

MR-5275

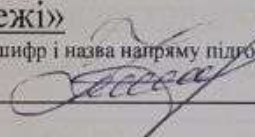
621.311
Р64

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

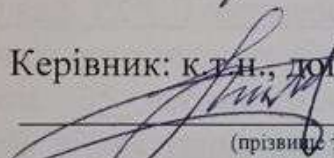
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
«Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства
«Вінницяобленерго» з аналізом задач експлуатації обладнання
розподільних установок»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


Осадчук А. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Томашевський Ю. В.
(прізвище та ініціали)

« 06 » 06 2024 р.

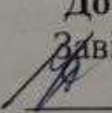
Опонент:



(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

Допущено до захисту


Завідувач кафедри ЕСС

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

« 07 » 06 2024 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.



18.03 2024 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Осадчуку Артему Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з аналізом задач експлуатації обладнання розподільних установок

керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Томашевський Ю. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

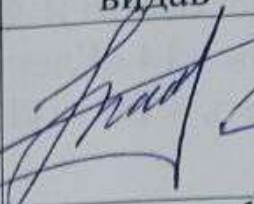
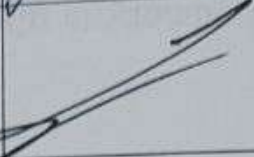
2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Теоретичні відомості щодо проблеми розрахунку режимів електричних мереж; електрична схема електричних мереж 35/110 кВ АТ «Вінницяобленерго» та прилеглих районів; інформація про основне обладнання ліній 110-35 кВ та підстанцій 110/10 кВ, 110/35 кВ, 110/35/10 кВ; дані щодо режимних замірів споживання електричної енергії у розрізі підстанцій; методика техніко-економічного оцінювання варіантів проектних рішень.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. Розрахунок рентабельності та аналіз економічної ефективності проектування розвитку електричної мережі. 3. Дослідження особливостей роботи силових трансформаторів. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти схем розвитку існуючої мережі. 2. План і поперечний розріз нової підстанції. 3. Схема електричної мережі після розвитку. 4. Схема установки постійного струму підстанції 110/10 кВ. 5. Розрахунок блискавкозахисту розподільних установок. 6. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

6. Консультанти розділів роботи

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

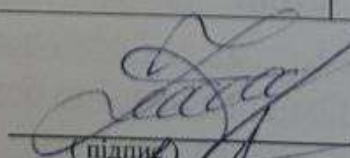
7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	
2	Електротехнічна частина	21.01.24	01.03.24	
3	Розрахунок рентабельності та аналіз економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі	02.03.24	22.03.24	
4	Експлуатація обладнання розподільних установок	23.03.24	15.04.24	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	
9	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	
10	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

А. В. Осадчук

Ю. В. Томашевський

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311

Осадчук Артем Володимирович «Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з аналізом задач експлуатації обладнання розподільних установок». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2024. 99 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 33 назв; рис.: 11; табл. 37.

В даній магістерській кваліфікаційній роботі виконано розрахунки з розвитку електричної мережі 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго». Використовуючи математичні методи пошуку оптимальних рішень в задачах формування схем електричних мереж сформовано низку варіантів розвитку, які забезпечують надійне і безперебійне постачання споживачів електричною енергією. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм «Втрати-high». Для намічених варіантів визначено технічні параметри основного обладнання електричних мереж. Оптимальний варіант розвитку визначено за максимальною рентабельністю капіталовкладень. Перевірка працездатності реконструйованих мереж виконана шляхом комп'ютерного аналізу характерних режимів.

Досліджено задачі експлуатації обладнання розподільних установок.

В розділі з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях розроблено комплекс заходів, що дозволяють зменшити вплив небезпечних та шкідливих факторів на персонал електричних мереж.

Ключові слова: лінія електропередачі, електрична мережа, втрати електричної енергії, трансформатор, підстанція, метод оптимізації

ANNOTATION

Artem Osadchiuk "Development of a fragment of the electrical network of the joint-stock company "Vinnytsiaoblenergo" with an analysis of the problems of operation of the equipment of distribution plants". Master's qualification work Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 99 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 33 titles; Fig.: 11; table 37.

In this master's qualification work, calculations were made for the development of the 110/35 kV electrical network of JSC "Vinnytsiaoblenergo". Using mathematical methods of finding optimal solutions in the tasks of forming electrical network schemes, a number of development options have been formed that ensure reliable and uninterrupted supply of electrical energy to consumers. Research was carried out using a set of application programs "Loss-high". The technical parameters of the main equipment of electrical networks are determined for the intended options. The optimal development option is determined by the maximum profitability of capital investments. The performance check of the reconstructed networks was performed by computer analysis of the characteristic modes.

The tasks of operation of the equipment of switchgears were studied.

In the section on labor protection and safety in emergency situations, a set of measures has been developed to reduce the impact of dangerous and harmful factors on the personnel of electrical networks.

Key words: power transmission line, electrical network, electrical energy losses, transformer, substation, optimization method

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	9
1.1 Прогнозування електричних навантажень	9
1.2 Розрахунок і аналіз режиму існуючої електричної мережі	12
1.3 Формування максимального графа електричної мережі	13
1.4 Визначення оптимальної схеми електричної мережі	15
1.4.1 Лінеаризація цільової функції	15
1.4.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу.....	19
1.5 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі медотодом динамічного програмування.....	25
1.5.1 Вибір оптимальної схеми електричної мережі	25
1.5.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі	28
1.5.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	30
1.6 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу	31
1.7 Вибір схем розподільних установок підстанцій	34
1.7.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	35
1.7.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	35
1.7.3 Оцінювання надійності схеми вузлової підстанції.....	37
1.8 Оцінювання балансу потужностей для схеми розвитку на шинах джерела живлення.....	40
1.9 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі після розвитку.....	43
1.9.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	43
1.9.2 Регулювання напруги у мережі	44

2 РОЗРАХУНОК РЕНТАБЕЛЬНОСТІ ТА АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОЕКТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ..	48
3 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК	65
3.1 Основне обладнання розподільних установок.....	65
3.2 Огляди та нагляди за обладнанням розподільних установок.....	66
3.3 Експлуатація комутаційних апаратів та роз'єднувачів.....	69
3.4 Експлуатація шин розподільних установок	73
3.5 Розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ підстанції 601	75
3.6 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ підстанції 601....	77
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	79
4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	80
4.1.1 Вимоги до організації робочих місць оперативно-ремонтного персоналу, який виконує роботи під робочою напругою	80
4.1.2 Електробезпека.....	82
4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	84
4.2.1 Мікроклімат	84
4.2.2 Склад повітря робочої зони	84
4.2.3 Виробниче освітлення	85
4.2.4 Виробничий шум.....	86
4.2.5 Фактори умов праці	87
4.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи фрагменту електричної мережі АТ “Вінницяобленерго” в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	88
4.3.1 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричної мережі АТ “Вінницяобленерго” в умовах дії іонізуючих випромінювань	90
4.3.2 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричної мережі АТ “Вінницяобленерго” в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	91
ВИСНОВКИ	94
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	96

Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	100
Додаток Б (обов'язковий). Технічне завдання МКР.....	101
Додаток В. Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної мережі.....	108
Додаток Г. Дані розрахунку усталеного режиму максимальних навантажень після розвитку ЕМ.....	111
Додаток Д. Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень ЕМ після розвитку.....	115
Додаток Е. Результати розрахунку післяаварійного режиму ЕМ після розвитку.....	118
Додаток Ж. Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після встановлення БСК на споживальних підстанціях.....	121
Додаток И. Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ	124
Додаток К. Ілюстративна частина	130

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АТ – автотрансформатор;
БСК – батарея статичних конденсаторів;
ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
ВН – висока напруга;
ВП – власні потреби;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМ – електрична мережа;
ЕРС – електрорушійна сила;
КЗ – коротке замикання;
КРУ – комплектна розподільна установка;
ЛЕП – лінія електропередачі;
НН – низька напруга;
ОЕС – об'єднана енергетична система;
ПЛ – повітряна лінія;
ПС – підстанція;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РУ – розподільна установка;
СЕС – сонячна електрична станція;
СК – синхронний компенсатор;
СШ – система шин;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Стан енергетичної галузі справді є ключовим для забезпечення енергетичної та економічної безпеки України. Збереження та модернізація Об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України має велике значення для стабільності та ефективності енергопостачання.

Реформування енергетичної галузі з покладанням акценту на створення ринку електричної енергії відображає стратегічний підхід до розвитку сектору. Це сприяє створенню конкурентноспроможного середовища, яке підтримує ефективність, інновації та стимулює розвиток ринкових відносин.

Однак висока ступінь морального та фізичного зносу обладнання електростанцій, підстанцій та ліній електропередач, вимагає серйозної уваги та інвестицій у модернізацію та оновлення. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки, який був розроблений ДП «НЕК Укренерго», став важливим кроком у цьому напрямку, оскільки він визначає стратегічні пріоритети та напрями розвитку інфраструктури електропередачі для майбутніх років [1].

Мережа районних та магістральних ліній електропередачі є основою надійності та якості електропостачання. Її ефективне управління та сучасна технічна база грають вирішальну роль у забезпеченні стабільності електромереж та зниженні ризиків від виникнення аварій та перебоїв у постачанні електроенергії.

План розвитку Об'єднаної електроенергетичної системи визначає важливі кроки для забезпечення надійності та якості електропостачання в майбутньому. Одним із ключових завдань є розробка заходів з будівництва нових об'єктів, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж. Це необхідно для відповіді на зростаючий попит споживачів на електроенергію та забезпечення її належної якості та потужності [2, 3].

Підстанції відіграють важливу роль у структурі та функціонуванні електричних мереж. Вони відповідають за передачу та розподіл

електроенергії, забезпечуючи надійність та стабільність системи. Розташування підстанцій, їх схема електричних з'єднань та приєднання до електричних мереж визначаються потребами та можливостями системи.

З огляду на те, що значна частина електрообладнання має вже вичерпати свій ресурс та потребує заміни або реконструкції, розвиток та модернізація електричних мереж та підстанцій стає нагальним завданням. Це дозволить забезпечити надійність та ефективність функціонування ОЕС України, а також підтримати зростаючий попит на електроенергію в майбутньому.

Розподільні установки електричних станцій та підстанцій мають бути надійними і забезпечувати передавання електроенергії від джерел до споживачів належної якості. Під час експлуатації електроустановок обладнання зношується, і його технічний стан залежить від заходів та засобів, які використовують в електричних мережах. Отже, аналіз задач експлуатації обладнання розподільних установок є актуальним завданням [4].

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є забезпечення ефективності функціонування енергосистеми України та забезпечення надійності електропостачання споживачів, збільшення пропускну здатності основних перетинів системи та розв'язання проблеми мережних обмежень за допомогою проектування розвитку розподільних мереж 110/35 кВ.

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

- аналіз існуючих методів проектування розвитку електричних мереж;
- вибір необхідного методу розрахунку усталеного режиму електромережі, проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності електричних мереж акціонерного товариства «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку;
- аналіз основних режимів мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2026 рік;

- вибір оптимального варіанта розвитку розподільних електричних мереж АТ «Вінницяобленерго» та забезпечення надійного та ефективного електропостачання нових споживачів району;
- дослідження задач експлуатації обладнання розподільних установок.

Об’єктом дослідження магістерської роботи є розподільні електричні мережі 110 кВ АТ «Вінницяобленерго»..

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 схеми електричних з’єднань підстанції використовуються методи та елементи теорії надійності. Дослідження виконувались з використанням комплексу прикладних програм, розроблених на кафедрі електричних станцій і систем.

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

Результати теоретичних досліджень, що викладені у [5], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на міжнародній науково-практичній конференції ВНТУ «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (м. Вінниця, 2024) [5].

1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Прогнозування електричних навантажень

Розвиток та реконструкція існуючих електричних систем починаються з етапу прогнозування навантаження. Під час вибору оптимальної встановленої потужності в енергосистемах одним з факторів, які повинні враховуватись, є надійність електропостачання. Результуюча потужність джерел енергосистеми на будь-якому рівні розвитку повинна бути більшою ніж відповідний максимум навантаження, яке прогнозується. Якщо вказані потужності однакові, будь-яке відхилення потужностей, як агрегатів в сторону зниження, так і навантаження в сторону збільшення може призвести до дефіциту потужності та недовідпуску електроенергії споживачам. Збільшення встановленої потужності генеруючих агрегатів електростанцій порівняно з навантаженням, тобто резерв активної потужності в енергосистемі, призведе з одного боку, до підвищення надійності електропостачання й зменшення збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншого боку – до збільшення витрат на побудову та експлуатацію додаткової генерувальної потужності на станціях. Тому, щоб ці витрати не були завищені, необхідне чітке і правильне прогнозування навантажень.

Прогноз буває довгостроковим, короткостроковим та середнім (4-10 років). Методи прогнозування навантажень можна розділити на три групи [6, 7]:

- кореляція;
- екстраполяція;
- змішані, які поєднують дві попередні.

Для прогнозування навантаження в заданій мережі 110 кВ обрано метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$ [7]:

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

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:

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

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

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

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

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

Ретроспективні дані навантажень по рокам зведено в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
$P_{\max}, \%$	85	88	90	92	94	96	97	93	98	100

Після підстановки вхідних даних з таблиці 1.1 в систему (1.4) остання

набуває вигляду:

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

Звідки $a' = -2803,1$, $b' = 1,4364$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,4364 \cdot T - 2803,1.$$

Виористовуючи табличний процесор Excel було отримано апроксимаційну характеристику (рис. 1.1).

