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

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 8.1–8.2.

Таблиця 8.1 – 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 <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,8</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>3</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
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
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>888,168</b>	<b>6943,872</b>	<b>202,008</b>	<b>214,406</b>	<b>23</b>	<b>8271,483</b>	<b>153,9</b>

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

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)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>58 177,167</b>						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції Калинівка (вузол 15):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
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
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>224,73</b>	<b>3767,313</b>	<b>173,661</b>	<b>109,01</b>	<b>2,285</b>	<b>4276,998</b>	
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>4276,998</b>						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 62 454,165 тис. грн.,

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



Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 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 <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
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
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>3</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
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
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>733,704</b>	<b>5563,964</b>	<b>164,752</b>	<b>172,628</b>	<b>19,0</b>	<b>6654,046</b>	<b>126,3</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення 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
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,270</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
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. 8.3 - – 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)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>51 054,247</b>						

Таблиця 8.4 – 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 <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
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

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602):

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

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602):

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 трансформа- торами 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
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>579,24</b>	<b>4184,056</b>	<b>127,496</b>	<b>131,16</b>	<b>15</b>	<b>5036,616</b>	<b>97,2</b>
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602):

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>45 275,62</b>						

Таблиця 8.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Козятин-Юрівка" (вузол 206):

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 <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>159,817</b>	<b>342,264</b>	<b>49,9</b>	<b>32,16</b>	<b>2</b>	<b>586,23</b>	<b>100</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>586,23</b>						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 96 916,097 тис. грн

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

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

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 <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів</b>								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190



## Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

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

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

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

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

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

В загальному, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 46 084,29 тис. грн. розрахунок.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де  $C_T$  – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 11,9 = 13\,772,2706 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (7+8,4) = 16\,366,33 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (8,4+14) = 23\,805,58 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 62454,165 + 13772,2706 = 76\,226,43 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 96916,097 + 16366,33 = 113\,282,42 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 46084,29 + 23805,58 = 69\,832,87 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (8.7)$$

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{tЛ} + \Delta W_{tП}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_P = (K_{П/СТ} \cdot P_P\%)/100; \quad (8.10)$$

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

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

$$V_{Л1} = (13\,772,2706 \cdot 0,3)/100 = 41,32 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л2} = (16\,366,33 \cdot 0,3)/100 = 49,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л3} = (23805,58 \cdot 0,3)/100 = 71,42 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П1} = (62454,165 \cdot 3)/100 = 1873,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П2} = (96916,1 \cdot 3)/100 = 2907,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П3} = (57757,405 \cdot 3)/100 = 1382,5 \text{ (тис.грн.)};$$

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

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

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:15-604 П/ст:15,604	400	200	2 179,8
2	ЛЕП:601-602,206-601 П/ст:601,602,206	400	200	2 179,8
3	ЛЕП:603-602,604-603 П/ст:603	-200	100	-363,3

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 41,32 + 1873,6 + 2179,8 \cdot 1,65 = 5511,59 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 49,1 + 2907,5 + 2179,8 \cdot 1,65 = 6553,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 71,42 + 1382,5 + (-363,3) \cdot 1,65 = 854,43 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(604)} = 16,31 \cdot 5200 = 84812 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(601+602)} = (11,59 + 13,61) \cdot 5200 = 90376 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(603(СЕС))} = 8,3 \cdot 1200 = 9960 \text{ МВт·год.}$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 84812 - 5511,59 = 11281,186_{\text{тис.грн.}}$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 90376 - 6553,3 = 11341,15_{\text{тис.грн.}}$$

$$\Pi_3 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 9960 - 854,43 = 5360,6_{\text{тис.грн.}}$$

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

$$E'_a = \frac{11281,19 / (1 + 0,2) + 11341,15 / (1 + 0,2)^2 + 5360,6 / (1 + 0,2)^3}{76226,43 / (1 + 0,2) + 113282,43 / (1 + 0,2)^2 + 69832,87 / (1 + 0,2)^3} = 0,112$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{\text{ок}} = 1 / E'_a = 1 / 0,112 = 7,6 \text{ років.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,69
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	185 290
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	259 341,72
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,74
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1100
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	11988,9

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 (7,6) підтверджують ефективність.



## 9 ОГЛЯД ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМІВ ТА ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

При аналізі роботи мережі розрізняють параметри елементів мережі і параметри її режимів.

Параметрами елементів електричної мережі є опір, провідність, коефіцієнти трансформації. До параметрів мережі також відносять електрорушійну силу (ЕРС) джерел і задають струми (потужності) навантажень.

До параметрів режиму відносяться: значення частоти, струмів в гілках, напруг в вузлах, фазових кутів, повної, активної і реактивної потужностей електропередачі, а також значення, що характеризують несиметрію трифазної системи напруг або струмів і несинусоїдність зміни напруги і струмів протягом періоду основної частоти.

### 9.1 Режими роботи мережі

Під режимом мережі розуміється її електричний стан. Розглянемо можливі режими роботи електричних систем.

При роботі в нормальному стабільному режимі значення основних параметрів (частоти і напруги) рівні номінальним або знаходяться в межах допустимих відхилень від них, значення струмів не перевищують допустимих за умовами нагрівання величин. Навантаження змінюються повільно, що забезпечує можливість плавного регулювання роботи електростанцій і мереж та утримання основних параметрів в межах допустимих норм. Відзначимо, що нормальним вважається режим і при включенні і відключенні потужних ліній або трансформаторів, а також для різкозмінних (ударних) навантажень. У цих випадках після завершення перехідного процесу, який триває частки секунди, знову настає усталений нормальний режим, коли значення параметрів в контрольних точках системи виявляються в допустимих межах.

У перехідному несталому режимі система переходить з усталеного нормального стану в інше усталене з різко зміненими параметрами. Цей режим

вважається аварійним і настає при раптових змінах у схемі і різких змінах генераторних і споживаних потужностей. Зокрема, це має місце при аваріях на станціях або мережах, наприклад при коротких замиканнях і подальшому відключенні пошкоджених елементів мережі, різкому падінні тиску пара або напорів води і т.д. Під час аварійного перехідного режиму параметри режиму системи в деяких її контрольних точках можуть різко відхилитися від нормованих значень.

Післяаварійний сталий режим настає після локалізації аварії в системі. Цей режим найчастіше відрізняється від нормального, так як в результаті аварії один або кілька елементів системи (генератор, трансформатор, лінія) будуть виведені з роботи. При післяаварійних режимах може виникнути так званий дефіцит потужності, коли потужність генераторів в залишилася в роботі частини системи менше потужності споживачів.

Параметри післяаварійного (форсованого) режиму можуть в тій чи іншій мірі відрізнятися від допустимих значень. Якщо значення цих параметрів у всіх контрольних точках системи є допустимими, то результат аварії вважається благополучним. В іншому випадку результат аварії неблагополучний і диспетчерська служба системи вживає негайних заходів до того, щоб привести параметри післяаварійного режиму у відповідність з допустимими.

## 9.2 Параметри якості електроенергії

Якість електричної енергії – це сукупність її характеристик за частотою і напругою, які називаються показниками якості електроенергії. Останні визначають вплив електроенергії на електрообладнання, електричні апарати і прилади, приєднані до електричної мережі. Характер цього впливу оцінюється мірою відповідності цих показників якості електроенергії встановленим вимогам. В термінах електромагнітної сумісності показники якості електроенергії – це рівень електромагнітної перешкоди, що створюється в електричній мережі в єдиному і

неперервному процесі виробництва, передаванні, розподілу і споживанні електричної енергії[12].

Якість електроенергії враховує всі аспекти ЕМС, але характеризує тільки електричну мережу. Встановлені для неї допустимі рівні ЕМС називають показниками якості електроенергії.

Нормативні значення показників якості електроенергії і їх перелік встановлені ГОСТ 13109-97[12], який є підставою для розробників апаратури і електрообладнання, що приєднуються до мережі, в частині їх завадостійкості, з одного боку, і рівня завад, що вносяться ними, з іншого. Якщо рівень завадостійкості цих технічних засобів вище гранично допустимих значень показників якості електроенергії в мережі, ЕМС буде забезпечена.

Фактичні значення показників якості електроенергії повинні контролюватися за допомогою спеціалізованих засобів вимірювання в умовах експлуатації, а відповідні характеристики ЕП – шляхом необхідних випробувань при їх розробленні і виробництві.

Показники якості електроенергії перших двох груп нормуються ГОСТ і на них встановлені два допустимі рівні: нормальний і граничний. Показники якості електроенергії третьої групи не нормуються, проте, статистична інформація про них має велике значення для нормальної експлуатації електроенергетичної системи[10].

### **Відхилення частоти**

Частота  $f$  є загальносистемним параметром режиму ЕЕС і визначається балансом активної потужності. При виникненні дефіциту потужності, що генерується, в системі відбувається зниження частоти до такого значення, при якому встановлюється новий баланс потужності, що генерується і споживається. При надлишку потужності, що генерується, навпаки, частота підвищується.

Частота змінного струму в електроенергетичній системі визначається частотою обертання генераторів електростанцій. Номінальне значення частоти 50 Гц (у деяких країнах 60 Гц). У кожен момент часу в ЕЕС повинно бути забезпечено

рівність між потужністю генераторів електростанцій і потужністю споживачів з урахуванням втрат потужності в елементах ЕЕС. Регулювання частоти в ЕЕС можливо тільки за наявності резерву активної потужності на електростанціях. Введення резервної активної потужності можливе в ЕЕС за рахунок додаткової витрати енергоносія первинного двигуна (турбіни) генератора.

Якість електроенергії за частотою характеризується відхиленням частоти  $\Delta f$  :

$$\Delta f = f_{\phi} - f_{\text{ном}} \quad (9.1)$$

де  $f_{\text{ном}}$  – номінальне значення частоти, Гц;  $f_{\phi}$  – фактичне стале (виміряне) значення частоти, Гц.

### Відхилення напруги

Напруга у вузлах електроенергетичної системи може бути різною і визначається балансом реактивної потужності в цих вузлах. Відмінність фактичної сталої напруги  $U_{\phi}$  в заданій точці мережі від його номінального значення  $U_{\text{ном}}$  характеризується відхиленням напруги  $U_{\phi}$ . Відхилення напруги визначаються у відсотках від значення напруги, номінального для даного вузла ЕЕС:

$$\delta U_{\phi} = \frac{U_{\phi} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100 \quad (9.2)$$

Зміна рівня напруги у вузлі мережі при передаванні електроенергії по її ділянці можна проілюструвати на прикладі, коли по лінії передаються активна  $P$  і реактивна  $Q$  потужності. Заступна схема лінії наведена на рисунку 9.1.

При даній потужності струм, що протікає по лінії, рівний  $I$ . При цьому і потужність  $S=P+jQ$ , і струм  $I=I_a-jI_r$ , і опори лінії  $Z=R+jX$  є комплексними величинами. Тоді напруги  $U_1$  і  $U_2$  по кінцях лінії будуть різними через спад напруги в цій лінії. Якщо потужність передається в напрямі, показаному на рисунку, то напруга в кінці лінії буде нижча, ніж на початку. Різниця цих напруг (якби вона була виміряна вольтметром) називається втратою напруги. Втрата напруги – це різниця модулів напруг на кінцях лінії або  $\Delta U = |U_1| - |U_2|$

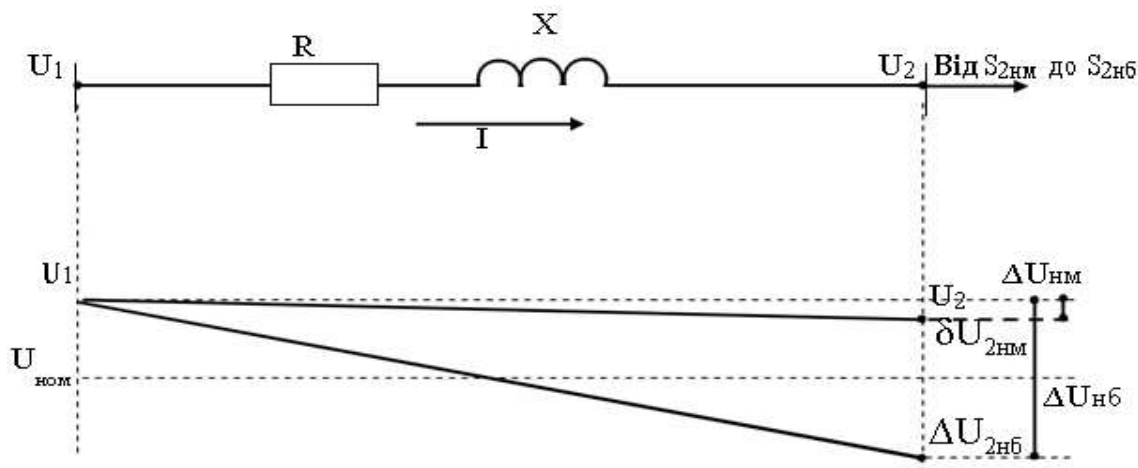


Рисунок 9.1 – Зміна відхилення напруги при відсутності регулювання

На відміну від  $\Delta U$  різниця цих комплексних величин  $U_1 - U_2$  називається спадом напруги, який рівний  $\Delta U = U_1 - U_2 = I(R + jX)$ .

Через те, що спад напруги – це комплексна величина, розрізняють її поздовжню і поперечну складові (рис. 9.2). Вони можуть бути розраховані за виразами:

для поздовжньої складової

$$\Delta U' = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_1} \quad (9.3)$$

і для поперечної складової

$$\Delta U'' = \frac{P \cdot X + Q \cdot X}{U_1} \quad (9.4)$$

Ці вирази справедливі для будь-якого елемента передавальної або розподільної мережі.

Поздовжня складова приблизно рівна втраті напруги, тобто  $\Delta U \approx \Delta U'$ . Вона характеризує різницю діючих напруг на кінцях елемента мережі (лінія, трансформатор). [13]

Поперечна складова характеризує фазовий зсув (кут) між векторами цих напруг.

Тоді діюче значення міжфазної напруги в кінці лінії при заданій нарузі на її початку  $U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U)^2 + (\Delta U)^2}$

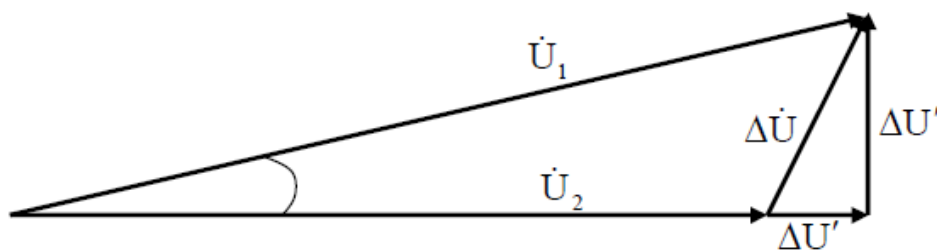


Рисунок 9.2 – Векторна діаграма спаду напруги

Під час розрахунку мереж з номінальною напругою 110 кВ і нижче поперечну складову можна не враховувати. Для таких мереж характерні або приблизна рівність  $R$  і  $X$ , або перевищення  $R$  над  $X$ .

Під час оцінювання відхилень напруги  $U_\phi$  на приймальному кінці даної лінії вимірюється саме напруга  $U_2$ . Тоді:

$$\delta U_\phi = \frac{U_{\phi 2} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100 \quad (9.5)$$

Забезпечення вимог за допустимими відхиленнями напруги в кожній точці мережі без спеціальних регулюючих пристроїв можливо тільки тоді, коли сумарні втрати напруги відносно невеликі. Сучасні ЕЕС характеризуються великою довжиною ліній різних номінальних напруг і багатоступінчатою трансформацією. Тому передавання електроенергії від її джерел до приймачів, коли сумарні втрати напруги великі, неможлива без спеціальних засобів регулювання напруги.

У розподільних електричних мережах відхилення напруги, звичайно, визначаються в характерних точках. Це точки, віддалені від центрів живлення (ЦЖ), які обладнані трансформаторами з регульованими під навантаженнями коефіцієнтами трансформації (РПН). [14]

Добовий діапазон зміни навантаження споживача досить великий, що призводить до зміни втрат напруги в мережі, а отже, і до зміни відхилень напруги у вузлах. Такий приклад наведений на рисунку 9.2, коли напруга на початку лінії

$U_1$  підтримується на рівні вище номінального, а потужність навантаження змінюється в діапазоні від  $S_{2\text{нм}}$  до  $S_{2\text{нб}}$ . В даному прикладі напруга  $U_2$  на приймальному кінці нижча тоді, коли навантаження більше.

При цьому відхилення напруги від номінального значення в режимі найбільшого ( $\delta U_{2\text{нб}}$ ) і найменшого ( $\delta U_{2\text{нм}}$ ) навантаження можуть відрізнятись від допустимих значень. У ПУЕ рекомендується підтримувати напругу в ЦЖ на рівні не нижче 105 % номінального значення в режимі найбільшого навантаження і не вище 100 % – в режимі найменшого навантаження. Ця вимога відповідає принципу зустрічного регулювання напруги, для реалізації якого використовуються засоби регулювання напруги.

На рисунку 9.3 як засіб регулювання використовується трансформатор з РПН. Регулятор РПН залежно від струму  $I$  навантаження трансформатора змінює його коефіцієнт трансформації  $k_T$ , вводячи ту або іншу добавку напруги  $E$  так, що зі збільшенням струму  $k_T$  знижується і напруга на лінії підвищується. Навпаки, при зниженні струму навантаження  $k_T$  збільшується і напруга знижується. Тепер напруга в режимі найбільшого навантаження вища за  $U_{\text{ном}}$ , а в режимі найменшого – нижча.

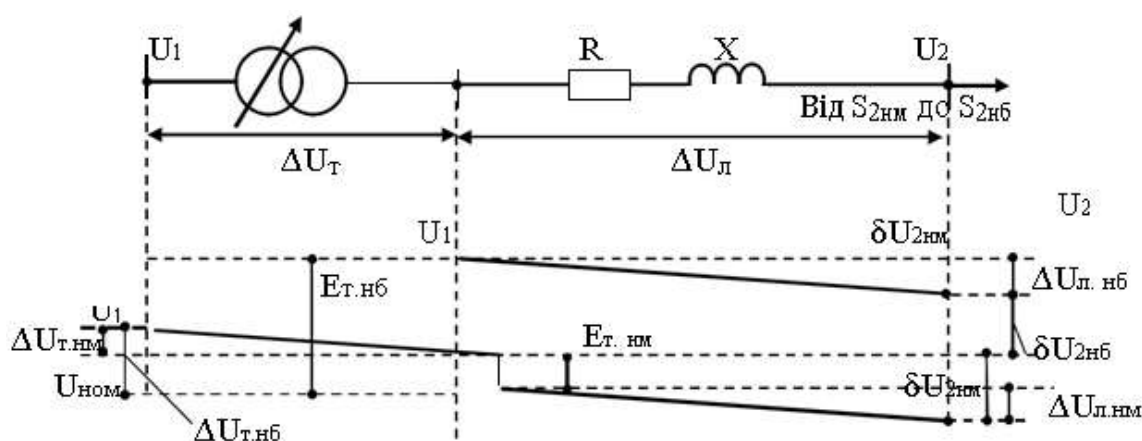


Рисунок 9.3 – Регулювання з допомогою РПН

Коефіцієнт трансформації змінюється так, що при проміжних навантаженнях  $\delta U_{2\text{нм}} < \delta U_{\text{пр}} < \delta U_{2\text{нб}}$ . Енергопостачальна організація може задавати години найбільшого і найменшого навантаження певними інтервалами часу протягом

добі. Протягом цих інтервалів навантаження споживача може змінюватися, залишаючись відповідно в діапазонах найбільших або найменших значень. Тому і допустимі відхилення напруги повинні задаватися діапазонами окремо для режимів найбільшого і найменшого навантаження і підтримуватися в заданих діапазонах засобами регулювання напруги.