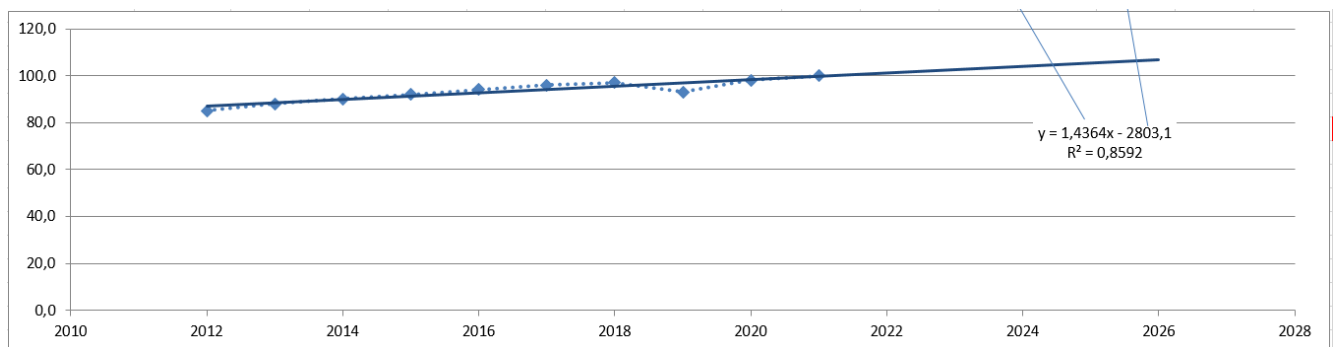


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

З аналізу даного графіка (див. рис. 1.1), можна зробити такий висновок: сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 107 %, що на 7,0 % більше проектної потужності електромереж. Таким чином, потрібно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

З урахуванням результатів прогнозування навантажень (107 %) проведемо розрахунок усталеного режиму існуючої мережі. Також зробимо аналіз розрахунків.

1.2 Розрахунок і аналіз режиму існуючої електричної мережі

Розрахунок виконували за допомогою програмного комплексу “Втрати-High” [8]. 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.

Аналіз та виведення результатів розрахунків.

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.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110 кВ наведені в додатку В.

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (див. додаток В) 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 – 1.52 МВт;
- в трансформаторах – 0,81 МВт з них холостого ходу 0,51 МВт та навантажувальні 0,30 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. 1.2).

Таблиця 1.2 – Порівняння струмів проводів

Вітки	201-1	6-7	13-209	14-15
Марка проводу	АС-120	АС-95	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	120	95	185	185
Розрах. струм, А	123	36	97	11

У районі, де планується розвиток електричних мереж, лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас за пропускну здатністю для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах (табл. 1.3).

Таблиця 1.3– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	8	9	11	12
Напруга вузла,кВ	106,54	107,40	107,83	107,38

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.2) 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. 1.3) 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.

1.3 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 № 8 - Вишенька з рівнем напруги 106,54 кВ; вузол № 9 – Юрівка з рівнем напруги 107,40 кВ; вузол № 11 – Глухівці з рівнем напруги 107,83 кВ; вузол № 12 – Завод Прогрес з рівнем напруги 107,38 кВ.

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

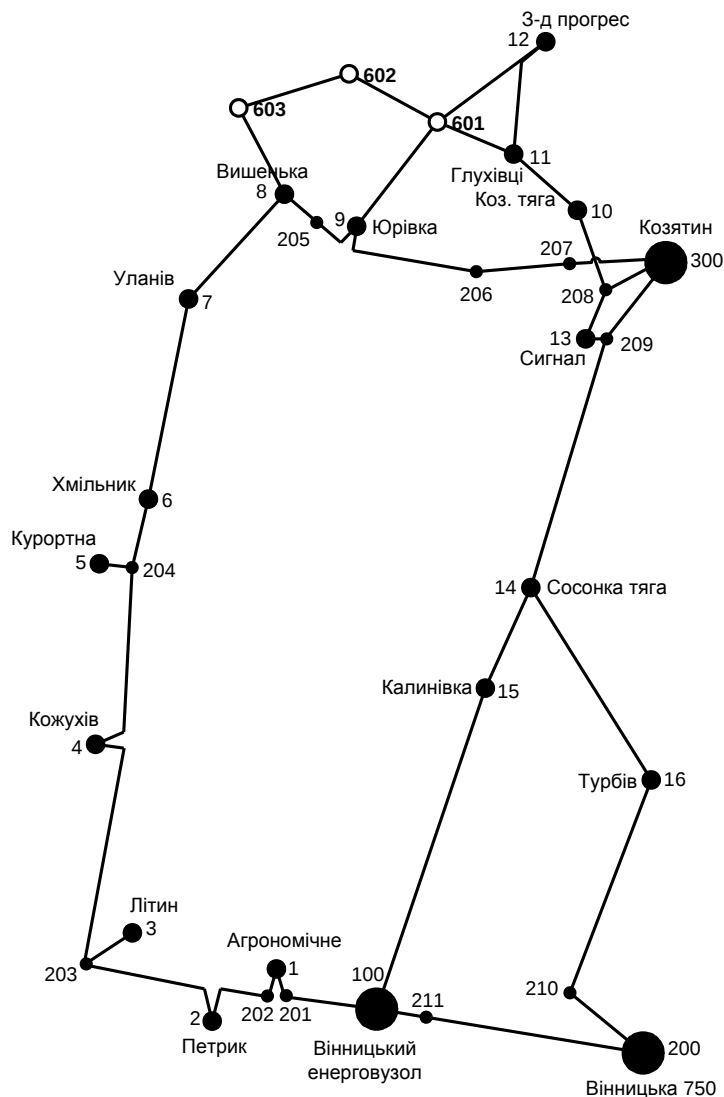


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

1.4 Визначення оптимальної схеми електричної мережі

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

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень [6].

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

1.4.1 Лінеаризація цільової функції

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

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

лінеаризована відносно вибраних змінних.

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

$$B_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (1.5)$$

де $a_i = K_{0i} - (E + \alpha)$;

K_{0i} – питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу на i -ій ЛЕП;

E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$);

α – коефіцієнт нормативних відрахувань;

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

l_i – довжина i -ої ЛЕП в км;

P_i – потужність i -ої ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$B_i = (a_i + b_i \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (1.6)$$

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

b_i – питомі витрати, 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 (1.4). Її розв'язання дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Згідно ПУЕ [9] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (1.7)$$

де U_n – номінальна напруга (110 кВ);

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

τ – час максимальних втрат (3633 год/рік для $T_{нб} = 5200$ год/рік);

C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год;

r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км).

Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $B_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
8	603	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	1,149	4345,0
9	601	1,7	11,9	110	1573,680	0,131	5992,6	1,628	6155,4
11	601	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,958	3620,8
12	601	1,7	11,9	110	1573,680	0,131	5992,6	1,628	6155,4
601	602	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	1,245	4707,0
602	603	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	1,436	5431,2

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b' зросли (табл. 1.5).

Таблиця 1.5 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції
дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P^2$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
8-603	1,2	6,2	4273,5	4257,9	4292,6	4230,1	7,067	4273,5	4264,8	4282,2
9-601	1,7	6,2	6054,1	6032,0	6081,2	5992,6	10,012	6054,1	6041,8	6066,5
11-601	1	6,2	3561,3	3548,2	3577,2	3525,0	5,889	3561,3	3554,0	3568,5
12-601	1,7	6,2	6054,1	6032,0	6081,2	5992,6	10,012	6054,1	6041,8	6066,5
601-602	1,3	6,2	4629,6	4612,7	4650,4	4582,6	7,656	4629,6	4620,2	4639,1
602-603	1,5	6,2	5341,9	5322,3	5365,8	5287,6	8,834	5341,9	5331,0	5352,8

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (1.5) та лінеаризованою (1.6) функціями (табл. 1.5). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції
дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
8-603	1,2	6,2	4273,5	4265,3	4282,6	694,9	4273,5	3846,2	4700,9
9-601	1,7	6,2	6054,1	6042,4	6067,1	984,4	6054,1	5448,7	6659,6
11-601	1	6,2	3561,3	3554,4	3568,9	579,1	3561,3	3205,1	3917,4
12-601	1,7	6,2	6054,1	6042,4	6067,1	984,4	6054,1	5448,7	6659,6
601-602	1,3	6,2	4629,6	4620,7	4639,5	752,8	4629,6	4166,7	5092,6
602-603	1,5	6,2	5341,9	5331,6	5353,3	868,6	5341,9	4807,7	5876,1

зультаті І-го етапу, на базі використання симплекс-алгоритму (СА).

На першому етап симплекс-методу виконується .

Система рівнянь (1.9) і рівняння мети (1.8) можуть бути записані в формі:

[illegible]

Далі визначається система базисних і небазисних змінних. З цією метою записується матриця коефіцієнтів системи рівнянь (1.9):

$$\begin{array}{cccc|c} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} & b_1 \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} & b_2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} & b_n \\ \hline c_1 & c_2 & \dots & c_n & b_{n+1} \end{array}$$

і методом Гаусса-Жордана приводиться до вигляду:

$$\begin{array}{cccccc|c}
1 & 0 & a'_{1,m+1} & a'_{1,m+2} & a'_{1,m+3} & \dots & a'_{1n} & b'_1 \\
0 & 0 & a'_{2,m+1} & a'_{2,m+2} & a'_{2,m+3} & \dots & a'_{2n} & b'_2 \\
\dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
0 & 1 & a'_{mm+1} & c'_{mm+2} & c'_{mm+3} & \dots & a'_{mn} & b'_m \\
\hline
0 & 0 & c'_{m+1} & c'_{m+2} & c'_{m+3} & \dots & c'_n & b'_{n+1}
\end{array} \quad (1.11)$$

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

1. Факторами, тобто змінними x_1 , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;

2. Вільними членами у системі (1.10) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;

3. Коефіцієнти a_{ij} системи (1.10) – для ЕМ – це коефіцієнти І-ої матриці сполучень. У нашому випадку коефіцієнти a_{ij} можуть набувати лише трьох значень: +1, -1 та 0;

4. Коефіцієнти c_i системи (1.10) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими затратами для транспортування потужності лініями, а по суті це коефіцієнт b'_i з функції мети;

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

Скориставшись у Microsoft office Excel надстройкою «Пошук рішень» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рис. 1.4.

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

Було отримано розрахунок з найменшим значенням витрат (рис. 1.4).

У таблиці на рис. 1.3 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 1.8.

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		8-603	9-601	11-601	12-601	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	601	0	1	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,67	-14,48
	602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	4,50	-7,45
	603	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	13,38	13,38
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		1061,9	667,1	637,2	242,8	428,3	594,7	764,6	764,6	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		17769,756
Потужності ЛЕП		0	9,742085	0	25,35037	11,94191	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		0,000	5992,574	0,000	5992,574	4582,557	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		16567,705
Змінні складові витрат		0,000	154,503	0,000	1046,171	177,532	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1378,206
Дисконтовані витрати, тис. грн																	17945,911

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

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		8-603	9-601	11-601	12-601	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	601	0	1	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,67	0,00
	602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	4,50	0,00
	603	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	13,38	0,00
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		968,8	631,0	807,4	277,7	398,6	1049,6	1211,1	1211,1	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		18411,934
Потужності ЛЕП		13,3808	0	0	13,16671	4,495949	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		4230,052	0,000	0,000	5992,574	4582,557	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		14805,183
Змінні складові витрат		205,746	0,000	0,000	282,220	25,164	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		513,129
Дисконтовані витрати, тис. грн																	15318,312

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

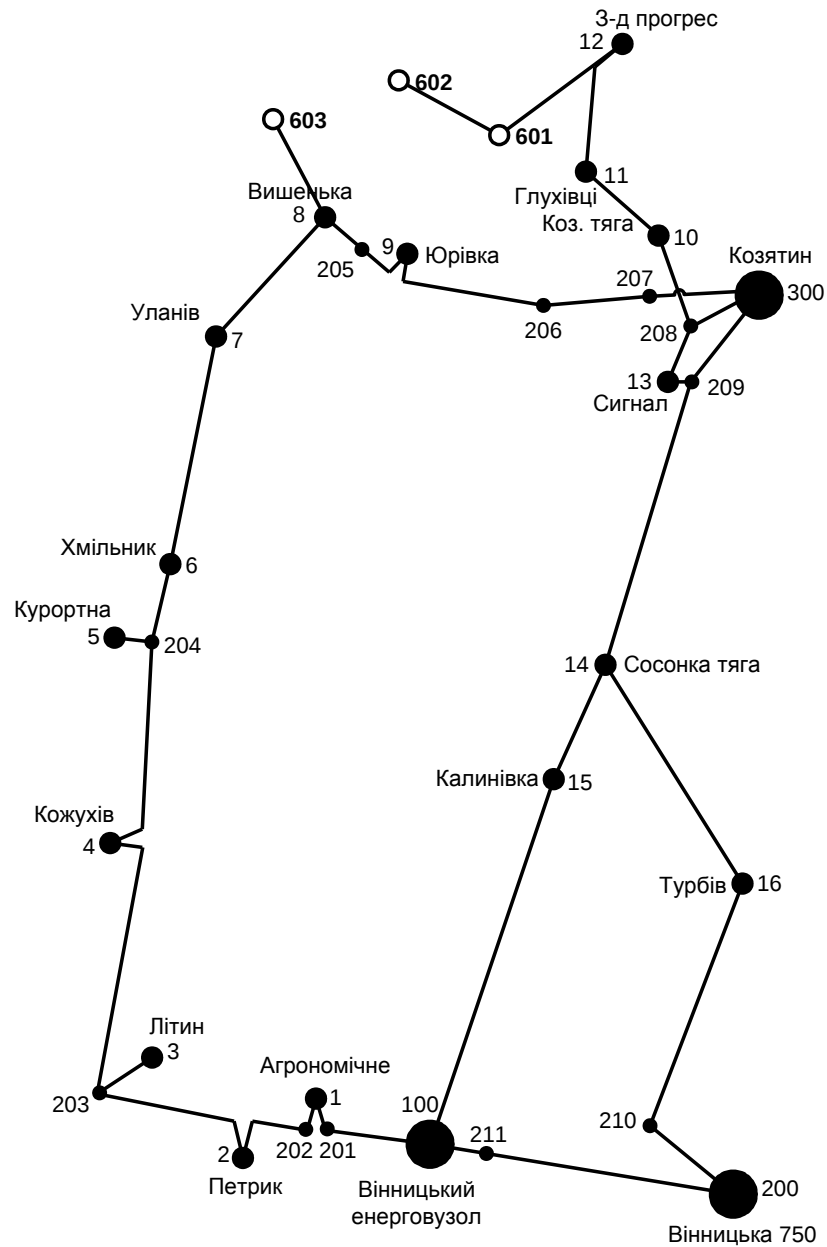


Рисунок 1.5 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку симплекс-методом

Проте, дана схема рис. 1.5 згідно до ПУЕ [9] не надає новим споживачам заданий рівень надійності електропостачання, що відповідає заданій категорії тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткові ЛЕП між вузлами 602-603 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох

незалежних джерел живлення.