### **Коливання напруги**

Якщо відхилення напруги створюються під впливом відносно повільних змін навантаження, що визначаються його графіком, то швидкі зміни навантаження створюють коливання напруги. Коливання напруги визначаються за лінією, що огинає діючі або амплітудні значення напруги і характеризуються розмахом  $\delta U_t$  і частотою повторення змін напруги  $F\delta U_t$  або інтервалами між змінами напруги.

Приклад кривої, що огинає амплітудні значення напруги, виміряних дискретно на кожному півперіоді, наведений на рисунку 9.4. Розмах зміни напруги оцінюється у відсотках на кожному півперіоді основної частоти як

$$\delta U_t = \frac{U_{i2} - U_{i1}}{U_{ном}} 100 \quad (9.6)$$

де  $U_{i2}$  і  $U_{i1}$  – значення екстремумів або екстремуму і горизонтальної ділянки, які настають один за одним.



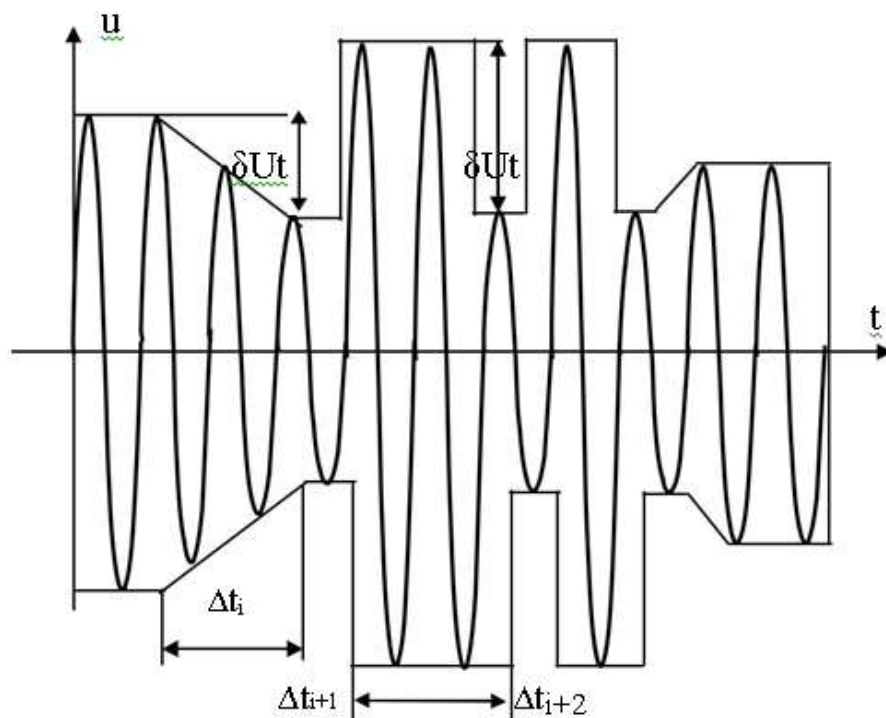


Рисунок 9.4 – Коливання напруги розмахом  $U_t$  тривалістю  $t_i$  і інтервалом між змінами  $t_{i+2} - t_{i+1}$

Ще однією характеристикою коливань напруги є доза флікера. Необхідність введення показника якості електроенергії, який характеризує коливання напруги, виникла в результаті виявлення дії цього явища на зір людини, що спричиняє фізіологічну втому від мерехтіння світлового потоку, створюваного джерелами світла. Флікер має кумулятивну дію, ефект від якого тим більший, чим більший розмах коливань і частота їх повторення.

Процес зорового сприйняття флікера, що створюється коливаннями прямокутної форми, знаходиться в діапазоні частот  $0 < f < 35$  Гц і амплітудою  $0 < \delta U_t < 10\%$  номінальної напруги. Експериментально доведено, що найбільш подразлива дія флікера настає при  $f = 8,8$  Гц, коли  $\delta U_t = 0,29\%$ . [4]

Причиною коливань напруги в електричних мережах є потужні ЕП, споживання активної і реактивної потужності яких носить різкозмінний характер. Для таких ЕП характерні такі умови електроспоживання їх живлення здійснюється від шин напругою 35–220 кВ, а коливання споживаної активної і реактивної

потужності в діапазоні 10–130% відбуваються з швидкістю наростання до 200 МВА/с. Як правило, такі ЕП мають нелінійну вольт-амперну характеристику.

До них відносяться в пріоритетному порядку за ступенем дії на погіршення якості електроенергії: дугові сталеплавильні печі, руднотермічні печі, електродвигуни великої потужності (зокрема, прокатних станів), індукційні печі, машини контактного зварювання, перетворювачі електролізних установок. Так, при роботі дугової печі ДСП-100 на напрузі 35 кВ в період розплавлення розмахи  $\delta U$  в мережі досягають 4,3–8,2 % при  $\cos = 0,1–0,3$ . При цьому частота коливань напруги складає 8,3 Гц.

### 9.3 Шляхи забезпечення оптимального функціонування ЕЕС

#### **Шляхи зменшення втрат**

Реалізація заходів по зменшенню втрат потужності обмежується можливостями задіяними в забезпеченні оптимального режиму обладнання, а саме його технічним станом. Відомо, що пошкодження високовольтного обладнання під час керування режимами (наприклад, силових трансформаторів) призводить до збитків, які значно перевищують вартість, заощадженої внаслідок зменшення втрат, електричної енергії. Пошкоджуваність застарілого високовольтного обладнання (силових трансформаторів, шунтуючих реакторів, вимірювальних трансформаторів струму і напруги, вимикачів і т.д.) зростає особливо тоді, коли таке обладнання знаходиться в експлуатації понад 25 років.

Враховуючи те, що керування режимами електроенергетичних систем ЕЕС супроводжується роботою комутаційних апаратів, регулювальних пристроїв трансформаторів, комутаційними перенапругами, ферорезонансами, зростанням струмів в силових та вимірювальних трансформаторах, в лініях електропередач і т.п., то керування режимами потрібно здійснювати з урахуванням їх технічного стану [14] та можливих витрат на їх заміну чи ремонт

## Регулювання напруги

Генератори електростанцій виробляють активну і реактивну потужності. Активна потужність споживається електроприймачами, перетворюючись в теплову, механічну і інші види енергії. Реактивна потужність характеризує електроенергію, що перетворюється в енергію електричних і магнітних полів.

Потужність електрообладнання електроенергетичної системи (генератори, лінії електропередач, трансформатори, електроприймачі і под.) визначається його повною потужністю. Повна потужність  $S$  при синусоїдальній формі напруги і струму пов'язана з активною  $P$  і реактивною  $Q$  потужностями квадратичною залежністю  $S^2 = P^2 + Q^2$ . При цьому повна потужність, активна  $P = UI \cos\phi$  і реактивна  $Q = UI \sin\phi$ , де  $U$  і  $I$  – діючі значення синусоїдної напруги і струму;  $\phi$  – кут між векторами напруги і струму.

У конденсаторах, кабелях і інших видах електрообладнання, яке характеризується ємнісним опором  $X_C$  і реактивною потужністю  $Q_C = \frac{U^2}{X_C}$  створюються електричні поля. В індуктивних елементах системи, наприклад, в реакторах, трансформаторах, електродвигунах тощо, створюються магнітні поля. В цьому випадку реактивна потужність  $Q_L = I^2 X_L$ , визначається струмом  $I$  і індуктивним опором елемента  $X_L$ .

Ємнісний струм в елементах мережі типу конденсатора випереджає прикладену до нього напругу на  $90^\circ$ . Тоді потужність цього елемента  $Q_C = UI \sin(-\phi) = -UI$  приймає знак мінус. В цьому випадку говорять, що цей елемент генерує реактивну потужність.

Індуктивний струм в елементах типу реактора або двигуна відстає від прикладеної до нього напруги на  $90^\circ$ . Тому потужність такого елемента  $Q_L = UI \sin$  має знак плюс. В цьому випадку говорять, що цей елемент електричної мережі споживає реактивну потужність.

Фактично по колу протікає змінний струм, миттєве значення якого визначається виразом  $i = I_m \sin(\omega t - \phi)$ . Під дією цього струму на елементах кола

встановлюється напруга  $U_a = U_m \cos\varphi \sin(\omega t - \varphi)$  – активна складова і  $U_p = U_m \sin\varphi \sin(\omega t - \varphi \pm \pi/2)$  – реактивна складова. Тут  $U_m$  і  $I_m$  амплітуди синусоїдних напруги і струму. При цьому потужність, споживана активними елементами електричного кола, визначається як функція часу за виразом  $p = i u_a = UI \cos\varphi [1 - \cos(2\omega t - \varphi)]$ , а реактивна потужність, яка споживається або генерується реактивними елементами, визначається як  $q = i u_p = UI \sin\varphi \sin 2(\omega t - \varphi)$ . Лінійні діаграми, що відображають миттєві значення напруги і струму в активно-індуктивному колі, а також відповідні їм потужності наведені на рис. 9.5.

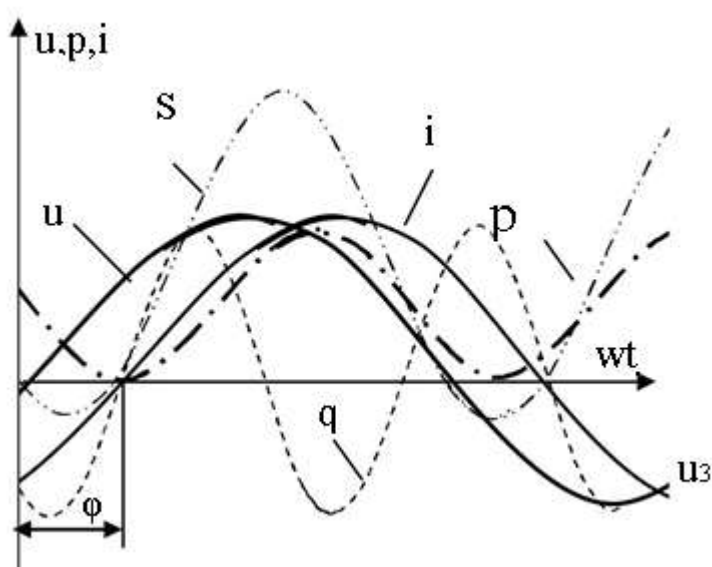


Рисунок 9.5 – Миттєві значення повної  $s$ , активної  $p$  і реактивної  $q$  потужностей в колі з активно-індуктивним навантаженням

В ЕЕС, що містить джерела і споживачів електричної енергії, у будь-який момент часу виконується закон збереження енергії. Відображенням цього закону є виконання балансу потужності. Вироблення і споживання електричної енергії на змінному струмі характеризуються передаванням по електричній мережі як активної, так і реактивної потужностей. Тому в кожен момент часу в ЕЕС існує баланс повної потужності. Ці умови можна записати так:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\text{СП}} = \sum P_{\text{Н}} + \sum \Delta P \quad (9.7)$$

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\text{СП}} = \sum Q_{\text{Н}} + \sum \Delta Q \quad (9.8)$$

де  $\Sigma P_{\Gamma}$  – сумарна активна потужність електричних станцій без власних потреб;  $\Sigma Q_{\Gamma}$  – сумарна реактивна потужність джерел реактивної потужності (ДРП) (електричні станції, батареї конденсаторів, зарядна потужність ЛЕП);  $\Sigma P_{\text{СП}}$  і  $\Sigma Q_{\text{СП}}$  – сумарне споживання активної та реактивної потужностей;  $\Sigma P_{\text{Н}}$  і  $\Sigma Q_{\text{Н}}$  – сумарні активна та реактивна потужності навантаження;  $\Sigma P$  і  $\Sigma Q$  – сумарні втрати активної та реактивної потужностей в електричних мережах.

Балансу реактивної потужності відповідає деякий рівень вузлових напруг. Оскільки передавання потужності по електричній мережі супроводжується втратами напруги в її елементах, то напруги у вузлах мережі розрізнятимуться. Зміна будь-якої зі складових балансу призводить до зміни напруг в мережі: збільшення навантажень до зменшення напруги і навпаки.

Так само як і відносно активної потужності, ЕЕС можуть бути дефіцитними або надлишковими за реактивною потужністю. При цьому дефіцитні ЕЕС характеризуються заниженими рівнями напруг. Дефіцит реактивної потужності в ЕЕС визначається тією частиною потужності джерел реактивної потужності, додання якої в ЕЕС дозволить підняти вузлові напруги до допустимих значень. Надлишок реактивної потужності, що генерується, викликає підвищення напруг. Цей надлишок реактивної потужності визначається тією величиною, на яку її потрібно зменшити, щоб ввести вузлові напруги в допустиму область. Дефіцитні і надлишкові ЕЕС можуть обмінюватися реактивною потужністю. Однак передавати реактивну потужність з надлишкових в дефіцитні ЕЕС не завжди виявляється економічним, а у ряді випадків і неможливим через втрати реактивної потужності і напруги під час такого передавання.

Навантаження може мати як позитивний, так і негативний регулювальний ефект відносно напруги. Проілюструвати це можна на прикладі простої схеми електричної мережі, поданої на рис. 9.6. Нехай через аварії або з інших причин напруга  $U_2$  в кінці лінії знижується. Покажемо, що навантаження через свій

позитивний регулюючий ефект підвищить напругу  $U_2$ . Напругу в кінці лінії можна подати в такому вигляді:

$$U \approx U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{P_2 r + Q_2 x}{U_2} \quad (9.10)$$

де  $P_2$  та  $Q_2$  – активна і реактивна потужності в кінці лінії;  $r$  та  $x$  – активний і реактивний опори лінії.

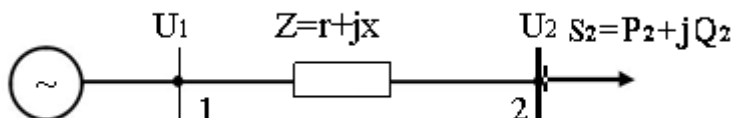


Рисунок 9.6 – Схема простої електричної мережі

При зниженні  $U_2$  відповідно до статичних характеристик (рис. 9.7) будуть зменшуватися значення  $P_2$  і  $Q_2$ , а також, отже, зменшуватимуться втрати, а значення  $U_2$  внаслідок цього збільшуватиметься. Зростання  $U_2$  при зменшенні  $\Delta U$  зрозуміле з наведеної вище формули в припущенні, що

$U_1$  підтримується постійною. Все це справедливо у разі, коли

$$U > U_{кр.} = (0,7 \div 0,8) U_{ном} \quad (9.11)$$

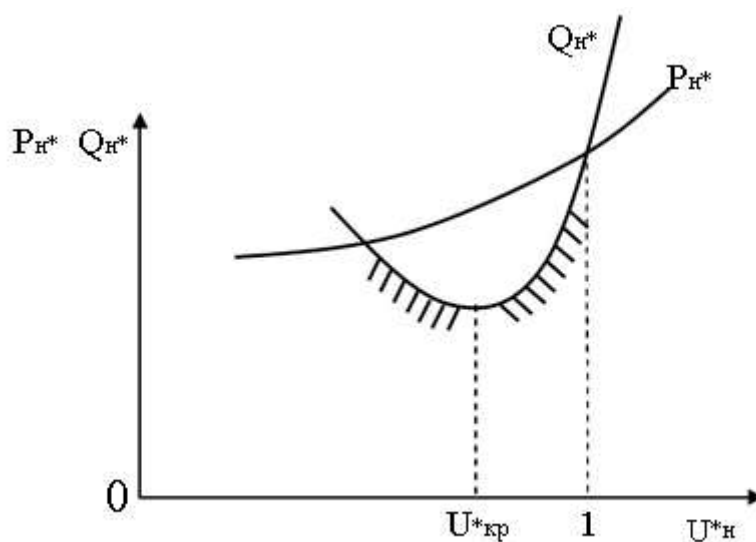


Рисунок 9.7 – Статичні характеристики навантаження

Навантаження має позитивний регулюючий ефект при  $U > U_{кр}$  і негативний регулюючий ефект при  $U < U_{кр}$ . У останньому випадку зниження  $U_2$  викликає зростання споживаної реактивної потужності  $Q_2$ , відповідно велика реактивна потужність протікає і по лінії. Це викликає збільшення втрат напруги в лінії, отже, зменшується напруга в кінці лінії у споживача. Відповідно до статичної характеристики при  $U < U_{кр}$   $Q_2$  знову зростає. Це приводить до додаткового зниження  $U_2$  і т.д. Виникає явище, зване лавиною напруги. При такій аварії зупиняються асинхронні двигуни. Реактивна потужність асинхронних двигунів зростає, баланс  $Q$  порушується. Причому  $\Sigma Q_{сп} > \Sigma Q_{г}$ , що в свою чергу приводить до зниження  $U$ . Зупинити зниження напруги при цій аварії можна лише вимкнувши навантаження. Тепер застосовуються автоматичні регулятори збудження (АРЗ) на генераторах і потужних синхронних двигунах, що стабілізують напругу, тому напруга в системі не знижується нижче критичного значення.

## 10 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 10.1 Умови праці для робіт, які пов'язані з обслуговуванням силових трансформаторів потужністю 10000 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 данні 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 небезпека: 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) безпеки є:

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

## 10.2 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

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

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

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

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

забезпечує їх виконання її членами, стежить за справністю інструменту, такелажного, ремонтного оснащення. Виробник робіт, що виконуються по наряді 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 наряді прізвища відповідального керівника, виробника робіт, членів бригади і зміст дорученої роботи; пояснює бригаді, звідки знята напруга, де накладені заземлення, які частини ремонтovanого і сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови виробництва робіт повинні дотримуватися; указує бригаді межі робочого місця і переконується, що все їм сказане зрозуміло бригадою. Після роз'яснень допускаючий доводить бригаді, що напруга відсутня, наприклад, в установках вище 35 кВ за допомогою накладення заземлень, а в установках 35 кВ і нижче, де заземлення не видно з місця роботи, - за допомогою покажчика напруги і дотиком рукою до струмоведучих частин.