Отримана конфігурація мережі (рис. 1.6) дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 602-603 довжиною 10,5 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

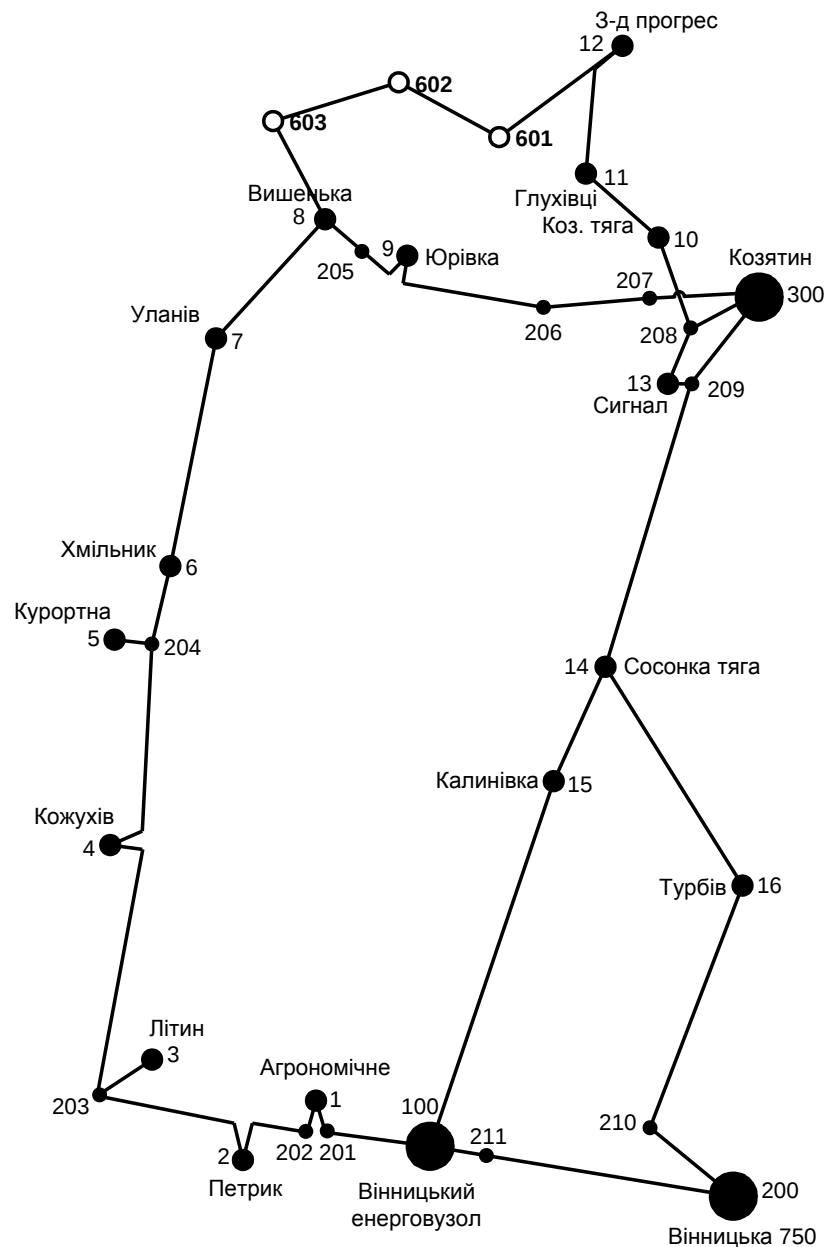


Рисунок 1.6 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

1.5 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі медотодом динамічного програмування

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку електричних мереж, поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування – метод нелінійного програмування. Він дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на низку послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

1.5.1 Вибір оптимальної схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться протягом двох років (вузли 601, 602, 603). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 6 та 206 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (1.12)$$

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, років.

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_{д} + E. \quad (1.13)$$

Для розв'язування необхідних задач (1.12) 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 $(i+1)$ -му році були мінімальні:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min . \quad (1.14)$$

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 (1.14).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (1.12), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i . \quad (1.15)$$

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

Перший крок. За два роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 601, 602, 603. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше, ніж 35 км ліній, то очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного або двох споживачів, а під час другого року – до третього, і на другому році завершити будівництво.

Варіант №1

Перший рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 12-601, 601-602 та 602-603. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{12-601} + \Delta L_{601-602} + \Delta L_{602-603} = 11,9 + 9,1 + 10,5 = 31,5 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (1.15) 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. 1.7.

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 603-8. Результати розрахунків подано в табл. 1.8.

Таблиця 1.7 – Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Bi	Bi, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	12-601	11,9	13,2	31,5	21160,36	55740,24	46450,2	46450,2
		601-602	9,1	4,5		16055,33			
		602-603	10,5	4,4		18524,55			
	2	12-601	11,9	13,2	29,4	21160,36	52156,44	43463,7	43463,7
		601-602	9,1	4,5		16055,33			
		603-8	8,4	13,4		14940,75			
	3	12-601	11,9	13,2	30,8	21160,36	54625,65	45521,38	45521,38
		602-603	10,5	4,4		18524,55			
		603-8	8,4	13,4		14940,75			
	4	601-602	9,1	4,5	28	16055,33	49520,63	41267,19	41267,19
		602-603	10,5	4,4		18524,55			
		603-8	8,4	13,4		14940,75			

Таблиця 1.8 – Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Bi	Bi, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	603-8	8,4	13,4	8,4	14940,75	14940,75	10375,52	56825,72
	21	602-603	10,5	4,4	10,5	18524,55	18524,55	12864,27	56327,97
	31	601-602	9,1	4,5	9,1	16055,33	16055,33	11149,54	56670,92
	41	12-601	11,9	13,2	11,9	21160,36	21160,36	14694,7	55961,88

1.5.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

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

По B_{Σ} з табл. 1.8 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 41. Після уточнення потокорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 41 приєднання підстанцій 601, 602, 603 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 1.9.

Приведена схема (рис. 1.7) задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії надійності, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній.

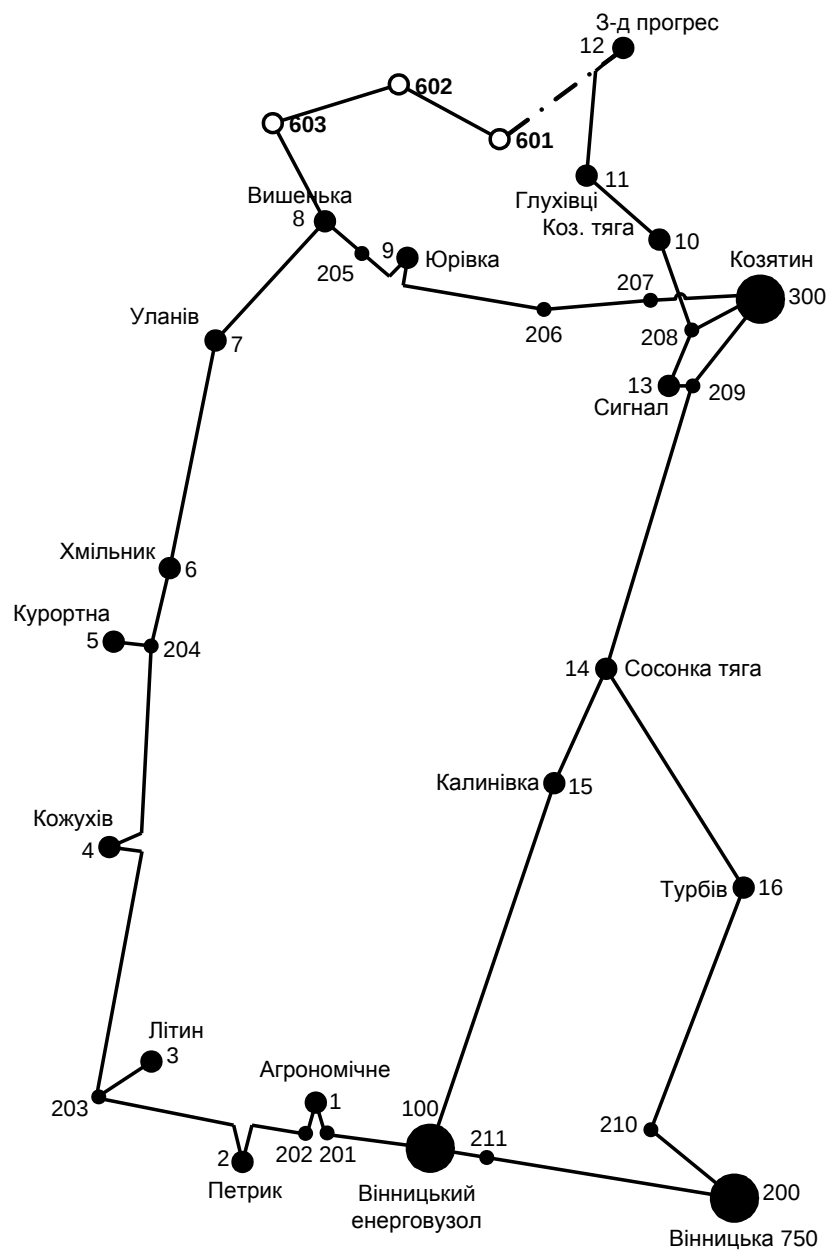


Рисунок 1.7 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

1.5.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} ; \quad (1.16)$$

$$I_{\text{розр}12-601} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5.092}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 28.06 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}603-8} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2.688}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 14.813 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}601-602} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6.535}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 36.016 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}602-603} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11.161}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 61.51 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

По приведеній в [6] 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 12-601;

2й – розрив лінії 603-8;

3й – розрив лінії 12-601 та відсутня генерація на СЕС (603);

4й – розрив лінії 603-8 та відсутня генерація на СЕС (603);

5й – розрив лінії 601-602;

6й – розрив лінії 602-603.

Отримані результати представлені у таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{па1},$ А	$I_{па2},$ А	$I_{па3},$ А	$I_{па4},$ А	$I_{па5},$ А	$I_{па6},$ А	$I_{па},$ А max	$I_{па}$ доп.	$I_{роз},$ А	Марка проводу
12-601	0	33.8	0	80.2	53.9	80.9	81.2	390	106.9	АС-120/19
603-8	34.3	0	80.7	0	49.7	73.6			72.3	АС-120/19
601-602	53.9	49.7	54.1	26.5	0	27.2			63.3	АС-120/19
602-603	81.1	73.6	81.2	0.9	27.2	0			59.5	АС-120/19

Згідно ПУЕ [9] 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.

1.6 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу

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 максимум загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше п'яти 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 потужності трансформаторів здійснюється за виразом [12]:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot k_1}, \quad (1.17)$$

де n_m – кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

k_1 - коефіцієнт завантаження, який приймаємо згідно ДСТУ 60 - 80%.

Для 601 вузла згідно (1.17) маємо:

$$S_T \geq \frac{8,1}{2 \cdot 0,7 \cdot 0,88} = 6,575 \text{ МВА}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 10 МВА.

Також при виборі трансформаторів необхідно перевірити їх коефіцієнт запасу.

Коефіцієнт запасу розраховується за формулою:

$$k_{\text{за}} = \frac{S_{\text{нав}}}{S_{\text{ТНОМ}} \cdot (n_m - 1)} \leq 1,4, \quad (1.18)$$

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

Для вузла 601 цей коефіцієнт буде рівний:

$$k_{3па1} = \frac{7,471}{10 \cdot (2-1)} = 0,747 \leq 1,4;$$

$$k_{3па2} = \frac{4,667}{6,3 \cdot (2-1)} = 0,741 \leq 1,4;$$

$$k_{3па3} = \frac{12,5}{10 \cdot (2-1)} = 1,25 \leq 1,4.$$

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 1.10.

У вузлах 602 та 603 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 1.10 – Параметри трансформаторів у вузлах

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

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження менше 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. 1.10.

1.7 Вибір схем розподільних установок підстанцій

Коли обирають схеми електричної підстанції необхідно враховувати число приєднань з урахуванням їх призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ЛЕП і трансформаторів).

З огляду на функції підстанцій в електричній мережі схема електричних з'єднань 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;

- враховувати поетапний розвиток підстанції, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку підстанції та її головної схеми необхідно виходячи з найпростішого та найбільш економічного розвитку підстанції без суттєвих робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

Для підстанцій нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ слід передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в ПУЕ табл. 4.2.10-4.2.13 [9]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування підстанцій, потрібно виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних

підстанцій» [10]. Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

1.7.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 601, 602 та 603 установлюється по два трансформатори, а кількість ліній електропередачі, які підходять до підстанції дорівнює двом, для цих вузлів запропонована схема «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис. 1.8) [9, 11, 12].