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

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

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

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

### 10.3 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. Силові 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 силові 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.

#### 10.4 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:  $n_b = 28 \text{ шт}$ ;

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рисунок 10.1).

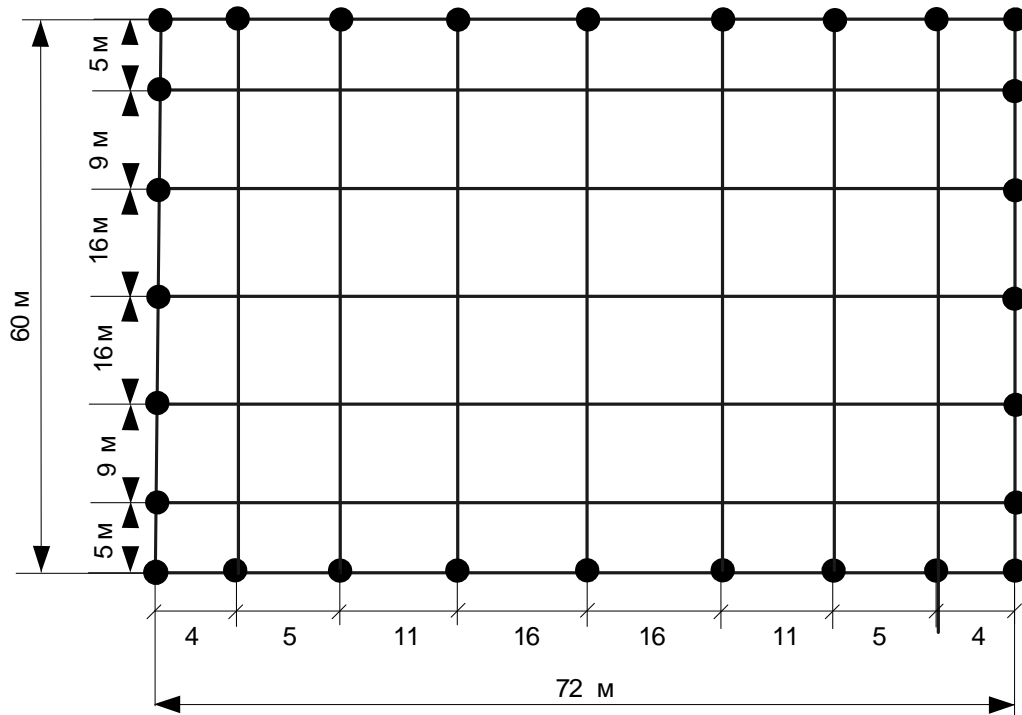


Рисунок 10.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

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]:



$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}}, \quad (10.1)$$

де  $A$  – функція відношення  $\frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}}$ ;

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

$L_{\Gamma}$ ,  $L_{\text{В}}$  – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м.

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0 \leq \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \quad (10.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (10.3)$$

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

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

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

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

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.

### 10.5 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 покриття 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 10.1.

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

Таблиця 10.1 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

Ступінь вогнестійкості будівлі	Стіни				Колони	Сходові площадки, балки, козоури, марші сходових кліток	Плити, настили (з утеплювачем), несучі конструкції перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі (перегородки)				Плити, настили, прогоны	Балки, ферми, арки, рами
III	1/0	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 10.2 приведені протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх огнестійкості.

Таблиця 10.2 – 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 10.3 приведена допустима кількість поверхів і площа поверху і межах пожежного відсіку будівлі відповідно до ступеня вогнестійкості.

Таблиця 10.3 – Допустима кількість поверхів і площа поверху в межах пожежного відсіку будівлі.

Категорія будівлі (пожежних відсіків)	Допустима кількість поверхів	Ступінь вог- нестійкості будівлі	Площа поверху в межах пожежного відсіку, м <sup>2</sup> , 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 м<sup>2</sup>, необхідно встановити біля входу 1 порошковий вогнегасник ВП-5. На території вітростанції розташовано 2 пожежних щита, до комплексу засобів пожежогасіння, які розміщені на ньому, включені: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті розміром 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., лопати – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 1,0 м<sup>3</sup> та укомплектований совковою лопатою. Конструкція ящика повинна забезпечувати зручність діставання піску та виключати попадання опадів.

## ВИСНОВКИ

В даній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 601, 602 та 604) та СЕС (вузол 603). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (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.

Щодо надійності, то для ПС Калинівка (вузол 15) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», 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 проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо вузла 206, то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання

напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,2 МВт при сумарній активній потужності генерації 130,1 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 205454,552 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки  $E(0.112)$  близький до  $E_a'(0.2)$ , та швидкий термін окупності 7.6 років.

Також в роботі було здійснено аналіз показників якості електроенергії та можливі шляхи їх покращення.

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.

## 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 МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
4. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
5. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
6. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
7. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
8. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
10. Косолапов А.Б. Система технической диагностики электротехнических комплексов // Успехи современного естествознания. – 2005. – № 2
11. Алексеев Б.Л. Контроль состояния крупных силовых трансформаторов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. – 216с.

12. Назарычев А.Н. Основные принципы системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования по техническому состоянию // Надежность либерализованных систем энергетики / Под ред. Н.И. Воропая, А.Д. Тевяшева. – Новосибирск: Наука, 2004. – с.173-189.
13. Структура экспертно-диагностической и информационной системы оценки состояния высоковольтного оборудования /Давиденко И.В., Голубев В.П., Комаров В.И., Осотов В.Н. // Электрические станции. 1997. №6. – с.25-27.
14. Ротштейн А.П. Медицинская диагностика на нечеткой логике. – Винница: Континент-ПРИМ, 1996. – 132с.
15. Пархоменко П. П. О технической диагностике. М: Знание, 1969 – 90 с.
16. Приборы и системы для измерения вибрации шума и удара. Справ. в 2 кн. под ред. В.В. Ключева. М: машиностроение, 1978 – 844 с.
17. Вибрации в технике. Т. 5. Ред. совет: В. Н. Челомей и др. М: Машиностроение, 1981 – 496 с.
18. Технические средства диагностирования: Справочник / В.В.Ключев, П.П.Пархоменко, В.Е.Абрамчук и др.; под общ. Ред. В.В.Ключева. – М.: Машиностроение, 1989. – 672 с.
19. Костюков А. В., Костюков В. Н. Повышение операционной эффективности предприятий на основе мониторинга в реальном времени. – М.: Машиностроение, 2009. – 192 с.
20. Объем и нормы испытаний электрооборудования РД 34.45-51.300 – 97 с.
21. Поляков В.С. Применение тепловизионных приемников для выявления дефектов высоковольтного оборудования. – Л.: 1990.
22. Бажанов С.А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств. ИТФ Энергопрогресс, Приложение к журналу Энергетик. – М.: 2000.



23. Григорьев А.В., Осотов В.Н. О совершенствовании и расширении методов контроля теплового состояния турбогенераторов. – Электрические станции, 1999, № 11.

24. Хренников А.Ю., Еганов А.Ф., Смолин А.Ю., Щербаков В.В., Языков С.А. Тепловизионный контроль генераторов и импульсное дефектографирование силовых трансформаторов. – Электрические станции, № 8, 2001.

25. Хренников А.Ю., Петров А.С., Цыгикало Г.В., Щербаков В.В., Языков С.А. Системы мониторинга и опыт диагностики состояния электротехнического оборудования в ОАО САМАРАЭНЕРГО. – ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика.

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

27. 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.

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

29. 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.

30. 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 КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ  
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Тема роботи: Проектування електричної мережі з дослідженням питань якості електроенергії

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

Місцевість: кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки  
(кафедра, факультет)

**Показники звіту подібності Unicheck**

Оригінальність 84,8 % Схожість 15,2 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку

  
(підпис)

Гулько І.О.  
(прізвище, ініціали)


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

Автор роботи

  
(підпис)

Мельник В.Д.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

  
(підпис)

Вишневецький С.Я.  
(прізвище, ініціали)

Додаток Б

106

## 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.

(підп. ст. 44, 28, 109, 20, 2022)

(підпис)

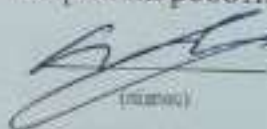
" 14 " 09 2022р.

## ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ  
ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

08-13.МКР.004.00.007 ТЗ

Керівник роботи: к.т.н., ст. викл. каф. ЕСС



Вишневецький С.Я.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. ЕСМ-21м



Мельник В.О.

(підпис)

Вінниця 2022 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 № 203 від 14 вересня 2022 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	24.09.22	01.10.22	
2	Електротехнічна частина	02.10.22	15.11.22	
3	Дослідження питання якості електроенергії	16.11.22	26.11.22	
4	Охорона праці	27.11.22	01.12.22	
5	Економічна частина	02.12.22	05.12.22	
6	Оформлення пояснювальної записки	06.12.21	10.12.22	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	11.12.22	14.12.22	

### 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

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 155 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 30 км за рік.

Таблиця Б1 – 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	5,4	-8,3	15,2
cos φ	0,89	0,97	1,00	0,88
Категорія споживачів	I	I	II	I

Таблиця Б2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	85	97	89	92	83	96	99	99	99	100



Таблиця Б3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина 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
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 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S <sub>н</sub> , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,9	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
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



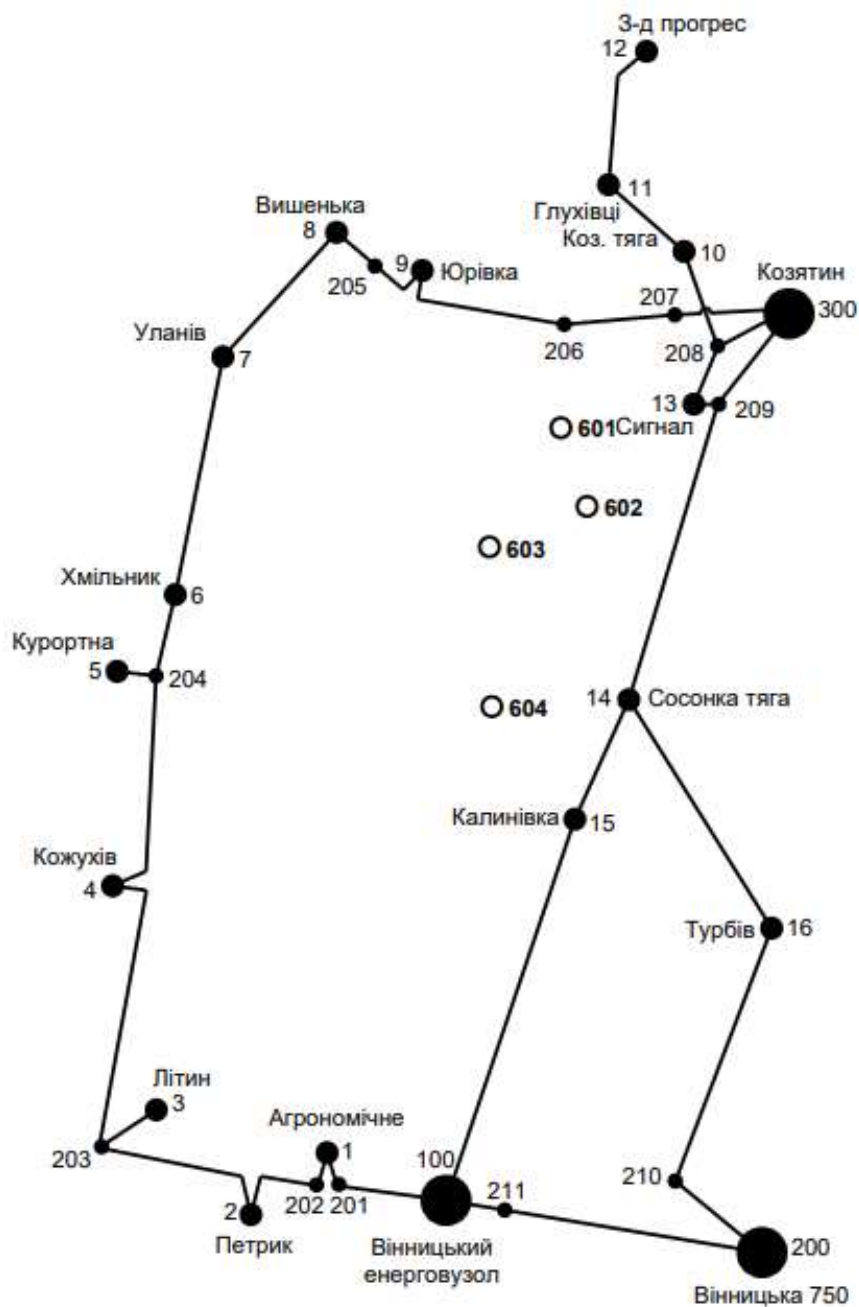


Рисунок Б1 – Схема існуючої електричної мережі

## ДОДАТКИ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
ВХІДНОЇ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5200.0 ГОД  
ЧАС ВТРАТ: 2563.7 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 98.642 МВТ / 514.058 МЛН.КВТ\*Г  
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 96.450 МВТ / 501.540 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.364 МВТ / 8.025 МЛН.КВТ\*Г  
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ\*Г  
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.364 МВТ / 8.025 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.560 МВТ / 2.911 МЛН.КВТ\*Г  
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.269 МВТ / 1.582 МЛН.КВТ\*Г  
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.829 МВТ / 4.493 МЛН.КВТ\*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 2.192 МВТ / 12.518 МЛН.КВТ\*Г (2.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-38.429	-16.667	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.807	-0.28
1	АГРОНОМІЧНЕ	0.000	0.000	113.574	-0.35
202	202	0.000	0.000	113.382	-0.41
2	ПЕТРИК	0.000	0.000	112.094	-0.72
203	203	0.000	0.000	111.282	-0.96
3	ЛІТИН	0.000	0.000	111.273	-0.96
4	КОЖУХІВ	0.000	0.000	110.519	-1.16
204	204	0.000	0.000	110.338	-1.21
5	КУРОРТНА	0.000	0.000	110.293	-1.22
6	ХМІЛЬНИК	0.000	0.000	110.270	-1.25
7	УЛАНІВ	0.000	0.000	110.937	-1.16
8	ВИШЕНЬКА	0.000	0.000	111.759	-0.96
205	205	0.000	0.000	112.282	-0.83
9	ЮРІВКА	0.000	0.000	112.567	-0.73
206	206	0.000	0.000	113.910	-0.39
207	207	0.000	0.000	114.854	-0.06
300	КОЗЯТИН	-60.160	-31.009	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.467	-0.21
10	КОЗЯТИН ТЯГА	0.000	0.000	113.275	-0.67
11	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	112.948	-0.80
12	ЗАВОД ПРОГРЕС	0.000	0.000	112.514	-0.95
13	СИГНАЛ	0.000	0.000	114.468	-0.21
209	209	0.000	0.000	114.469	-0.21
14	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	113.550	-0.57
15	КАЛИНІВКА	0.000	0.000	113.585	-0.57
211	211	0.000	0.000	114.966	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.558	-0.21
210	210	0.000	0.000	114.392	-0.27
16	ТУРБІВ	0.000	0.000	113.756	-0.49
1001		3.430	1.660	10.481	-3.72
1002		3.540	1.810	10.300	-4.30
2003		0.000	0.000	36.568	-2.53
1003		3.970	2.250	10.333	-3.46
1004		2.680	1.450	10.238	-3.92
1005		4.720	2.540	10.184	-4.32
2006		0.000	0.000	35.734	-4.44
1006		7.300	3.730	10.191	-4.39
1007		2.790	1.430	10.281	-4.01
1008		3.330	1.890	10.256	-4.34
2009		0.000	0.000	37.554	-1.08
1009		3.430	1.860	10.703	-1.31
20010		0.000	0.000	26.762	-2.01
10010		17.170	7.820	10.625	-2.84
10032		0.000	0.000	10.333	-3.46
200102		0.000	0.000	26.762	-2.01
100102		0.000	0.000	10.626	-2.84
10011		5.040	2.590	10.628	-2.35

100112		0.000	0.000	10.628	-2.35
10012		6.650	3.770	10.438	-3.57
20013		0.000	0.000	37.602	-2.01
10013		9.010	4.860	10.708	-2.21
200132		0.000	0.000	37.602	-2.01
100132		0.000	0.000	10.708	-2.21
20014		0.000	0.000	26.765	-2.03
10014		11.800	6.050	10.698	-2.01
200142		0.000	0.000	26.765	-2.03
100142		0.000	0.000	10.698	-2.01
20015		0.000	0.000	37.689	-1.48
10015		6.870	3.330	10.728	-1.81
200152		0.000	0.000	37.689	-1.48
100152		0.000	0.000	10.729	-1.81
20016		0.000	0.000	37.668	-1.49
10016		4.720	2.540	10.731	-1.71
200162		0.000	0.000	37.668	-1.49
100162		0.000	0.000	10.731	-1.71
3003		0.000	0.000	109.229	-2.53
6006		0.000	0.000	106.736	-4.44
9009		0.000	0.000	112.172	-1.08
100010		0.000	0.000	111.920	-2.01
1000102		0.000	0.000	111.920	-2.01
130013		0.000	0.000	112.097	-2.25
1300132		0.000	0.000	112.538	-1.77
140014		0.000	0.000	111.928	-2.03
1400142		0.000	0.000	111.934	-2.03
150015		0.000	0.000	112.278	-1.84
1500152		0.000	0.000	112.597	-1.48
160016		0.000	0.000	112.562	-1.50
1600162		0.000	0.000	112.296	-1.73

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
3	3003	1.511	0.969	1.508	0.910	0.002	0.059	0.009	2.135
3003	1003	1.508	0.910	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.290
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.157	-0.000
3	10032	2.472	1.522	2.462	1.372	0.010	0.149	0.015	3.422
100	201	21.004	9.770	20.834	9.565	0.169	0.204	0.116	1.195
201	1	20.834	9.831	20.803	9.787	0.031	0.045	0.117	0.234
1	202	17.347	7.891	17.326	7.860	0.021	0.031	0.097	0.192
202	2	17.326	8.186	17.172	8.001	0.153	0.184	0.097	1.294
203	4	9.527	4.168	9.476	4.106	0.051	0.061	0.054	0.770
4	204	6.775	2.798	6.767	2.787	0.009	0.010	0.038	0.183
204	6	2.015	0.127	2.014	0.126	0.001	0.001	0.011	0.069
6	7	-5.340	-3.779	-5.366	-3.810	0.026	0.031	-0.034	-0.670
7	8	-8.177	-4.754	-8.221	-4.817	0.044	0.063	-0.049	-0.829
8	205	-11.578	-6.503	-11.617	-6.560	0.039	0.057	-0.068	-0.527
205	9	-11.617	-6.272	-11.636	-6.307	0.019	0.035	-0.068	-0.288
9	206	-15.121	-8.105	-15.251	-8.294	0.130	0.188	-0.088	-1.350
206	207	-15.251	-7.621	-15.334	-7.771	0.082	0.150	-0.086	-0.947
207	300	-15.334	-7.397	-15.345	-7.423	0.012	0.026	-0.085	-0.146
11	10011	2.523	1.385	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.918
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.383	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.915
10	100010	8.591	4.312	8.585	4.062	0.006	0.249	0.049	1.416
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.249	0.049	1.416
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.896
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.511	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.154	0.049	0.904
300	208	22.536	11.861	22.475	11.725	0.061	0.136	0.128	0.534
208	13	-6.769	-3.596	-6.769	-3.596	0.000	0.000	-0.039	-0.001
13	209	-15.853	-9.243	-15.853	-9.243	0.000	0.000	-0.092	-0.001
209	300	-22.218	-11.589	-22.279	-11.724	0.060	0.134	-0.126	-0.532
209	14	6.365	3.318	6.334	3.251	0.030	0.067	0.036	0.924
14	15	-1.419	-1.398	-1.419	-1.399	0.000	0.001	-0.010	-0.035
15	100	-8.355	-4.224	-8.416	-4.360	0.061	0.136	-0.048	-1.421
15	150015	3.159	1.572	3.156	1.484	0.003	0.087	0.018	1.359
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.554	0.001	0.011	-0.008	-0.319
20015	200152	-1.516	-0.554	-1.516	-0.554	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.554	1.516	0.554	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.949	3.717	1.873	0.002	0.076	0.021	1.020
1500152	100152	2.200	1.318	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.449
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.137	0.000

150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.111
14	140014	5.905	3.224	5.899	3.029	0.005	0.194	0.034	1.686
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.212	5.904	3.017	0.005	0.194	0.034	1.681
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.357	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.034	0.079
14	16	-4.157	-1.145	-4.163	-1.154	0.006	0.008	-0.022	-0.208
16	210	-8.938	-3.535	-8.975	-3.589	0.037	0.053	-0.049	-0.638
210	200	-8.975	-3.163	-8.985	-3.177	0.010	0.014	-0.048	-0.167
200	211	-8.985	-2.802	-9.007	-2.843	0.022	0.041	-0.047	-0.409
211	100	-9.007	-2.534	-9.009	-2.537	0.002	0.003	-0.047	-0.034
16	160016	1.620	0.909	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.229
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.231
16	1600162	3.107	1.766	3.104	1.676	0.003	0.089	0.018	1.507
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.098
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.248	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.381
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.983
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
200132	20013	1.005	0.410	1.005	0.410	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.239	0.030	2.457
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.910	-1.771	0.000	0.000	-0.183	-0.000
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.616
1	1001	3.446	1.925	3.428	1.659	0.018	0.265	0.020	4.224
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
208	10	29.244	15.690	29.064	15.292	0.179	0.397	0.167	1.199
10	11	11.798	6.535	11.778	6.490	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.014	6.686	3.980	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.193	6.646	3.768	0.021	0.424	0.040	3.579
204	5	4.752	2.953	4.751	2.951	0.002	0.002	0.029	0.045
5	1005	4.736	2.890	4.717	2.538	0.019	0.350	0.029	4.092
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.620	4.005	2.620	0.000	0.000	0.025	0.009
2	203	13.604	6.348	13.532	6.244	0.071	0.103	0.077	0.819
9	9009	3.429	1.905	3.428	1.877	0.001	0.027	0.020	0.405
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.877	3.428	1.859	0.001	0.018	0.020	0.278
8	1008	3.347	2.170	3.328	1.889	0.019	0.280	0.021	4.826
7	1007	2.801	1.617	2.788	1.429	0.012	0.187	0.017	3.691
6	6006	7.328	4.266	7.311	3.728	0.016	0.536	0.044	3.828
6006	1006	7.311	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.044	0.178
4	1004	2.690	1.628	2.678	1.449	0.012	0.178	0.016	3.709
2	1002	3.558	2.109	3.538	1.809	0.020	0.299	0.021	4.699

---

## ДОДАТОК Б

## 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.: 133.108 МВт / 1168.814 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 1140.026 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.143 МВт / 21.246 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.143 МВт / 21.246 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.553 МВт / 4.848 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.272 МВт / 2.693 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.825 МВт / 7.541 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.968 МВт / 28.787 млн.кВт\*г (2.5%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-47.550	-26.229	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.676	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.417	-0.37
202	202	0.000	0.000	113.200	-0.43
2	Петрик	0.000	0.000	111.745	-0.76
203	203	0.000	0.000	110.798	-1.02
3	Літин	0.000	0.000	110.788	-1.02
4	Кожухів	0.000	0.000	109.857	-1.24
204	204	0.000	0.000	109.617	-1.30
5	Курортна	0.000	0.000	109.572	-1.31
6	Хмільник	0.000	0.000	109.449	-1.35
7	Уланів	0.000	0.000	109.904	-1.28
8	Вишенька	0.000	0.000	110.540	-1.11
205	205	0.000	0.000	110.980	-0.99
9	Юрівка	0.000	0.000	111.218	-0.91
206	206	0.000	0.000	112.396	-0.58
207	207	0.000	0.000	114.641	-0.09
300	Козятин	-77.192	-50.593	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.391	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.199	-0.68
11	Глухівці	0.000	0.000	112.871	-0.81
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.436	-0.96
13	Сигнал	0.000	0.000	114.392	-0.22
209	209	0.000	0.000	114.392	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.555	-0.71
15	Калинівка	0.000	0.000	112.409	-0.73
211	211	0.000	0.000	114.944	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.277	-0.26
210	210	0.000	0.000	114.015	-0.33
16	Турбів	0.000	0.000	113.033	-0.59
1001		3.430	1.660	10.465	-3.75
1002		3.540	1.810	10.265	-4.36
2003		0.000	0.000	36.403	-2.61
1003		3.970	2.250	10.285	-3.54
1004		2.680	1.450	10.172	-4.04
1005		4.720	2.540	10.113	-4.45
2006		0.000	0.000	35.448	-4.59
1006		7.300	3.730	10.110	-4.54

1007	2.790	1.430	10.178	-4.19
1008	3.330	1.890	10.134	-4.57
2009	0.000	0.000	37.100	-1.26
1009	3.430	1.860	10.573	-1.50
20010	0.000	0.000	26.744	-2.02
10010	17.170	7.820	10.617	-2.85
10032	0.000	0.000	10.285	-3.54
200102	0.000	0.000	26.744	-2.02
100102	0.000	0.000	10.618	-2.86
10011	5.040	2.590	10.620	-2.36
100112	0.000	0.000	10.620	-2.36
10012	6.650	3.770	10.430	-3.58
20013	0.000	0.000	37.576	-2.02
10013	9.010	4.860	10.700	-2.22
200132	0.000	0.000	37.576	-2.02
100132	0.000	0.000	10.700	-2.22
20014	0.000	0.000	26.523	-2.19
10014	11.800	6.050	10.601	-2.17
200142	0.000	0.000	26.523	-2.19
100142	0.000	0.000	10.602	-2.17
20015	0.000	0.000	37.292	-1.66
10015	6.870	3.330	10.614	-2.00
200152	0.000	0.000	37.292	-1.66
100152	0.000	0.000	10.615	-2.00
20016	0.000	0.000	37.423	-1.60
10016	4.720	2.540	10.661	-1.82
200162	0.000	0.000	37.423	-1.60
100162	0.000	0.000	10.661	-1.82
3003	0.000	0.000	108.734	-2.61
6006	0.000	0.000	105.883	-4.59
9009	0.000	0.000	110.818	-1.26
100010	0.000	0.000	111.843	-2.02
1000102	0.000	0.000	111.843	-2.02
130013	0.000	0.000	112.019	-2.26
1300132	0.000	0.000	112.460	-1.78
140014	0.000	0.000	110.918	-2.19
1400142	0.000	0.000	110.924	-2.19
150015	0.000	0.000	111.088	-2.03
1500152	0.000	0.000	111.410	-1.66
160016	0.000	0.000	111.830	-1.61
1600162	0.000	0.000	111.563	-1.85
601	11.590	5.940	111.815	-0.71
602	5.790	14.500	111.556	-0.71
603	-8.300	0.000	111.699	-0.69
604	16.310	8.800	111.783	-0.86

## 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	1.511	0.970	1.508	0.911	0.002	0.059	0.009	2.149
3003	1003	1.508	0.911	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.298
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.158	-0.000
3	10032	2.472	1.524	2.462	1.372	0.010	0.151	0.015	3.445
100	201	22.796	11.262	22.591	11.015	0.204	0.246	0.127	1.325
201	1	22.591	11.281	22.554	11.227	0.037	0.054	0.128	0.260
1	202	19.098	9.331	19.071	9.292	0.026	0.038	0.108	0.218
202	2	19.071	9.617	18.879	9.387	0.191	0.230	0.109	1.462
203	4	11.212	5.510	11.137	5.420	0.074	0.089	0.065	0.948
4	204	8.437	4.106	8.423	4.089	0.014	0.017	0.049	0.242
204	6	3.671	1.420	3.666	1.415	0.004	0.005	0.021	0.171
6	7	-3.688	-2.504	-3.700	-2.519	0.012	0.015	-0.023	-0.458
7	8	-6.511	-3.478	-6.538	-3.518	0.027	0.039	-0.039	-0.643
8	205	-9.895	-5.221	-9.924	-5.262	0.028	0.041	-0.058	-0.444
205	9	-9.924	-4.980	-9.938	-5.006	0.014	0.025	-0.058	-0.241
9	206	-13.421	-6.808	-13.524	-6.957	0.102	0.148	-0.078	-1.186
206	207	-28.308	-21.973	-28.682	-22.657	0.372	0.681	-0.184	-2.251

207	300	-28.682	-22.284	-28.735	-22.402	0.053	0.117	-0.183	-0.360
15	150015	3.159	1.574	3.156	1.484	0.003	0.089	0.018	1.382
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.011	-0.008	-0.325
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.951	3.717	1.873	0.002	0.077	0.022	1.037
1500152	100152	2.200	1.319	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.456
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.139	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.112
14	140014	5.905	3.228	5.899	3.029	0.005	0.198	0.034	1.710
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.216	5.905	3.017	0.005	0.198	0.034	1.704
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.360	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.034	0.080
2	203	15.311	7.729	15.217	7.592	0.094	0.136	0.088	0.955
206	601	14.784	15.823	14.743	15.708	0.041	0.115	0.111	0.584
603	604	5.659	-3.803	5.652	-3.822	0.007	0.019	0.035	-0.079
604	15	-10.648	-12.156	-10.681	-12.248	0.032	0.091	-0.083	-0.630
14	16	-7.386	-4.093	-7.409	-4.126	0.023	0.033	-0.043	-0.480
16	210	-12.183	-6.514	-12.260	-6.625	0.076	0.111	-0.070	-0.987
210	200	-12.260	-6.202	-12.281	-6.232	0.020	0.029	-0.069	-0.263
200	211	-12.281	-5.859	-12.327	-5.944	0.047	0.085	-0.069	-0.668
211	100	-12.327	-5.635	-12.331	-5.642	0.004	0.007	-0.068	-0.056
16	160016	1.620	0.909	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.241
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.233
16	1600162	3.107	1.767	3.104	1.676	0.003	0.091	0.018	1.522
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.099
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.250	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.384
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.240	0.030	2.460
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.985
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.617
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.184	0.000
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.897
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.512	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.155	0.049	0.905
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.250	0.049	1.417
10	100010	8.591	4.313	8.585	4.062	0.006	0.250	0.049	1.417
11	10011	2.523	1.386	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.920
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.384	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.917
601	602	3.160	10.046	3.152	10.023	0.008	0.023	0.054	0.258
602	603	-2.634	-4.195	-2.636	-4.201	0.002	0.006	-0.026	-0.143
15	14	-5.357	-5.919	-5.362	-5.929	0.004	0.010	-0.041	-0.147
14	209	-9.885	-7.648	-9.979	-7.858	0.094	0.209	-0.064	-1.845
13	208	4.963	1.328	4.963	1.328	0.000	0.000	0.026	0.001
208	300	-24.281	-13.996	-24.356	-14.163	0.075	0.167	-0.141	-0.610
209	300	-24.027	-13.863	-24.101	-14.029	0.074	0.165	-0.140	-0.608
15	100	-12.258	-8.959	-12.423	-9.324	0.164	0.364	-0.078	-2.600
10	11	11.798	6.536	11.778	6.492	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.015	6.686	3.981	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.194	6.646	3.768	0.021	0.424	0.040	3.583
209	13	14.047	6.976	14.047	6.976	0.000	0.000	0.079	0.000
204	5	4.752	2.958	4.751	2.956	0.002	0.002	0.029	0.045
208	10	29.244	15.693	29.064	15.294	0.179	0.397	0.167	1.200
5	1005	4.737	2.895	4.717	2.538	0.020	0.355	0.029	4.134
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

203	3	4.005	2.621	4.005	2.621	0.000	0.000	0.025	0.009
9	9009	3.429	1.906	3.428	1.878	0.001	0.028	0.020	0.413
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.878	3.428	1.859	0.001	0.019	0.020	0.283
8	1008	3.347	2.177	3.328	1.889	0.019	0.287	0.021	4.910
7	1007	2.801	1.620	2.788	1.429	0.013	0.190	0.017	3.745
6	6006	7.328	4.274	7.312	3.728	0.016	0.544	0.045	3.874
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	1006	7.312	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.045	0.179
4	1004	2.690	1.630	2.678	1.449	0.012	0.180	0.017	3.743
2	1002	3.558	2.111	3.538	1.809	0.020	0.301	0.021	4.723
1	1001	3.446	1.926	3.428	1.659	0.018	0.266	0.020	4.233

---



## ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год

Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.722 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.291 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.291 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.553 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.737 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.291 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.582 МВт

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-47.785	-25.875	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.611	-0.32
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.340	-0.40
202	202	0.000	0.000	108.112	-0.47
2	Петрик	0.000	0.000	106.591	-0.83
203	203	0.000	0.000	105.605	-1.12
3	Літин	0.000	0.000	105.596	-1.12
4	Кожухів	0.000	0.000	104.634	-1.37
204	204	0.000	0.000	104.388	-1.43
5	Курортна	0.000	0.000	104.341	-1.44
6	Хмільник	0.000	0.000	104.225	-1.49
7	Уланів	0.000	0.000	104.741	-1.43
8	Вишенька	0.000	0.000	105.453	-1.26
205	205	0.000	0.000	105.938	-1.14
9	Юрівка	0.000	0.000	106.202	-1.05
206	206	0.000	0.000	107.487	-0.71
207	207	0.000	0.000	109.655	-0.11
300	Козятин	-77.574	-47.699	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.362	-0.24
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.104	-0.75
11	Глухівці	0.000	0.000	107.758	-0.88
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.298	-1.05
13	Сигнал	0.000	0.000	109.362	-0.24
209	209	0.000	0.000	109.363	-0.24
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.479	-0.80
15	Калинівка	0.000	0.000	107.338	-0.83
211	211	0.000	0.000	109.942	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.252	-0.29
210	210	0.000	0.000	108.981	-0.37
16	Турбів	0.000	0.000	107.966	-0.66
1001		3.430	1.660	9.958	-4.12
1002		3.540	1.810	9.747	-4.81
2003		0.000	0.000	34.625	-2.87
1003		3.970	2.250	9.771	-3.90
1004		2.680	1.450	9.653	-4.46
1005		4.720	2.540	9.591	-4.93
2006		0.000	0.000	33.628	-5.08
1006		7.300	3.730	9.589	-5.02
1007		2.790	1.430	9.665	-4.65
1008		3.330	1.890	9.621	-5.08
2009		0.000	0.000	35.414	-1.44
1009		3.430	1.860	10.091	-1.70
20010		0.000	0.000	25.508	-2.21
10010		17.170	7.820	10.119	-3.13

10032	0.000	0.000	9.771	-3.90
200102	0.000	0.000	25.508	-2.21
100102	0.000	0.000	10.120	-3.13
10011	5.040	2.590	10.122	-2.59
100112	0.000	0.000	10.122	-2.59
10012	6.650	3.770	9.921	-3.94
20013	0.000	0.000	35.855	-2.21
10013	9.010	4.860	10.207	-2.44
200132	0.000	0.000	35.855	-2.21
100132	0.000	0.000	10.207	-2.44
20014	0.000	0.000	25.290	-2.43
10014	11.800	6.050	10.107	-2.40
200142	0.000	0.000	25.290	-2.43
100142	0.000	0.000	10.108	-2.40
20015	0.000	0.000	35.576	-1.85
10015	6.870	3.330	10.122	-2.23
200152	0.000	0.000	35.576	-1.85
100152	0.000	0.000	10.123	-2.23
20016	0.000	0.000	35.705	-1.77
10016	4.720	2.540	10.169	-2.01
200162	0.000	0.000	35.705	-1.77
100162	0.000	0.000	10.169	-2.01
3003	0.000	0.000	103.423	-2.87
6006	0.000	0.000	100.447	-5.08
9009	0.000	0.000	105.783	-1.44
100010	0.000	0.000	106.675	-2.21
1000102	0.000	0.000	106.674	-2.21
130013	0.000	0.000	106.867	-2.48
1300132	0.000	0.000	107.331	-1.95
140014	0.000	0.000	105.758	-2.42
1400142	0.000	0.000	105.765	-2.43
150015	0.000	0.000	105.949	-2.25
1500152	0.000	0.000	106.288	-1.85
160016	0.000	0.000	106.702	-1.78
1600162	0.000	0.000	106.422	-2.04
601	0.000	0.000	106.985	-0.87
602	0.000	0.000	106.869	-0.89
603	0.000	0.000	106.849	-0.84
604	0.000	0.000	106.724	-0.98
100601	11.590	5.940	9.206	-9.61
100602	5.790	1.450	9.776	-7.49
100603	-8.300	0.000	10.196	8.40
100604	16.310	8.800	9.295	-8.61