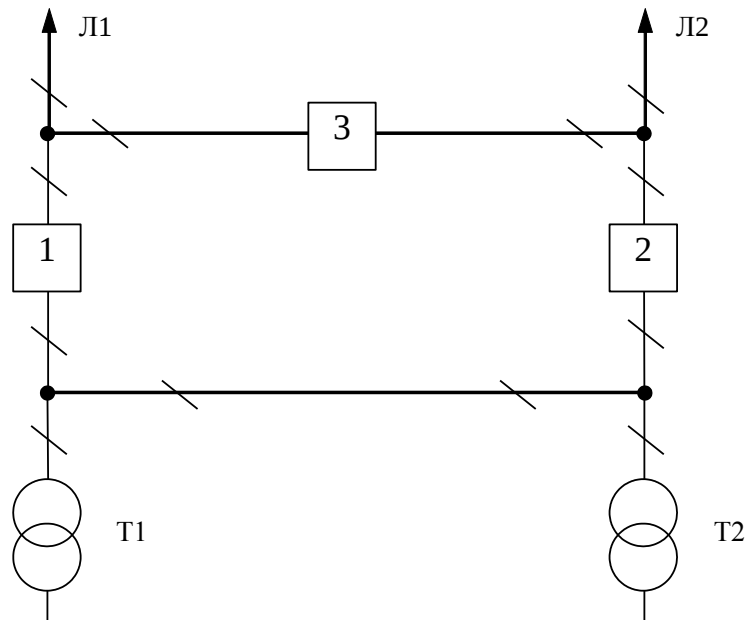


Рисунок 1.8 – Схема розподільчого пристрою вузлів 601, 602 та 603

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

1.7.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС Вишенька (вузол 8). Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на

відгалужувальну. Для розподільної установки 110 кВ відгалуджувальної підстанції Вишенька (вузол 8) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми: розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі навантаження, варіант схеми – «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» (рис. 1.9).

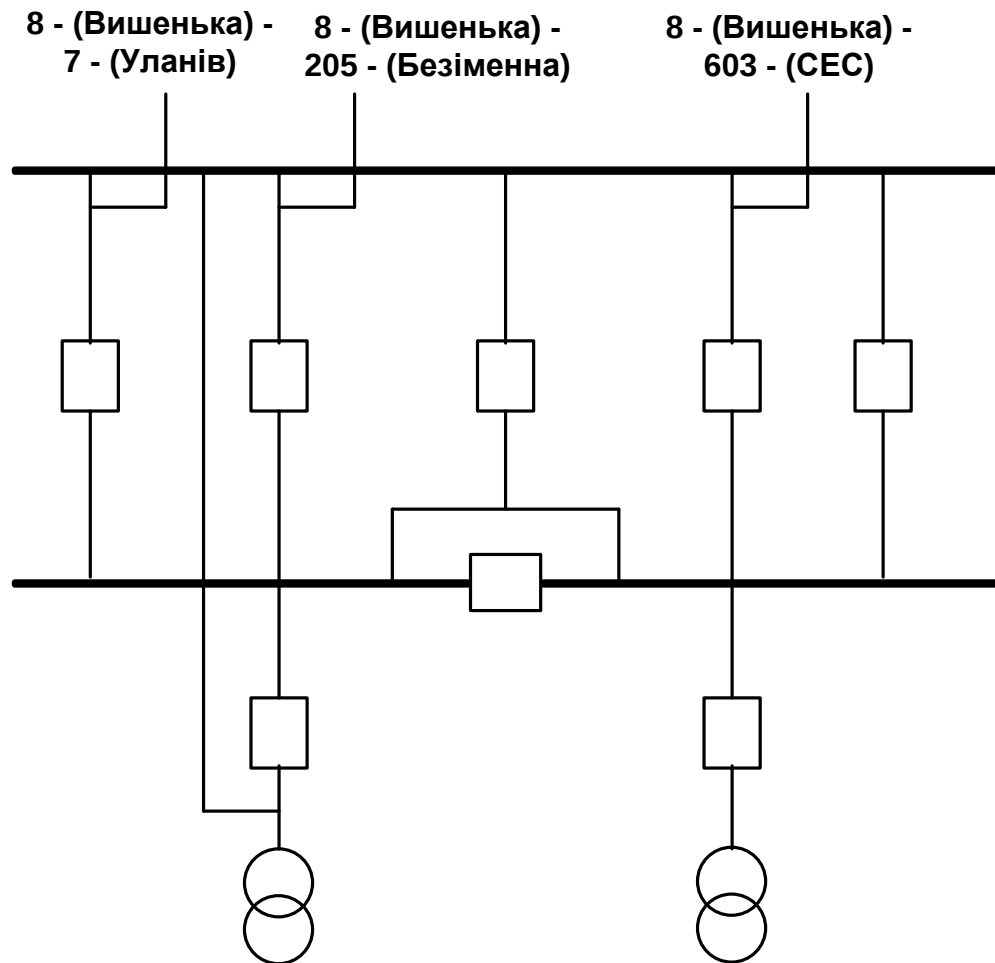


Рисунок 1.9 – Схема вузлової підстанції (вузол 8) – одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Кожухів (вузол 4), що є місцем з'єднання проводів АС-185 ліній «З-д Прогрес - Глухівці» (див. нормальну схему), 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 «З-д Прогрес – Глухівці» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-1» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

1.7.3 Оцінювання надійності схеми вузлової підстанції

Розрахунок надійності схем розподільних установок (РУ) полягає у розрахунку математичного очікування кількості відключень елементів (ліній електропередачі, трансформаторів, генераторів), що комутуються в розподільній установці, та розділення РУ на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РУ через відмови вимикачів РУ, а також самих комутуючих елементів у нормальному та ремонтному режимах РУ.

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву таблично-логічного методу В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РУ та елементів, що комутуються в РУ, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_P (год.) [14].

В даному випадку представлено розрахунок надійності для схеми прохідної підстанції (вузол 603) (рис. 1.9).

Розрахунок ведеться по формі табл. 1.11, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РУ – K_j .

В даному випадку: знаходяться як

$$K_j = K_{\Pi} = 3 \cdot 10^{-4} \text{ (в.о.)} \quad (1.19)$$

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (1.20)$$

де n – кількість вимикачів в РУ.

Для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0 = 1 - 4 \cdot 3 \cdot 10^{-4} = 0,9988.$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елементу у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад: $\omega_{1,2} = 0.016 \cdot 3 \cdot 10^{-4} = 4,8 \cdot 10^{-6}$ 1/рік.

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

$$T_{B2;П1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{П1}), \quad (1.21)$$

де $T_{П1} = 23$ год;

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

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Зб = y_0 \cdot T_{нб} \cdot P_{нб} \cdot K_B, \quad (1.22)$$

де y_0 – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам ($y_0 = 495$ грн./кВт·год.);

$T_{нб}$ – час максимальних навантажень ($T_{нб} = 5400$ год).