## 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	1.511	0.980	1.509	0.915	0.003	0.065	0.010	2.282
3003	1003	1.509	0.915	1.506	0.876	0.003	0.038	0.010	1.378
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.166	-0.000
3	10032	2.473	1.540	2.462	1.372	0.011	0.167	0.016	3.657
100	201	22.818	11.351	22.593	11.080	0.224	0.270	0.134	1.391
201	1	22.593	11.323	22.552	11.264	0.041	0.059	0.134	0.272
1	202	19.095	9.337	19.066	9.295	0.029	0.042	0.113	0.229
202	2	19.066	9.591	18.856	9.339	0.209	0.251	0.114	1.529
203	4	11.179	5.312	11.099	5.215	0.080	0.096	0.068	0.981
4	204	8.398	3.851	8.383	3.833	0.015	0.018	0.051	0.248
204	6	3.630	1.103	3.625	1.097	0.005	0.005	0.021	0.166
6	7	-3.730	-2.915	-3.745	-2.934	0.015	0.018	-0.026	-0.519
7	8	-6.557	-3.975	-6.589	-4.022	0.032	0.047	-0.042	-0.719
8	205	-9.947	-5.799	-9.981	-5.847	0.033	0.048	-0.063	-0.489
205	9	-9.981	-5.590	-9.997	-5.620	0.016	0.029	-0.062	-0.268
9	206	-13.475	-7.436	-13.593	-7.606	0.118	0.170	-0.084	-1.294
206	207	-28.534	-18.958	-28.907	-19.641	0.372	0.680	-0.184	-2.176
207	300	-28.907	-19.301	-28.960	-19.418	0.053	0.117	-0.183	-0.345
15	150015	3.160	1.583	3.157	1.484	0.003	0.098	0.019	1.459
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.556	0.001	0.012	-0.009	-0.344
20015	200152	-1.517	-0.556	-1.517	-0.556	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.556	1.517	0.556	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.720	1.962	3.717	1.876	0.002	0.085	0.023	1.094
1500152	100152	2.200	1.321	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.480
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.145	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.028	0.118
14	140014	5.906	3.248	5.900	3.029	0.006	0.218	0.036	1.805
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003

20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.236	5.905	3.017	0.006	0.218	0.036	1.799
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.084
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.378	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.084
2	203	15.287	7.607	15.184	7.458	0.102	0.148	0.092	0.994
206	601	14.941	12.090	14.905	11.991	0.035	0.099	0.103	0.506
603	604	5.517	0.632	5.512	0.618	0.005	0.014	0.030	0.129
604	15	-10.964	-11.016	-10.997	-11.109	0.033	0.093	-0.084	-0.619
14	16	-7.445	-3.804	-7.469	-3.839	0.024	0.035	-0.045	-0.490
16	210	-12.240	-6.266	-12.324	-6.386	0.083	0.120	-0.073	-1.020
210	200	-12.324	-6.000	-12.346	-6.032	0.022	0.032	-0.072	-0.272
200	211	-12.346	-5.691	-12.397	-5.785	0.051	0.093	-0.072	-0.692
211	100	-12.397	-5.502	-12.401	-5.510	0.004	0.008	-0.071	-0.058
16	160016	1.621	0.914	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.308
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.246
16	1600162	3.107	1.776	3.104	1.676	0.003	0.100	0.019	1.604
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.262	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.404
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.594
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.251
20013	200132	-1.005	-0.411	-1.005	-0.411	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.006	0.006	0.251
13	1300132	3.923	2.383	3.918	2.223	0.005	0.160	0.024	2.093
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.650
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.192	0.000
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.152
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.949
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.537	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.958
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.275	0.051	1.500
10	100010	8.593	4.354	8.586	4.078	0.007	0.275	0.051	1.500
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.026
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.393	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.024
601	602	3.169	3.680	3.167	3.674	0.002	0.005	0.026	0.117
602	603	-2.679	1.665	-2.679	1.662	0.001	0.003	-0.017	0.019
15	14	-5.541	-5.219	-5.546	-5.229	0.004	0.010	-0.041	-0.142
14	209	-10.004	-7.333	-10.107	-7.561	0.102	0.226	-0.067	-1.893
13	208	4.909	1.558	4.909	1.558	0.000	0.000	0.027	0.001
208	300	-24.351	-14.025	-24.434	-14.209	0.083	0.183	-0.148	-0.639
209	300	-24.097	-13.890	-24.179	-14.072	0.082	0.181	-0.147	-0.638
15	100	-12.387	-8.619	-12.565	-9.014	0.178	0.394	-0.081	-2.673
10	11	11.800	6.653	11.778	6.604	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.082	6.687	4.045	0.017	0.037	0.042	0.465
12	10012	6.670	4.239	6.646	3.768	0.024	0.469	0.042	3.799
209	13	13.990	7.217	13.990	7.217	0.000	0.000	0.083	0.000
204	5	4.753	2.992	4.752	2.990	0.002	0.002	0.031	0.048
208	10	29.260	15.920	29.062	15.481	0.197	0.438	0.176	1.265
5	1005	4.739	2.935	4.717	2.538	0.022	0.395	0.031	4.409
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.636	4.005	2.636	0.000	0.000	0.026	0.010
604	100604	16.459	11.949	16.300	8.794	0.159	3.141	0.110	10.620
603	100603	-8.206	1.335	-8.295	0.000	0.088	1.330	-0.045	1.377
602	100602	5.836	2.200	5.786	1.449	0.050	0.748	0.034	5.525
601	100601	11.723	8.477	11.583	5.936	0.140	2.530	0.078	12.071
9	9009	3.429	1.910	3.429	1.880	0.001	0.031	0.021	0.435
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.429	1.880	3.428	1.859	0.001	0.021	0.021	0.298
8	1008	3.349	2.208	3.328	1.889	0.021	0.318	0.022	5.230
7	1007	2.802	1.641	2.788	1.429	0.014	0.211	0.018	3.989
6	6006	7.332	4.335	7.314	3.728	0.018	0.605	0.047	4.138
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	1006	7.314	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.188
4	1004	2.692	1.650	2.678	1.449	0.013	0.200	0.017	3.984
2	1002	3.560	2.144	3.538	1.809	0.022	0.334	0.022	5.028
1	1001	3.447	1.954	3.428	1.659	0.020	0.294	0.021	4.492

## ДОДАТОК Г

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.: 132.896 МВт / 1166.641 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 1140.026 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.898 МВт / 18.818 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.898 МВт / 18.818 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.616 МВт / 5.396 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.242 МВт / 2.401 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.858 МВт / 7.797 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.756 МВт / 26.615 млн.кВт\*г (2.3%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-47.426	-25.236	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	119.767	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	119.526	-0.34
202	202	0.000	0.000	119.324	-0.40
2	Петрик	0.000	0.000	117.967	-0.70
203	203	0.000	0.000	117.085	-0.94
3	Літин	0.000	0.000	117.077	-0.94
4	Кожухів	0.000	0.000	116.208	-1.14
204	204	0.000	0.000	115.984	-1.19
5	Курортна	0.000	0.000	115.941	-1.20
6	Хмільник	0.000	0.000	115.827	-1.24
7	Уланів	0.000	0.000	116.253	-1.17
8	Вишенька	0.000	0.000	116.843	-1.02
205	205	0.000	0.000	117.251	-0.91
9	Юрівка	0.000	0.000	117.470	-0.83
206	206	0.000	0.000	118.564	-0.53
207	207	0.000	0.000	120.665	-0.09
300	Козятин	-77.103	-49.396	121.000	0.00
208	208	0.000	0.000	120.428	-0.20
10	Козятин тяга	0.000	0.000	119.305	-0.62
11	Глухівці	0.000	0.000	118.997	-0.73
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.590	-0.87
13	Сигнал	0.000	0.000	120.429	-0.20
209	209	0.000	0.000	120.429	-0.20
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	118.707	-0.64
15	Калинівка	0.000	0.000	118.570	-0.66
211	211	0.000	0.000	120.948	-0.02
200	200	0.000	0.000	120.326	-0.24
210	210	0.000	0.000	120.081	-0.30
16	Турбів	0.000	0.000	119.156	-0.53
1001		3.430	1.660	11.073	-3.37
1002		3.540	1.810	10.887	-3.92
2003		0.000	0.000	38.550	-2.36
1003		3.970	2.250	10.905	-3.19
1004		2.680	1.450	10.801	-3.63
1005		4.720	2.540	10.745	-4.00
2006		0.000	0.000	37.660	-4.12
1006		7.300	3.730	10.742	-4.07
1007		2.790	1.430	10.807	-3.77
1008		3.330	1.890	10.764	-4.10
2009		0.000	0.000	39.201	-1.15
1009		3.430	1.860	11.175	-1.36
20010		0.000	0.000	28.223	-1.82
10010		17.170	7.820	11.213	-2.57
10032		0.000	0.000	10.905	-3.19

200102	0.000	0.000	28.223	-1.82
100102	0.000	0.000	11.214	-2.57
10011	5.040	2.590	11.216	-2.13
100112	0.000	0.000	11.216	-2.13
10012	6.650	3.770	11.038	-3.22
20013	0.000	0.000	39.637	-1.82
10013	9.010	4.860	11.291	-2.00
200132	0.000	0.000	39.637	-1.82
100132	0.000	0.000	11.291	-2.00
20014	0.000	0.000	28.016	-1.97
10014	11.800	6.050	11.199	-1.95
200142	0.000	0.000	28.016	-1.97
100142	0.000	0.000	11.199	-1.96
20015	0.000	0.000	39.373	-1.50
10015	6.870	3.330	11.211	-1.81
200152	0.000	0.000	39.373	-1.50
100152	0.000	0.000	11.211	-1.81
20016	0.000	0.000	39.496	-1.44
10016	4.720	2.540	11.255	-1.64
200162	0.000	0.000	39.496	-1.44
100162	0.000	0.000	11.255	-1.64
3003	0.000	0.000	115.149	-2.36
6006	0.000	0.000	112.489	-4.12
9009	0.000	0.000	117.092	-1.15
100010	0.000	0.000	118.028	-1.82
1000102	0.000	0.000	118.028	-1.82
130013	0.000	0.000	118.187	-2.04
1300132	0.000	0.000	118.605	-1.60
140014	0.000	0.000	117.161	-1.97
1400142	0.000	0.000	117.167	-1.98
150015	0.000	0.000	117.322	-1.83
1500152	0.000	0.000	117.627	-1.50
160016	0.000	0.000	118.020	-1.45
1600162	0.000	0.000	117.766	-1.67
601	11.590	5.940	118.015	-0.65
602	5.790	14.500	117.770	-0.64
603	-8.300	0.000	117.905	-0.63
604	16.310	8.800	117.981	-0.78

## 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	1.510	0.960	1.508	0.907	0.002	0.053	0.009	2.009
3003	1003	1.508	0.907	1.506	0.876	0.002	0.031	0.009	1.215
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.149	-0.000
3	10032	2.470	1.507	2.462	1.372	0.009	0.134	0.014	3.222
100	201	22.708	10.729	22.527	10.512	0.180	0.216	0.120	1.234
201	1	22.527	10.807	22.494	10.759	0.033	0.047	0.120	0.242
1	202	19.039	8.895	19.015	8.861	0.023	0.034	0.101	0.203
202	2	19.015	9.222	18.846	9.019	0.168	0.202	0.102	1.362
203	4	11.190	5.318	11.124	5.240	0.065	0.078	0.061	0.885
4	204	8.424	3.983	8.412	3.968	0.013	0.015	0.046	0.226
204	6	3.660	1.368	3.656	1.363	0.004	0.005	0.019	0.159
6	7	-3.697	-2.450	-3.708	-2.463	0.011	0.013	-0.022	-0.429
7	8	-6.518	-3.323	-6.542	-3.358	0.024	0.035	-0.036	-0.596
8	205	-9.898	-4.972	-9.923	-5.009	0.025	0.036	-0.055	-0.411
205	9	-9.923	-4.694	-9.936	-4.716	0.012	0.022	-0.054	-0.221
9	206	-13.425	-6.502	-13.516	-6.633	0.090	0.131	-0.073	-1.102
206	207	-28.298	-21.498	-28.629	-22.102	0.329	0.602	-0.173	-2.106
207	300	-28.629	-21.690	-28.675	-21.793	0.047	0.103	-0.172	-0.336
15	150015	3.158	1.564	3.156	1.484	0.002	0.080	0.017	1.300
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.553	0.001	0.010	-0.008	-0.306
20015	200152	-1.516	-0.553	-1.516	-0.553	0.000	0.000	-0.024	-0.000
1500152	200152	1.516	0.553	1.516	0.553	0.000	0.000	0.008	0.019
15	1500152	3.718	1.940	3.717	1.870	0.002	0.069	0.020	0.976
1500152	100152	2.200	1.317	2.200	1.300	0.001	0.016	0.013	0.429
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.131	0.000
150015	10015	4.671	2.027	4.666	2.027	0.005	0.000	0.025	0.107
14	140014	5.904	3.207	5.899	3.029	0.005	0.177	0.033	1.608
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.909	3.195	5.904	3.017	0.005	0.177	0.033	1.603
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.033	0.076
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.341	0.001

140014	10014	5.895	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.033	0.076
2	203	15.279	7.446	15.196	7.326	0.083	0.120	0.083	0.889
206	601	14.783	15.763	14.746	15.660	0.036	0.103	0.105	0.552
603	604	5.663	-3.740	5.657	-3.757	0.006	0.017	0.033	-0.072
604	15	-10.643	-12.038	-10.672	-12.120	0.029	0.081	-0.078	-0.592
14	16	-7.373	-4.029	-7.393	-4.058	0.020	0.029	-0.041	-0.451
16	210	-12.172	-6.399	-12.241	-6.498	0.068	0.099	-0.067	-0.928
210	200	-12.241	-6.029	-12.259	-6.055	0.018	0.026	-0.065	-0.246
200	211	-12.259	-5.642	-12.300	-5.718	0.041	0.076	-0.065	-0.623
211	100	-12.300	-5.375	-12.304	-5.382	0.003	0.006	-0.064	-0.052
16	160016	1.620	0.905	1.619	0.870	0.001	0.034	0.009	1.170
160016	20016	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.005	0.046
20016	200162	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.016	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.404	0.000	0.005	-0.005	-0.219
16	1600162	3.106	1.758	3.104	1.676	0.002	0.081	0.017	1.435
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.004	0.000	0.023	0.094
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.237	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.003	0.004	0.363
13	130013	5.105	2.897	5.098	2.681	0.006	0.215	0.028	2.316
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.004	-0.005	-0.223
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.016	-0.000
1300132	200132	1.005	0.414	1.005	0.410	0.000	0.004	0.005	0.223
13	1300132	3.921	2.345	3.917	2.214	0.004	0.130	0.022	1.870
1300132	100132	2.912	1.800	2.910	1.771	0.001	0.029	0.017	0.581
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.174	0.000
130013	10013	6.103	3.086	6.094	3.086	0.009	0.000	0.033	0.138
1000102	100102	8.594	4.024	8.588	3.885	0.005	0.138	0.046	0.842
100102	10010	8.588	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.484	0.001
100010	10010	8.577	4.069	8.571	3.930	0.005	0.139	0.046	0.850
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.591	4.271	8.586	4.047	0.005	0.224	0.046	1.330
10	100010	8.590	4.271	8.585	4.046	0.005	0.224	0.046	1.330
11	10011	2.522	1.376	2.518	1.295	0.004	0.081	0.014	1.806
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.146	-0.000
11	100112	2.523	1.374	2.519	1.293	0.004	0.081	0.014	1.804
601	602	3.163	10.029	3.156	10.009	0.007	0.020	0.051	0.244
602	603	-2.630	-4.178	-2.632	-4.183	0.002	0.005	-0.024	-0.135
15	14	-5.344	-5.828	-5.348	-5.837	0.004	0.009	-0.038	-0.137
14	209	-9.892	-7.509	-9.976	-7.695	0.084	0.186	-0.060	-1.729
13	208	4.956	1.326	4.956	1.326	0.000	0.000	0.025	0.001
208	300	-24.274	-13.718	-24.342	-13.867	0.067	0.149	-0.133	-0.572
209	300	-24.020	-13.588	-24.087	-13.735	0.066	0.147	-0.132	-0.571
15	100	-12.268	-8.801	-12.414	-9.126	0.146	0.323	-0.073	-2.437
10	11	11.796	6.407	11.778	6.368	0.018	0.039	0.065	0.310
11	12	6.699	3.941	6.686	3.912	0.013	0.030	0.038	0.412
12	10012	6.665	4.148	6.646	3.768	0.019	0.379	0.038	3.356
209	13	14.044	6.969	14.044	6.969	0.000	0.000	0.075	0.000
204	5	4.751	2.924	4.750	2.922	0.001	0.002	0.028	0.043
208	10	29.230	15.453	29.069	15.096	0.160	0.356	0.158	1.130
5	1005	4.734	2.854	4.717	2.538	0.017	0.315	0.027	3.848
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.006	2.609	4.006	2.609	0.000	0.000	0.024	0.009
9	9009	3.429	1.901	3.428	1.876	0.001	0.025	0.019	0.389
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9009	1009	3.428	1.876	3.428	1.859	0.001	0.017	0.019	0.267
8	1008	3.345	2.144	3.328	1.889	0.017	0.254	0.020	4.573
7	1007	2.800	1.599	2.788	1.429	0.011	0.169	0.016	3.490
6	6006	7.324	4.212	7.310	3.728	0.014	0.482	0.042	3.601
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.310	3.728	7.295	3.728	0.014	0.000	0.042	0.169
4	1004	2.689	1.609	2.678	1.449	0.011	0.160	0.016	3.491
2	1002	3.556	2.078	3.538	1.809	0.018	0.268	0.020	4.404
1	1001	3.444	1.898	3.428	1.659	0.016	0.238	0.019	3.961

## ДОДАТОК Д

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

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.349 МВт / 695.196 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 676.728 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.940 МВт / 11.416 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.940 МВт / 11.416 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.609 МВт / 3.165 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.660 МВт / 3.887 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.269 МВт / 7.052 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.209 МВт / 18.468 млн.кВт\*г (2.7%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-46.041	-24.656	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.708	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.455	-0.37
202	202	0.000	0.000	113.244	-0.43
2	Петрик	0.000	0.000	111.829	-0.75
203	203	0.000	0.000	110.915	-1.02
3	Літин	0.000	0.000	110.906	-1.02
4	Кожухів	0.000	0.000	110.018	-1.23
204	204	0.000	0.000	109.792	-1.29
5	Курортна	0.000	0.000	109.747	-1.30
6	Хмільник	0.000	0.000	109.648	-1.34
7	Уланів	0.000	0.000	110.155	-1.27
8	Вишенька	0.000	0.000	110.837	-1.10
205	205	0.000	0.000	111.297	-0.98
9	Юрівка	0.000	0.000	111.547	-0.89
206	206	0.000	0.000	112.765	-0.56
207	207	0.000	0.000	114.693	-0.09
300	Козятин	-73.996	-45.939	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.402	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.210	-0.68
11	Глухівці	0.000	0.000	112.882	-0.81
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.448	-0.96
13	Сигнал	0.000	0.000	114.403	-0.22
209	209	0.000	0.000	114.404	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.702	-0.68
15	Калинівка	0.000	0.000	112.583	-0.70
211	211	0.000	0.000	114.947	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.319	-0.25
210	210	0.000	0.000	114.071	-0.32
16	Турбів	0.000	0.000	113.139	-0.57
1001		3.430	1.660	10.469	-3.75
1002		3.540	1.810	10.274	-4.35
2003		0.000	0.000	36.443	-2.60
1003		3.970	2.250	10.297	-3.53
1004		2.680	1.450	10.188	-4.02
1005		4.720	2.540	10.130	-4.43
2006		0.000	0.000	35.517	-4.57
1006		7.300	3.730	10.129	-4.52
1007		2.790	1.430	10.203	-4.17
1008		3.330	1.890	10.163	-4.53
2009		0.000	0.000	37.211	-1.24
1009		3.430	1.860	10.605	-1.48
20010		0.000	0.000	26.747	-2.02

10010	17.170	7.820	10.619	-2.85
10032	0.000	0.000	10.297	-3.53
200102	0.000	0.000	26.747	-2.02
100102	0.000	0.000	10.619	-2.85
10011	5.040	2.590	10.621	-2.36
100112	0.000	0.000	10.622	-2.36
10012	6.650	3.770	10.432	-3.58
20013	0.000	0.000	37.580	-2.02
10013	9.010	4.860	10.701	-2.22
200132	0.000	0.000	37.580	-2.02
100132	0.000	0.000	10.702	-2.22
20014	0.000	0.000	26.559	-2.16
10014	11.800	6.050	10.616	-2.14
200142	0.000	0.000	26.559	-2.16
100142	0.000	0.000	10.616	-2.14
20015	0.000	0.000	37.350	-1.63
10015	6.870	3.330	10.631	-1.97
200152	0.000	0.000	37.350	-1.63
100152	0.000	0.000	10.631	-1.97
20016	0.000	0.000	37.459	-1.58
10016	4.720	2.540	10.671	-1.80
200162	0.000	0.000	37.459	-1.58
100162	0.000	0.000	10.671	-1.80
3003	0.000	0.000	108.855	-2.60
6006	0.000	0.000	106.091	-4.57
9009	0.000	0.000	111.148	-1.24
100010	0.000	0.000	111.854	-2.02
1000102	0.000	0.000	111.854	-2.02
130013	0.000	0.000	112.030	-2.26
1300132	0.000	0.000	112.472	-1.78
140014	0.000	0.000	111.067	-2.16
1400142	0.000	0.000	111.073	-2.16
150015	0.000	0.000	111.263	-2.00
1500152	0.000	0.000	111.586	-1.63
160016	0.000	0.000	111.938	-1.59
1600162	0.000	0.000	111.671	-1.83
601	0.000	0.000	112.328	-0.67
602	-4.950	0.000	112.244	-0.66
603	0.000	0.000	112.205	-0.64
604	0.000	0.000	112.047	-0.81
100601	11.590	5.940	9.236	-8.49
100602	5.790	1.450	10.320	-6.61
100603	-8.300	0.000	10.410	7.72
100604	16.310	8.800	9.308	-7.65

## 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	1.511	0.970	1.508	0.911	0.002	0.059	0.009	2.146
3003	1003	1.508	0.911	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.296
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.158	-0.000
3	10032	2.472	1.523	2.462	1.372	0.010	0.151	0.015	3.440
100	201	22.420	10.855	22.223	10.618	0.196	0.236	0.125	1.294
201	1	22.223	10.884	22.187	10.832	0.036	0.052	0.125	0.253
1	202	18.731	8.936	18.706	8.899	0.025	0.037	0.105	0.212
202	2	18.706	9.225	18.523	9.005	0.182	0.219	0.106	1.421
203	4	10.861	5.138	10.792	5.056	0.068	0.082	0.062	0.905
4	204	8.092	3.743	8.079	3.727	0.013	0.016	0.047	0.228
204	6	3.327	1.061	3.324	1.057	0.003	0.004	0.018	0.146
6	7	-4.030	-2.859	-4.045	-2.877	0.015	0.018	-0.026	-0.509
7	8	-6.856	-3.832	-6.887	-3.877	0.031	0.044	-0.041	-0.689
8	205	-10.244	-5.576	-10.275	-5.620	0.031	0.044	-0.061	-0.464
205	9	-10.275	-5.337	-10.290	-5.364	0.015	0.027	-0.060	-0.252
9	206	-13.773	-7.166	-13.882	-7.323	0.108	0.157	-0.080	-1.226
206	207	-25.777	-18.172	-26.064	-18.698	0.286	0.524	-0.161	-1.933
207	300	-26.064	-18.326	-26.105	-18.416	0.041	0.090	-0.160	-0.307
15	150015	3.159	1.574	3.156	1.484	0.003	0.089	0.018	1.378
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.011	-0.008	-0.324
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.951	3.717	1.873	0.002	0.077	0.021	1.034
1500152	100152	2.200	1.319	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.454
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.139	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.112
14	140014	5.905	3.227	5.899	3.029	0.005	0.197	0.034	1.706



140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.215	5.905	3.017	0.005	0.197	0.034	1.700
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.360	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.034	0.080
2	203	14.955	7.348	14.866	7.219	0.088	0.128	0.086	0.922
206	601	11.895	11.661	11.871	11.594	0.024	0.067	0.085	0.439
603	604	7.457	0.806	7.449	0.783	0.008	0.023	0.039	0.163
604	15	-9.011	-10.464	-9.035	-10.531	0.024	0.066	-0.071	-0.539
14	16	-6.892	-3.675	-6.911	-3.703	0.019	0.028	-0.040	-0.440
16	210	-11.686	-6.090	-11.756	-6.191	0.069	0.100	-0.067	-0.935
210	200	-11.756	-5.768	-11.774	-5.794	0.018	0.027	-0.066	-0.248
200	211	-11.774	-5.421	-11.817	-5.499	0.042	0.077	-0.065	-0.630
211	100	-11.817	-5.190	-11.820	-5.196	0.004	0.007	-0.065	-0.053
16	160016	1.620	0.909	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.239
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.233
16	1600162	3.107	1.767	3.104	1.676	0.003	0.090	0.018	1.520
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.099
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.250	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.384
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.240	0.030	2.459
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.985
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.617
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.183	0.000
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.897
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.512	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.155	0.049	0.905
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.250	0.049	1.417
10	100010	8.591	4.313	8.585	4.062	0.006	0.249	0.049	1.417
11	10011	2.523	1.386	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.919
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.384	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.917
601	602	0.149	3.594	0.148	3.591	0.001	0.003	0.018	0.084
602	603	-0.746	1.679	-0.747	1.678	0.000	0.001	-0.009	0.039
15	14	-4.315	-4.876	-4.318	-4.883	0.003	0.007	-0.033	-0.120
14	209	-9.335	-7.017	-9.418	-7.200	0.082	0.182	-0.060	-1.709
13	208	5.244	1.657	5.244	1.657	0.000	0.000	0.028	0.001
208	300	-24.000	-13.667	-24.073	-13.829	0.073	0.162	-0.139	-0.598
209	300	-23.745	-13.534	-23.818	-13.694	0.072	0.160	-0.138	-0.597
15	100	-11.655	-8.282	-11.800	-8.605	0.145	0.322	-0.073	-2.426
10	11	11.798	6.536	11.778	6.492	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.014	6.686	3.981	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.194	6.646	3.768	0.021	0.424	0.040	3.582
209	13	14.328	7.304	14.328	7.304	0.000	0.000	0.081	0.000
204	5	4.752	2.957	4.751	2.955	0.002	0.002	0.029	0.045
208	10	29.244	15.693	29.064	15.294	0.179	0.397	0.167	1.200
5	1005	4.737	2.894	4.717	2.538	0.020	0.354	0.029	4.125
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.621	4.005	2.621	0.000	0.000	0.025	0.009
604	100604	16.441	11.594	16.300	8.794	0.141	2.788	0.103	9.803
603	100603	-8.214	1.208	-8.295	0.000	0.080	1.203	-0.043	1.118
602	100602	5.831	2.123	5.786	1.449	0.045	0.671	0.032	5.062
601	100601	11.707	8.183	11.583	5.936	0.124	2.238	0.073	11.084
9	9009	3.429	1.906	3.428	1.878	0.001	0.028	0.020	0.411
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.878	3.428	1.859	0.001	0.019	0.020	0.282
8	1008	3.347	2.175	3.328	1.889	0.019	0.285	0.021	4.892
7	1007	2.801	1.619	2.788	1.429	0.013	0.189	0.017	3.734
6	6006	7.328	4.272	7.312	3.728	0.016	0.542	0.045	3.865
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	1006	7.312	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.045	0.179
4	1004	2.690	1.629	2.678	1.449	0.012	0.180	0.016	3.736
2	1002	3.558	2.111	3.538	1.809	0.020	0.301	0.021	4.718
1	1001	3.446	1.926	3.428	1.659	0.018	0.266	0.020	4.231

## ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ  
ІРІК

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.571 МВт / 602.502 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.760 МВт / 586.352 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.824 МВт / 10.738 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.824 МВт / 10.738 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.574 МВт / 2.986 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.412 МВт / 2.427 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 5.412 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.811 МВт / 16.150 млн.кВт\*г (2.7%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-49.629	-24.420	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.807	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.574	-0.35
202	202	0.000	0.000	113.382	-0.41
2	Петрик	0.000	0.000	112.094	-0.72
203	203	0.000	0.000	111.282	-0.96
3	Літин	0.000	0.000	111.273	-0.96
4	Кожухів	0.000	0.000	110.519	-1.16
204	204	0.000	0.000	110.338	-1.21
5	Курортна	0.000	0.000	110.293	-1.22
6	Хмільник	0.000	0.000	110.270	-1.25
7	Уланів	0.000	0.000	110.937	-1.16
8	Вишенька	0.000	0.000	111.759	-0.96
205	205	0.000	0.000	112.282	-0.83
9	Юрівка	0.000	0.000	112.567	-0.73
206	206	0.000	0.000	113.910	-0.39
207	207	0.000	0.000	114.854	-0.06
300	Козятин	-65.882	-35.599	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.380	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.188	-0.70
11	Глухівці	0.000	0.000	112.860	-0.82
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.425	-0.97
13	Сигнал	0.000	0.000	114.381	-0.23
209	209	0.000	0.000	114.381	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.414	-0.88
15	Калинівка	0.000	0.000	112.246	-0.94
211	211	0.000	0.000	114.941	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.243	-0.31
210	210	0.000	0.000	113.966	-0.40
16	Турбів	0.000	0.000	112.931	-0.71
1001		3.430	1.660	10.481	-3.72
1002		3.540	1.810	10.300	-4.30
2003		0.000	0.000	36.568	-2.53
1003		3.970	2.250	10.333	-3.46
1004		2.680	1.450	10.238	-3.92
1005		4.720	2.540	10.184	-4.32
2006		0.000	0.000	35.734	-4.44
1006		7.300	3.730	10.191	-4.39
1007		2.790	1.430	10.281	-4.01
1008		3.330	1.890	10.256	-4.34
2009		0.000	0.000	37.554	-1.08
1009		3.430	1.860	10.703	-1.31
20010		0.000	0.000	26.741	-2.03
10010		17.170	7.820	10.616	-2.87

10032	0.000	0.000	10.333	-3.46
200102	0.000	0.000	26.741	-2.03
100102	0.000	0.000	10.617	-2.87
10011	5.040	2.590	10.619	-2.37
100112	0.000	0.000	10.619	-2.38
10012	6.650	3.770	10.429	-3.60
20013	0.000	0.000	37.572	-2.03
10013	9.010	4.860	10.699	-2.23
200132	0.000	0.000	37.572	-2.03
100132	0.000	0.000	10.699	-2.24
20014	0.000	0.000	26.489	-2.37
10014	11.800	6.050	10.588	-2.34
200142	0.000	0.000	26.489	-2.37
100142	0.000	0.000	10.588	-2.34
20015	0.000	0.000	37.237	-1.87
10015	6.870	3.330	10.599	-2.21
200152	0.000	0.000	37.237	-1.87
100152	0.000	0.000	10.599	-2.21
20016	0.000	0.000	37.388	-1.73
10016	4.720	2.540	10.651	-1.95
200162	0.000	0.000	37.388	-1.73
100162	0.000	0.000	10.651	-1.95
3003	0.000	0.000	109.229	-2.53
6006	0.000	0.000	106.736	-4.44
9009	0.000	0.000	112.172	-1.08
100010	0.000	0.000	111.831	-2.03
1000102	0.000	0.000	111.831	-2.03
130013	0.000	0.000	112.007	-2.27
1300132	0.000	0.000	112.449	-1.79
140014	0.000	0.000	110.774	-2.37
1400142	0.000	0.000	110.780	-2.37
150015	0.000	0.000	110.923	-2.24
1500152	0.000	0.000	111.246	-1.87
160016	0.000	0.000	111.727	-1.74
1600162	0.000	0.000	111.460	-1.98
604	0.000	0.000	111.561	-1.18
100604	16.310	8.800	9.814	-8.09

## 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	1.511	0.969	1.508	0.910	0.002	0.059	0.009	2.135
3003	1003	1.508	0.910	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.290
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.157	-0.000
3	10032	2.472	1.522	2.462	1.372	0.010	0.149	0.015	3.422
100	201	21.004	9.770	20.834	9.565	0.169	0.204	0.116	1.195
201	1	20.834	9.831	20.803	9.787	0.031	0.045	0.117	0.234
1	202	17.347	7.891	17.326	7.860	0.021	0.031	0.097	0.192
202	2	17.326	8.186	17.172	8.001	0.153	0.184	0.097	1.294
203	4	9.527	4.168	9.476	4.106	0.051	0.061	0.054	0.770
4	204	6.775	2.798	6.767	2.787	0.009	0.010	0.038	0.183
204	6	2.015	0.127	2.014	0.126	0.001	0.001	0.011	0.069
6	7	-5.340	-3.779	-5.366	-3.810	0.026	0.031	-0.034	-0.670
7	8	-8.177	-4.754	-8.221	-4.817	0.044	0.063	-0.049	-0.829
8	205	-11.578	-6.503	-11.617	-6.560	0.039	0.057	-0.068	-0.527
205	9	-11.617	-6.272	-11.636	-6.307	0.019	0.035	-0.068	-0.288
9	206	-15.121	-8.105	-15.251	-8.294	0.130	0.188	-0.088	-1.350
206	207	-15.251	-7.621	-15.334	-7.771	0.082	0.150	-0.086	-0.947
207	300	-15.334	-7.397	-15.345	-7.423	0.012	0.026	-0.085	-0.146
11	10011	2.523	1.386	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.920
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.384	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.918
10	100010	8.591	4.313	8.585	4.063	0.006	0.250	0.049	1.418
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.250	0.049	1.418
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.897
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.512	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.155	0.049	0.906
300	208	25.395	14.155	25.315	13.977	0.080	0.177	0.146	0.621
208	13	-3.929	-1.348	-3.929	-1.348	0.000	0.000	-0.021	-0.001
13	209	-13.013	-6.995	-13.013	-6.995	0.000	0.000	-0.074	-0.000
209	300	-25.062	-13.845	-25.141	-14.021	0.079	0.175	-0.144	-0.620
209	14	12.048	7.820	11.927	7.552	0.121	0.268	0.072	1.980

14	15	8.961	5.512	8.953	5.495	0.008	0.017	0.054	0.169
15	100	-14.493	-8.809	-14.700	-9.266	0.205	0.455	-0.087	-2.769
15	150015	3.159	1.574	3.156	1.484	0.003	0.090	0.018	1.393
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.011	-0.008	-0.328
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.951	3.717	1.873	0.002	0.077	0.022	1.045
1500152	100152	2.200	1.319	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.459
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.139	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.112
14	140014	5.905	3.228	5.899	3.029	0.005	0.198	0.035	1.721
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.216	5.905	3.017	0.005	0.198	0.034	1.715
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.361	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.035	0.080
14	16	-8.943	-3.776	-8.973	-3.819	0.030	0.043	-0.050	-0.522
16	210	-13.747	-6.208	-13.839	-6.340	0.091	0.132	-0.077	-1.041
210	200	-13.839	-5.918	-13.863	-5.953	0.024	0.035	-0.076	-0.277
200	211	-13.863	-5.581	-13.920	-5.684	0.056	0.103	-0.075	-0.700
211	100	-13.920	-5.375	-13.925	-5.384	0.005	0.009	-0.075	-0.059
16	160016	1.620	0.910	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.246
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.234
16	1600162	3.107	1.768	3.104	1.676	0.003	0.091	0.018	1.529
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.099
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.250	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.385
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.240	0.030	2.461
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.986
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.617
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.184	0.000
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
4	1004	2.690	1.628	2.678	1.449	0.012	0.178	0.016	3.709
2	1002	3.558	2.109	3.538	1.809	0.020	0.299	0.021	4.699
1	1001	3.446	1.925	3.428	1.659	0.018	0.265	0.020	4.224
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
208	10	29.244	15.694	29.064	15.295	0.179	0.397	0.167	1.200
10	11	11.798	6.537	11.778	6.492	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.015	6.686	3.981	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.194	6.646	3.768	0.021	0.425	0.040	3.584
204	5	4.752	2.953	4.751	2.951	0.002	0.002	0.029	0.045
5	1005	4.736	2.890	4.717	2.538	0.019	0.350	0.029	4.092
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.620	4.005	2.620	0.000	0.000	0.025	0.009
2	203	13.604	6.348	13.532	6.244	0.071	0.103	0.077	0.819
15	604	16.512	11.671	16.461	11.528	0.050	0.142	0.104	0.694
604	100604	16.443	11.624	16.300	8.794	0.143	2.818	0.104	9.949
9	9009	3.429	1.905	3.428	1.877	0.001	0.027	0.020	0.405
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.877	3.428	1.859	0.001	0.018	0.020	0.278
8	1008	3.347	2.170	3.328	1.889	0.019	0.280	0.021	4.826
7	1007	2.801	1.617	2.788	1.429	0.012	0.187	0.017	3.691
6	6006	7.328	4.266	7.311	3.728	0.016	0.536	0.044	3.828
6006	1006	7.311	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.044	0.178

## 2 рік

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год  
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.561 МВт / 696.452 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 676.728 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.241 МВт / 13.191 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.241 МВт / 13.191 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.597 МВт / 3.103 млн.кВт\*г  
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.583 МВт / 3.430 млн.кВт\*г  
 Сумарні втрати в трансформаторах: 1.180 МВт / 6.533 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.421 МВт / 19.724 млн.кВт\*г (2.8%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-51.587	-25.326	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.696	-0.31
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.442	-0.39
202	202	0.000	0.000	113.229	-0.45
2	Петрик	0.000	0.000	111.799	-0.79
203	203	0.000	0.000	110.877	-1.08
3	Літин	0.000	0.000	110.868	-1.08
4	Кожухів	0.000	0.000	109.965	-1.32
204	204	0.000	0.000	109.734	-1.38
5	Курортна	0.000	0.000	109.689	-1.39
6	Хмільник	0.000	0.000	109.582	-1.44
7	Уланів	0.000	0.000	110.071	-1.40
8	Вишенька	0.000	0.000	110.742	-1.26
205	205	0.000	0.000	111.198	-1.15
9	Юрівка	0.000	0.000	111.446	-1.07
206	206	0.000	0.000	112.654	-0.77
207	207	0.000	0.000	114.681	-0.12
300	Козятин	-81.905	-45.472	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.380	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.188	-0.70
11	Глухівці	0.000	0.000	112.860	-0.82
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.425	-0.97
13	Сигнал	0.000	0.000	114.381	-0.23
209	209	0.000	0.000	114.381	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.414	-0.88
15	Калинівка	0.000	0.000	112.246	-0.94
211	211	0.000	0.000	114.941	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.243	-0.31
210	210	0.000	0.000	113.966	-0.40
16	Турбів	0.000	0.000	112.931	-0.71
1001		3.430	1.660	10.468	-3.77
1002		3.540	1.810	10.271	-4.39
2003		0.000	0.000	36.430	-2.66
1003		3.970	2.250	10.293	-3.59
1004		2.680	1.450	10.183	-4.11
1005		4.720	2.540	10.124	-4.53
2006		0.000	0.000	35.494	-4.68
1006		7.300	3.730	10.123	-4.62
1007		2.790	1.430	10.195	-4.30
1008		3.330	1.890	10.154	-4.70
2009		0.000	0.000	37.177	-1.42
1009		3.430	1.860	10.595	-1.66
20010		0.000	0.000	26.741	-2.03
10010		17.170	7.820	10.616	-2.87
10032		0.000	0.000	10.293	-3.59
200102		0.000	0.000	26.741	-2.03
100102		0.000	0.000	10.617	-2.87
10011		5.040	2.590	10.619	-2.37
100112		0.000	0.000	10.619	-2.38
10012		6.650	3.770	10.429	-3.60
20013		0.000	0.000	37.572	-2.03
10013		9.010	4.860	10.699	-2.23
200132		0.000	0.000	37.572	-2.03
100132		0.000	0.000	10.699	-2.24
20014		0.000	0.000	26.489	-2.37
10014		11.800	6.050	10.588	-2.34
200142		0.000	0.000	26.489	-2.37
100142		0.000	0.000	10.588	-2.34
20015		0.000	0.000	37.237	-1.87
10015		6.870	3.330	10.599	-2.21
200152		0.000	0.000	37.237	-1.87
100152		0.000	0.000	10.599	-2.21
20016		0.000	0.000	37.388	-1.73
10016		4.720	2.540	10.651	-1.95
200162		0.000	0.000	37.388	-1.73
100162		0.000	0.000	10.651	-1.95

3003	0.000	0.000	108.815	-2.66
6006	0.000	0.000	106.022	-4.68
9009	0.000	0.000	111.047	-1.42
100010	0.000	0.000	111.831	-2.03
1000102	0.000	0.000	111.831	-2.03
130013	0.000	0.000	112.007	-2.27
1300132	0.000	0.000	112.449	-1.79
140014	0.000	0.000	110.774	-2.37
1400142	0.000	0.000	110.780	-2.37
150015	0.000	0.000	110.923	-2.24
1500152	0.000	0.000	111.246	-1.87
160016	0.000	0.000	111.727	-1.74
1600162	0.000	0.000	111.460	-1.98
601	0.000	0.000	112.203	-0.96
602	0.000	0.000	112.107	-1.02
604	0.000	0.000	111.561	-1.18
100601	11.590	5.940	9.777	-8.80
100602	5.790	1.450	10.306	-6.99
100604	16.310	8.800	9.814	-8.09

## 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	1.511	0.970	1.508	0.911	0.002	0.059	0.009	2.150
3003	1003	1.508	0.911	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.299
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.158	-0.000
3	10032	2.472	1.524	2.462	1.372	0.010	0.151	0.015	3.446
100	201	22.963	10.676	22.759	10.432	0.203	0.244	0.127	1.306
201	1	22.759	10.698	22.722	10.644	0.037	0.053	0.127	0.255
1	202	19.266	8.748	19.240	8.710	0.026	0.038	0.108	0.214
202	2	19.240	9.035	19.050	8.807	0.189	0.227	0.108	1.436
203	4	11.384	4.933	11.310	4.845	0.073	0.088	0.064	0.921
4	204	8.610	3.532	8.596	3.515	0.014	0.017	0.049	0.233
204	6	3.844	0.847	3.839	0.842	0.004	0.005	0.021	0.155
6	7	-3.514	-3.074	-3.528	-3.090	0.013	0.016	-0.025	-0.491
7	8	-6.339	-4.047	-6.367	-4.088	0.028	0.041	-0.039	-0.677
8	205	-9.724	-5.788	-9.753	-5.831	0.029	0.042	-0.059	-0.459
205	9	-9.753	-5.548	-9.767	-5.573	0.014	0.026	-0.058	-0.251
9	206	-13.251	-7.375	-13.355	-7.526	0.104	0.150	-0.078	-1.218
206	207	-30.957	-16.896	-31.317	-17.555	0.359	0.656	-0.180	-2.036
207	300	-31.317	-17.182	-31.368	-17.296	0.051	0.113	-0.180	-0.320
11	10011	2.523	1.386	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.920
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.384	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.918
10	100010	8.591	4.313	8.585	4.063	0.006	0.250	0.049	1.418
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.250	0.049	1.418
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.897
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.512	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.155	0.049	0.906
300	208	25.395	14.155	25.315	13.977	0.080	0.177	0.146	0.621
208	13	-3.929	-1.348	-3.929	-1.348	0.000	0.000	-0.021	-0.001
13	209	-13.013	-6.995	-13.013	-6.995	0.000	0.000	-0.074	-0.000
209	300	-25.062	-13.845	-25.141	-14.021	0.079	0.175	-0.144	-0.620
209	14	12.048	7.820	11.927	7.552	0.121	0.268	0.072	1.980
14	16	-8.943	-3.776	-8.973	-3.819	0.030	0.043	-0.050	-0.522
16	210	-13.747	-6.208	-13.839	-6.340	0.091	0.132	-0.077	-1.041
210	200	-13.839	-5.918	-13.863	-5.953	0.024	0.035	-0.076	-0.277
200	211	-13.863	-5.581	-13.920	-5.684	0.056	0.103	-0.075	-0.700
211	100	-13.920	-5.375	-13.925	-5.384	0.005	0.009	-0.075	-0.059
16	160016	1.620	0.910	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.246
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.234
16	1600162	3.107	1.768	3.104	1.676	0.003	0.091	0.018	1.529
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.099
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.250	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.385
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
200142	20014	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	-0.000
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.035	0.080
10014	100142	-5.902	-3.007	-5.903	-3.007	0.000	0.000	-0.361	-0.001

1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
14	1400142	5.910	3.216	5.905	3.017	0.005	0.198	0.034	1.715
14	140014	5.905	3.228	5.899	3.029	0.005	0.198	0.035	1.721
15	1500152	3.719	1.951	3.717	1.873	0.002	0.077	0.022	1.045
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.008	0.020
200152	20015	1.516	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.025	0.000
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.011	-0.008	-0.328
15	150015	3.159	1.574	3.156	1.484	0.003	0.090	0.018	1.393
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.112
10015	100152	-2.199	-1.300	-2.200	-1.300	0.000	0.000	-0.139	-0.000
1500152	100152	2.200	1.319	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.459
14	15	8.961	5.512	8.953	5.495	0.008	0.017	0.054	0.169
15	100	-14.493	-8.809	-14.700	-9.266	0.205	0.455	-0.087	-2.769
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.986
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
200132	20013	1.005	0.410	1.005	0.410	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.240	0.030	2.461
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.910	-1.771	0.000	0.000	-0.184	-0.000
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.617
206	601	17.602	10.181	17.566	10.080	0.036	0.101	0.104	0.457
601	602	5.845	2.073	5.842	2.065	0.003	0.008	0.032	0.098
602	100602	5.831	2.125	5.786	1.449	0.045	0.673	0.032	5.143
601	100601	11.707	8.189	11.583	5.936	0.124	2.244	0.073	11.175
9	9009	3.429	1.906	3.428	1.878	0.001	0.028	0.020	0.414
8	1008	3.347	2.175	3.328	1.889	0.019	0.285	0.021	4.915
208	10	29.244	15.694	29.064	15.295	0.179	0.397	0.167	1.200
7	1007	2.801	1.620	2.788	1.429	0.013	0.190	0.017	3.750
6	6006	7.328	4.273	7.312	3.728	0.016	0.543	0.045	3.878
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.312	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.045	0.179
4	1004	2.690	1.630	2.678	1.449	0.012	0.180	0.016	3.745
2	1002	3.558	2.111	3.538	1.809	0.020	0.301	0.021	4.724
1	1001	3.446	1.926	3.428	1.659	0.018	0.266	0.020	4.234
9009	1009	3.428	1.878	3.428	1.859	0.001	0.019	0.020	0.284
15	604	16.512	11.671	16.461	11.528	0.050	0.142	0.104	0.694
604	100604	16.443	11.624	16.300	8.794	0.143	2.818	0.104	9.949
10	11	11.798	6.537	11.778	6.492	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.015	6.686	3.981	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.194	6.646	3.768	0.021	0.425	0.040	3.584
204	5	4.752	2.957	4.751	2.955	0.002	0.002	0.029	0.045
5	1005	4.737	2.894	4.717	2.538	0.020	0.354	0.029	4.137
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.621	4.005	2.621	0.000	0.000	0.025	0.009
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	203	15.482	7.149	15.389	7.014	0.093	0.134	0.088	0.931

### Зрік

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год  
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.456 МВт / 695.827 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 676.728 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.046 МВт / 12.043 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.046 МВт / 12.043 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.608 МВт / 3.163 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.662 МВт / 3.894 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.270 МВт / 7.056 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.316 МВт / 19.099 млн.кВт\*г (2.7%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, градус
100	Вінницькийенерговузол	-47.633	-24.709	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.698	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.443	-0.38
202	202	0.000	0.000	113.230	-0.44

2	Петрик	0.000	0.000	111.803	-0.77
203	203	0.000	0.000	110.880	-1.04
3	Літин	0.000	0.000	110.871	-1.05
4	Кожухів	0.000	0.000	109.970	-1.27
204	204	0.000	0.000	109.740	-1.33
5	Курортна	0.000	0.000	109.695	-1.34
6	Хмільник	0.000	0.000	109.588	-1.39
7	Уланів	0.000	0.000	110.079	-1.33
8	Вишенька	0.000	0.000	110.749	-1.17
205	205	0.000	0.000	111.204	-1.06
9	Юрівка	0.000	0.000	111.451	-0.97
206	206	0.000	0.000	112.659	-0.66
207	207	0.000	0.000	114.680	-0.10
300	Козятин	-77.458	-46.125	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.398	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.205	-0.69
11	Глухівці	0.000	0.000	112.878	-0.81
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.443	-0.96
13	Сигнал	0.000	0.000	114.398	-0.22
209	209	0.000	0.000	114.399	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.640	-0.74
15	Калинівка	0.000	0.000	112.510	-0.77
211	211	0.000	0.000	114.946	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.303	-0.27
210	210	0.000	0.000	114.049	-0.34
16	Турбів	0.000	0.000	113.095	-0.61
1001		3.430	1.660	10.468	-3.75
1002		3.540	1.810	10.271	-4.37
2003		0.000	0.000	36.431	-2.63
1003		3.970	2.250	10.293	-3.56
1004		2.680	1.450	10.184	-4.06
1005		4.720	2.540	10.125	-4.48
2006		0.000	0.000	35.497	-4.62
1006		7.300	3.730	10.123	-4.57
1007		2.790	1.430	10.196	-4.23
1008		3.330	1.890	10.155	-4.61
2009		0.000	0.000	37.179	-1.33
1009		3.430	1.860	10.596	-1.57
20010		0.000	0.000	26.745	-2.02
10010		17.170	7.820	10.618	-2.86
10032		0.000	0.000	10.293	-3.56
200102		0.000	0.000	26.745	-2.02
100102		0.000	0.000	10.619	-2.86
10011		5.040	2.590	10.621	-2.36
100112		0.000	0.000	10.621	-2.36
10012		6.650	3.770	10.431	-3.58
20013		0.000	0.000	37.578	-2.02
10013		9.010	4.860	10.701	-2.22
200132		0.000	0.000	37.578	-2.02
100132		0.000	0.000	10.701	-2.22
20014		0.000	0.000	26.544	-2.22
10014		11.800	6.050	10.609	-2.20
200142		0.000	0.000	26.544	-2.22
100142		0.000	0.000	10.610	-2.20
20015		0.000	0.000	37.326	-1.69
10015		6.870	3.330	10.624	-2.04
200152		0.000	0.000	37.326	-1.69
100152		0.000	0.000	10.624	-2.04
20016		0.000	0.000	37.444	-1.62
10016		4.720	2.540	10.667	-1.84
200162		0.000	0.000	37.444	-1.62
100162		0.000	0.000	10.667	-1.84
3003		0.000	0.000	108.819	-2.63
6006		0.000	0.000	106.028	-4.62
9009		0.000	0.000	111.052	-1.33
100010		0.000	0.000	111.849	-2.02
1000102		0.000	0.000	111.849	-2.02
130013		0.000	0.000	112.025	-2.26
1300132		0.000	0.000	112.467	-1.78
140014		0.000	0.000	111.004	-2.22
1400142		0.000	0.000	111.010	-2.22
150015		0.000	0.000	111.190	-2.06
1500152		0.000	0.000	111.512	-1.70
160016		0.000	0.000	111.893	-1.63
1600162		0.000	0.000	111.625	-1.87
601		0.000	0.000	112.194	-0.81
602		0.000	0.000	112.086	-0.83
603		0.000	0.000	112.068	-0.79



604	0.000	0.000	111.944	-0.91
100601	11.590	5.940	9.776	-8.65
100602	5.790	1.450	10.304	-6.80
100603	-8.300	0.000	10.708	7.60
100604	16.310	8.800	9.855	-7.77

## 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	1.511	0.970	1.508	0.911	0.002	0.059	0.009	2.148
3003	1003	1.508	0.911	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.298
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.158	-0.000
3	10032	2.472	1.524	2.462	1.372	0.010	0.151	0.015	3.443
100	201	22.722	10.836	22.521	10.594	0.200	0.241	0.126	1.304
201	1	22.521	10.860	22.484	10.807	0.036	0.053	0.127	0.255
1	202	19.028	8.911	19.002	8.873	0.026	0.037	0.107	0.214
202	2	19.002	9.198	18.815	8.973	0.186	0.224	0.107	1.434
203	4	11.150	5.102	11.079	5.016	0.071	0.086	0.064	0.919
4	204	8.378	3.702	8.365	3.686	0.014	0.016	0.048	0.233
204	6	3.613	1.019	3.609	1.014	0.004	0.005	0.020	0.154
6	7	-3.745	-2.902	-3.759	-2.919	0.014	0.017	-0.025	-0.493
7	8	-6.570	-3.876	-6.599	-3.918	0.029	0.042	-0.040	-0.677
8	205	-9.956	-5.618	-9.986	-5.661	0.030	0.043	-0.059	-0.459
205	9	-9.986	-5.378	-10.000	-5.404	0.014	0.026	-0.059	-0.250
9	206	-13.484	-7.206	-13.589	-7.359	0.105	0.153	-0.079	-1.216
206	207	-28.502	-18.175	-28.833	-18.780	0.330	0.603	-0.173	-2.028
207	300	-28.833	-18.408	-28.880	-18.512	0.047	0.104	-0.172	-0.321
15	150015	3.159	1.574	3.156	1.484	0.003	0.089	0.018	1.382
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.011	-0.008	-0.325
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.951	3.717	1.873	0.002	0.077	0.022	1.037
1500152	100152	2.200	1.319	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.456
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.139	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.112
14	140014	5.905	3.228	5.899	3.029	0.005	0.198	0.034	1.710
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.215	5.905	3.017	0.005	0.197	0.034	1.704
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.360	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.034	0.080
2	203	15.247	7.316	15.155	7.183	0.091	0.132	0.087	0.931
206	601	14.912	11.627	14.881	11.539	0.031	0.087	0.097	0.469
603	604	5.519	0.735	5.515	0.722	0.005	0.013	0.029	0.128
604	15	-10.946	-10.532	-10.974	-10.613	0.029	0.081	-0.078	-0.570
14	16	-7.418	-3.643	-7.439	-3.675	0.022	0.031	-0.042	-0.458
16	210	-12.214	-6.062	-12.289	-6.170	0.074	0.108	-0.069	-0.958
210	200	-12.289	-5.747	-12.308	-5.776	0.020	0.029	-0.069	-0.255
200	211	-12.308	-5.402	-12.354	-5.486	0.046	0.083	-0.068	-0.645
211	100	-12.354	-5.177	-12.358	-5.184	0.004	0.007	-0.067	-0.054
16	160016	1.620	0.909	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.241
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.233
16	1600162	3.107	1.767	3.104	1.676	0.003	0.091	0.018	1.522
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.099
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.250	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.384
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.240	0.030	2.460
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.985
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.617
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.184	0.000
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.897
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.512	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.155	0.049	0.905
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.250	0.049	1.417

10	100010	8.591	4.313	8.585	4.062	0.006	0.249	0.049	1.417
11	10011	2.523	1.386	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.919
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.384	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.917
601	602	3.160	3.532	3.158	3.528	0.002	0.005	0.024	0.108
602	603	-2.684	1.613	-2.685	1.610	0.001	0.002	-0.016	0.017
15	14	-5.515	-4.904	-5.519	-4.913	0.004	0.008	-0.038	-0.130
14	209	-10.010	-7.081	-10.101	-7.283	0.091	0.201	-0.063	-1.767
13	208	4.902	1.616	4.902	1.616	0.000	0.000	0.026	0.001
208	300	-24.342	-13.708	-24.417	-13.874	0.075	0.166	-0.141	-0.603
209	300	-24.088	-13.575	-24.162	-13.739	0.074	0.164	-0.139	-0.602
15	100	-12.394	-8.337	-12.553	-8.690	0.159	0.352	-0.077	-2.500
10	11	11.798	6.536	11.778	6.492	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.015	6.686	3.981	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.194	6.646	3.768	0.021	0.424	0.040	3.583
209	13	13.986	7.263	13.986	7.263	0.000	0.000	0.079	0.000
204	5	4.752	2.957	4.751	2.955	0.002	0.002	0.029	0.045
208	10	29.244	15.693	29.064	15.294	0.179	0.397	0.167	1.200
5	1005	4.737	2.894	4.717	2.538	0.020	0.354	0.029	4.132
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.621	4.005	2.621	0.000	0.000	0.025	0.009
604	100604	16.442	11.600	16.300	8.794	0.141	2.795	0.104	9.839
603	100603	-8.214	1.211	-8.295	0.000	0.080	1.206	-0.043	1.083
602	100602	5.831	2.125	5.786	1.449	0.045	0.674	0.032	5.107
601	100601	11.707	8.190	11.583	5.936	0.124	2.244	0.073	11.139
9	9009	3.429	1.906	3.428	1.878	0.001	0.028	0.020	0.413
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.878	3.428	1.859	0.001	0.019	0.020	0.283
8	1008	3.347	2.175	3.328	1.889	0.019	0.285	0.021	4.905
7	1007	2.801	1.620	2.788	1.429	0.013	0.190	0.017	3.743
6	6006	7.328	4.273	7.312	3.728	0.016	0.543	0.045	3.872
6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6006	1006	7.312	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.045	0.179
4	1004	2.690	1.630	2.678	1.449	0.012	0.180	0.016	3.741
2	1002	3.558	2.111	3.538	1.809	0.020	0.301	0.021	4.721
1	1001	3.446	1.926	3.428	1.659	0.018	0.266	0.020	4.232

---

## Презентація

## ДОДАТОК Ж

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

## МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Проектування електричної мережі з дослідженням питань  
якості електроенергії»

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

Керівник: к.т.н., ст. викладач каф.  
ЕСС Вишневський С.Я.

Вінниця ВНТУ - 2022 рік

1

**Актуальність теми.** Згідно Законів України «Про електроенергетику» та «Про засади функціонування ринку електричної енергії України», Енергетичної стратегії України на період до 2030 року, інших нормативно-правових актів в сфері електроенергетики, до основних пріоритетів відноситься підвищення надійності та ефективності функціонування електричних мереж.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є визначення заходів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення розподільних електричних мереж, 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 аналізу розвитку ЕМ і проведення необхідних розрахунків з метою оцінювання функціонування електромереж АТ «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку;
- аналіз основних режимів мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2024 рік;
- вибір оптимального варіанта розвитку електромереж та забезпечення надійного та якісного електропостачання нових споживачів району;
- аналіз заходів з підвищення енергоефективності електричних мереж.

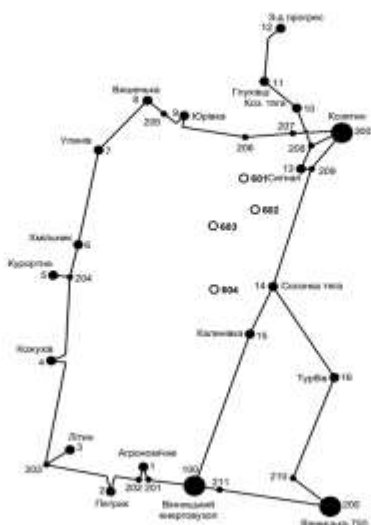
**Об'єкт дослідження**, магістерської роботи є розподільні електричні мережі 110 кВ.

**Предмет дослідження** – є методи і засоби проектування електричних мереж.

**Новизна одержаних результатів.** Отримана мережа перевірена за такими параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів для покращення якості напруги у вузлах, створена мережа характеризується низькими втратами активної потужності.

## Граф існуючої мережі



## Задані параметри існуючої мережі та нових споживачів

Пункт	Нова 1 (601)	Нова 2 (602)	СЕС 3 (603)	Нова 4 (604)
Навантаження, МВт	10,8	5,4	-8,3	15,2
cos φ	0,89	0,97	1,00	0,88
Категорія споживачів	I	I	II	I

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Макс. навантаж., %	85	97	89	92	83	96	99	99	99

№	Назва лінії	cos φ	% MBA	Марка трансформатора	Класифікація трансформатора
100	Високий енергопункт	0,91	Високий	ВРП 110 кВ	
200	ВРП 110-750	0,91	ВРП	ВРП 110 кВ	
300	Колони	0,92	Колони	ВРП 110 кВ	
1	Аграрієвич	0,8	1,2 + 2,35	ТМБ1-0,301/0,18	1
2	Паризь	0,89	1,3 + 2,05	ТМБ1-0,301/0,18	1
3	Ліва	0,91	1,2 + 2,1	ТМБ1-0,301/0,18 ТМБ1-0,301/0,18	2
4	Колони	0,89	1,3 + 2,35	ТМБ1-0,301/0,18	1
5	Курган	0,89	1,3 + 2,35	ТМБ1-0,301/0,18	1
6	Хаймак	0,89	1,3 + 2,35	ТМБ1-0,301/0,18	1
7	Умань	0,89	1,3 + 2,35	ТМБ1-0,301/0,18	1
8	Високий	0,87	1,1 + 2,76	ТМБ1-0,301/0,18	1
9	Курган	0,89	1,2 + 2,73	ТМБ1-0,301/0,18	1
10	Колони ліва	0,89	1,3 + 2,35	ТМБ1-0,301/0,18	2
11	Курган	0,89	1,3 + 2,35	ТМБ1-0,301/0,18	2
12	Високий	0,87	1,1 + 2,76	ТМБ1-0,301/0,18	1
13	Світлана	0,89	1,3 + 2,35	ТМБ1-0,301/0,18	2
14	Світлана ліва	0,89	1,3 + 2,35	ТМБ1-0,301/0,18	2
15	Хаймак	0,8	1,4 + 1,1	ТМБ1-0,301/0,18	2
16	Турба	0,89	1,3 + 2,35	ТМБ1-0,301/0,18	1

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка приводу
100	201	Високий енергопункт - 201	12,7	AC-95
201	1	201 - Аграрієвич	2,8	AC-120
1	202	Аграрієвич - 202	2,8	AC-120
202	2	202 - Паризь	16,3	AC-95
2	203	Паризь - 203	14,8	AC-95
203	3	203 - Ліва	0,63	AC-95
203	4	203 - Колони	17,7	AC-95
4	204	Колони - 204	5,97	AC-95
204	5	204 - Курган	3,8	AC-95
204	6	204 - Хаймак	16,8	AC-95
7	6	Умань - Хаймак	22,5	AC-95
6	7	Високий - Умань	22,4	AC-120
205	8	205 - Високий	10,5	AC-120
9	205	Курган - 205	8,6	AC-150
206	9	206 - Курган	20,8	AC-120
207	206	207 - 206	17,5	AC-150
208	207	Колони - 207	3,1	AC-185
209	208	Колони - 208	7,59	AC-185
209	10	209 - Колони ліва	12,58	AC-185
10	11	Колони ліва - Курган	8,3	AC-185
11	12	Курган - Високий	18,5	AC-185
208	13	208 - Світлана	6,06	AC-185
209	13	209 - Світлана	0,91	AC-185
209	209	Колони - 209	7,45	AC-185
209	14	209 - Світлана ліва	45,18	AC-185
14	15	Світлана ліва - Хаймак	5,22	AC-185
100	15	Високий енергопункт - Колони	55,1	AC-185
100	211	Високий енергопункт - 211	1,35	AC-150
211	200	211 - Високий 750	13,78	AC-150
200	210	Високий 750 - 210	3,2	AC-120
210	16	210 - Турба	19,0	AC-120
16	14	Турба - Світлана ліва	14,91	AC-120

## Визначення оптимальної схеми електричної мережі симплекс методом



Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

За критерій оптимальності вибрані дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі



Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

## Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 601, 602, 603, 604. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 30 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.

Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

і	варіант розвитку	ДВП	L	P	L <sub>сум</sub>	В <sub>і</sub>	В <sub>сум</sub>	В <sub>і</sub>	Вартість
1	1	206-601	8,4	17,38	11,4	15033,36	27391,98	22826,63	22826,63
	2	601-602	7	5,79	15,58	15558,67			
	3	15-604	11,9	13,82	25,9	21178,5	45901,11	38217,6	38217,6
	4	601-604	14	2,49	25,9	24682,81			
2	5	206-601	8,4	17,39	8,4	14996,55	14996,55	12422,13	12422,13
	6	15-604	11,9	16,31	11,9	21258,65	21258,65	17715,54	17715,54

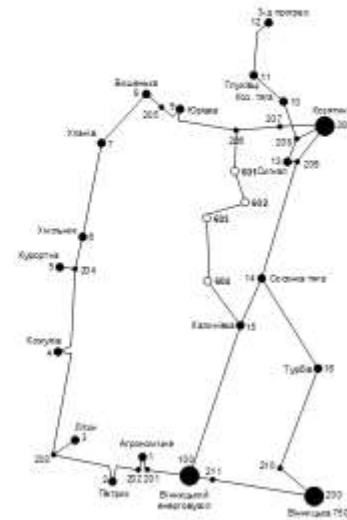
Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

і	варіант розвитку	ДВП	L	P	L <sub>сум</sub>	В <sub>і</sub>	В <sub>сум</sub>	В <sub>і</sub>	Вартість
1	11	602-603	8,4	13,82	14,94	14949,29			
	12	603-604	14	16,31	22,4	24609,18	38959,57	37340,7	36978,15
	13	602-603	8,4	2,49	14,94	14899,68			
	14	604-15	11,9	16,31	20,3	21258,65	38995,34	22047,48	47974,11
	15	604-15	11,9	13,82	21,78	21178,5			
	16	604-603	14	2,49	25,9	24682,81	45901,11	31848	48887,57
	17	603-602	8,4	17,38	15,58	15558,67			
	18	602-601	7	11,59	15,4	12422,13	27455,48	10666,31	17183,81
	19	206-601	8,4	17,38	15,58	15558,67			
	20	601-602	7	5,79	15,4	12338,62	27391,98	19822,21	37739,8
	21	603-602	8,4	5,79	16,8	14839,34			
	22	206-601	8,4	11,59	16,8	14996,55	20736,0	20659,63	18648,22
2	23	601-602	7	3,5	12444,36				
	24	602-601	8,4	2,49	13,4	14899,68	21154,85	18556,88	31278,1
	25	604-603	14	2,49	24692,81				
	26	604-15	11,9	13,82	25,9	21178,5	45901,11	31848	44759,12
	27	602-603	8,4	5,79	14838,34				
	28	603-604	14	3,3	24688,72	38510,87	27463,8	67194,34	
	29	206-601	8,4	17,38	15,58	15558,67			
	30	601-602	7	5,79	15,4	12338,62	27391,98	19822,21	36548,82

## Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування <sup>6</sup>

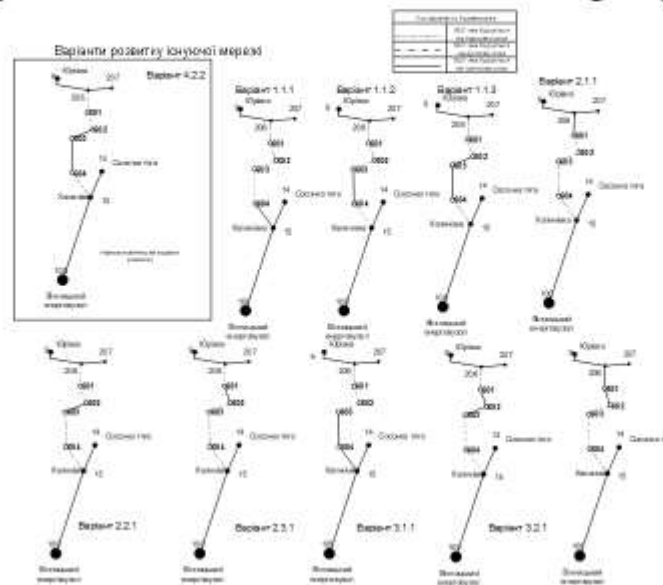
Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

І	варіант схеми	ЛЭП	L	P	Leun	Ві	Влюн	Вт	Вартість
3	111	604-15	11,9	10,92	11,9	21101,46	21101,46	12211,49	62787,85
	121	603-604	34	5,4	14	24711,74	24711,74	14300,78	62174,89
	131	602-603	8,4	2,89	8,4	14811,31	14811,31	8571,362	72258,13
	211	206-601	8,4	14,58	8,4	14905,71	14905,71	8669,711	67944,02
	221	603-602	8,4	2,89	8,4	14811,31	14811,31	8571,362	63811,17
	231	603-602	7	2,91	7	12342,83	12342,83	7142,844	66011,06
	311	603-604	34	5,4	25,9	24711,74	45833,2	26512,27	57791,58
	321	603-602	7	2,91	15,4	12342,83	27154,15	15714,21	59944,33
	412	206-601	8,4	2,89	15,4	14811,31	17308,54	15803,55	60963,89
	422	602-603	7	2,91	15,4	12342,83	14811,31	19523,06	22872,14

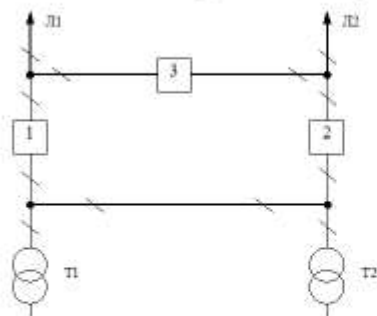


Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

## Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування <sup>7</sup>



## Вибір схем розподільних пристроїв



Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Схема розподільного пристрою вузлів 601, 602, 603 та 604

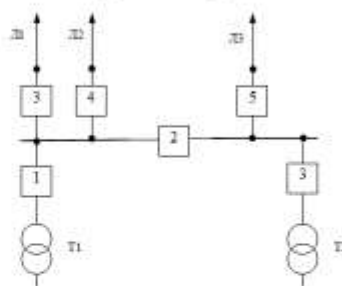


схема «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин»

Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Калинівка» (вузол 15) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію – замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі

М

## ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: Калинівка (вузол 15) - 604;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 604;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Калинівка(вузол 15).

На другому році:

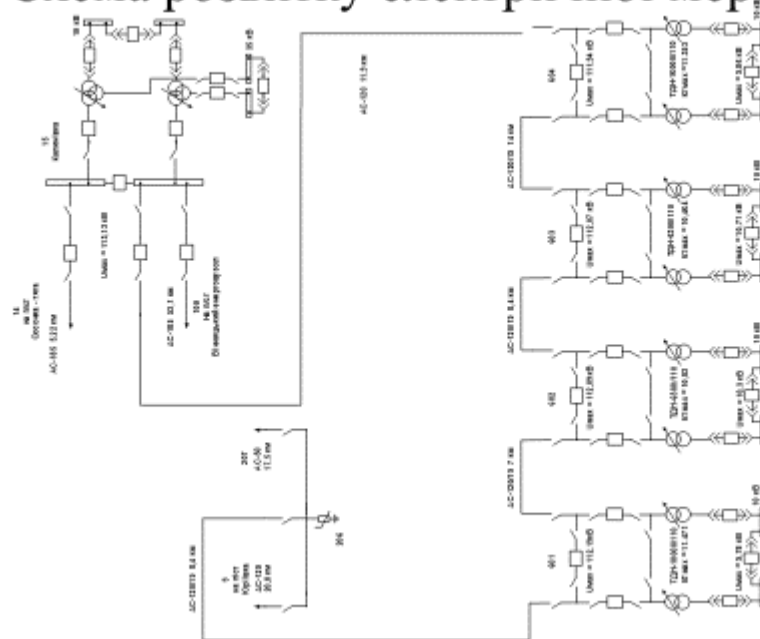
- будівництво ліній електропередач: 601-602 та 206-601;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 601, 602;
- спорудження відгалужувальної опори в від ПЛІ "Козятин-Юрівка" (вузол 206).

На третьому році:

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

## Схема розвитку електричної мережі

10



## Основні техніко-економічні показники

11

Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	<b>МВт</b>	33,09
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	<b>год</b>	5200
Сумарна електроенергія, відлучена новим підстанціям	<b>МВт*год</b>	185 290
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	<b>тис.грн.</b>	259 341,72
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	<b>рік</b>	8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	<b>МВт</b>	3,3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	<b>%</b>	2,74
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	<b>МВт*год</b>	-1100
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	<b>МВт*год</b>	11988,9



## ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

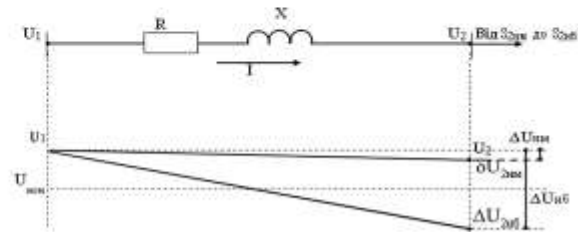
12

### Відхилення частоти

Частота  $f$  є загальносистемним параметром режиму ЕЕС і визначається балансом активної потужності. Якість електроенергії за частотою характеризується відхиленням частоти  $\Delta f$ :  $\Delta f = f_{\phi} - f_{ном}$ , де  $f_{ном}$  – номінальне значення частоти, Гц;  $f_{\phi}$  – фактичне (виміряне) значення частоти, Гц.

### Відхилення напруги

Відмінність фактичної сталої напруги  $U_{\phi}$  в заданій точці мережі від його номінального значення  $U_{ном}$  характеризується відхиленням напруги  $U_{\phi}$ . Відхилення напруги визначаються у відсотках від значення напруги, номінального для даного вузла ЕЕС:  $\delta U_{\phi} = \frac{U_{\phi} - U_{ном}}{U_{ном}} 100$



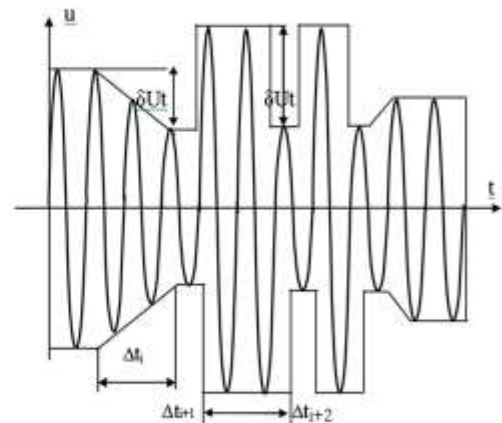
Відхилення напруги

## ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

13

### Коливання напруги

Якщо відхилення напруги створюються під впливом відносно повільних змін навантаження, що визначаються його графіком, то швидкі зміни навантаження створюють коливання напруги. Коливання напруги визначаються за лінією, що огинає діючі або амплітудні значення напруги і характеризуються розмахом  $\delta U_t$  і частотою повторення змін напруги  $F\delta U_t$  або інтервалами між змінами напруги. Приклад кривої, що огинає амплітудні значення напруги, виміряних дискретно на кожному півперіоді, наведений на рисунку. Розмах зміни напруги оцінюється у відсотках на кожному півперіоді основної частоти. Причиною коливань напруги в електричних мережах є потужні електроприймачі, споживання активної і реактивної потужності яких носить різкозмінний характер.



Коливання напруги розмахом  $U_t$  тривалістю  $t_t$  і інтервалом між змінами  $t_{i+2} - t_{i+1}$

## ВИСНОВКИ

14

В даній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 601, 602 та 604) та СЕС (вузол 603). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) 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.

Щодо надійності, то для ПС Калинівка (вузол 15) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», 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.

Щодо вузла 206, то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,2 МВт при сумарній активній потужності генерації 130,1 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 205454,552 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки  $E(0.112)$  близький до  $E_2'(0.2)$ , та швидкий термін окупності 7.6 років.