Відповідно до (1.22) збитки від перерви електропостачання для схеми вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$Зб = 495 \cdot 5200 \cdot 18,75 \cdot 0,0171 = 753,159 \text{ (тис. грн.)}.$$

Таблиця 1.11 – Показники надійності елементів схеми РУ вузлової підстанції

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_r та ремонтуємі вимикамчі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	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 1.12 – 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

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів є незначним. Схема забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

1.8 Оцінювання балансу потужностей для схеми розвитку на шинах джерела живлення

Електроенергетична система є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, тому джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f = f_{\text{ном}}$ для вузлів 601, 602, 603 записуємо так:

$$P_{\Gamma} = K_0 \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}, \quad (1.23)$$

де P_{Γ} – сумарна активна потужність, на шинах постачальних підстанцій;

$\sum_{i=1}^K P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{Hi}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах

(приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають

5% від $\sum_{i=1}^K P_{Hi}$);

$K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

де P_Γ – активна потужність на шинах постачальної підстанції;

$\sum P_{Hi}$ – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum P_{Hi}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{Hi}$;

$K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

$$P_\Gamma = 0,9 \cdot 12,3 + 0,05 \cdot 12,3 = 11,685 \text{ (МВт)}.$$

Повна потужність генерування:

$$S_\Gamma = \frac{P_\Gamma}{\cos \varphi_\Gamma}, \quad (1.24)$$

де $\cos \varphi_\Gamma = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячої підстанції виходячи з економічності експлуатації.

$$S_\Gamma = \frac{11,685}{0,95} = 12,3 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_\Gamma = \sqrt{S_\Gamma^2 - P_\Gamma^2}; \quad (1.25)$$

$$Q_\Gamma = \sqrt{12,3^2 - 11,685^2} = 3,973 \text{ (МВАр)}.$$

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому, визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням

коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень, який орієнтовно дорівнює 0,95.

$$Q_{СП} = \sum_{i=1}^K Q_{hi}; \quad (1.26)$$

$$Q_{СП} = 6,08 \text{ (МВАр)}.$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot Q_{СП}; \quad (1.27)$$

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot 6,08 = 0,608 \text{ (МВАр)}.$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

$$Q_{ЛЕП} = \sum_{i=1}^k U^2 \cdot (b_0 \cdot l_{ЛЕП}). \quad (1.28)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 12-601.

$$Q_{ЛЕП12-601} = 106,54^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 11,9) = 0,385 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{ЛЕП} = 0,385 + 0,293 + 0,272 + 0,339 = 1,289 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{КП i} = Q_{СП} + \Delta Q_{ЛЕП,ТР} - Q_{Г} - Q_{ЛЕП}; \quad (1.29)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{КП i} = 6,08 + 0,608 - 3,973 - 1,289 = 1,236 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 6,08 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 1,236 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ на 1350 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 601.

1.9 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі після розвитку

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати «RVM-High». 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.

Після введення інформації у програмі для всіх вузлів та віток електричної мережі був отриманий файл вхідних даних. Інформація про вузли з файла вхідних даних представлена в додатку В.

1.9.1 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 В 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 Д.

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

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

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 2,324 МВт або 1,4% від потужності генерації.

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

1.9.2 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.

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів.

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

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 1.13).

Таблиця 1.13– Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	101,07	95,80	106,32
602	101,14	95,86	106,38
603	101,35	96,08	106,58

Таблиця 1.14 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	7,87	6,63	9,27
602	8,47	7,44	8,71
603	7,79	6,49	9,01

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

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

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T}, \quad (1.30)$$

де $\Delta U'_T$ – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_T = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_T + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_T}{U_{\text{ВН}}}, \quad (1.31)$$

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

$P_{\text{Н}}, Q_{\text{Н}}$ – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{\text{ННб}}$ (приймаємо $U_{\text{ННб}}$ рівним 10,5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{\text{Тб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}}. \quad (1.32)$$

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

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 11 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1,78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9. \quad (1.33)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (1.33) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЕОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

За формулою (1.31) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{Т601} = \frac{((8,67) \cdot (7,95/2)) + ((4,68) \cdot (139/2))}{106,32} = 3,383 \text{ кВ.}$$

За (1.32) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т601б} = \frac{106,32 + 3,383}{10,5} = 10,448$$

Ближчий за табл. 1.15 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{Т601д} = 10,448$, що відповідає дев'ятій анцапфі.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за (1.30).

$$U_{НН701д} = \frac{106,32 + 3,383}{10,448} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 1.15 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформации	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
601	3,383	10,448	10,5	9	10,455	0,09
602	2,569	10,376	10,5	9	10,455	0,096
603	0,5	10,198	10,5	10	10,298	0,093

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 601, 602, 603 (додаток Ж). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

2 РОЗРАХУНОК РЕНТАБЕЛЬНОСТІ ТА АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОЕКТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Вище було обрано оптимальний варіант розвитку електричної мережі 110 кВ, обрано головні схеми вузлової та споживальних підстанцій, обрано основне обладнання підстанцій та електричних мереж, проведено аналіз характерних режимів та оцінювання працездатності ЕМ, розроблено заходи щодо забезпечення якості напруги. Таким чином накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

На сьогодні для оцінювання економічної ефективності проекту в енергетичній галузі застосовують показник рентабельності капіталовкладень, який з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років може бути обчислено за виразом:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_t / (1 + E) + \Delta\Pi_{t+1} / (1 + E)^{t+1}}{K_t / (1 + E) + K_{t+1} / (1 + E)^{t+1}}, \quad (2.1)$$

де t – розрахунковий період, після якого капіталовкладення не здійснюються, а прибуток не змінюється;

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

$E = E_{ан} = 0,2$ – коефіцієнт неодноразовості капіталовкладень, що визначається, як відсоткова ставка Національного банку за довготривалими кредитами (у відносних одиницях);

$\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = \Pi_T \gamma W_t - B_t, \quad (2.2)$$

де Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі

(без прибутку з обороту), $\Pi_T = 2,65$ грн/ кВт·год;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0,12$ [10]);

W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, тис. кВт·год;

B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0,033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (2.3)$$

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.;

c – вартість 1 кВт·год втраченої потужності, $c = 2,65$ грн./кВт·год;

ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (2.4)$$

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

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

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

τ – час максимальних втрат (згідно завдання $\tau = 2662$ год);

ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (2.5)$$

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

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

Капітальні витрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою:

$$K_{\Pi} = K_T + (K_B + K_{BPU}) + K_{\text{ПОСТ}}, \quad (2.6)$$

де K_T – витрати, які враховують вартість трансформаторів, тис.грн.;

K_B , K_{BPU} – відповідно, витрати, які враховують вартість вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв, тис.грн.;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постійна частина витрат, тис.грн..

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: 601 - 602, 602 – 603 та 603 – Вишенька (вузол 8);
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 601, 602 та 603;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Вишенька (вузол 8).

На другому році:

- будівництво лінії електропередачі: 12-601;
- спорудження відгалуджувальної опори в ПЛ «З-д Прогрес - Глухівці».

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 151661,112 тис. грн. Розрахунок наведений у табл. 2.1 – 2.4.

Таблиця 2.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 601) [13]

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потуж- ністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0

Таблиця 2.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 602) [13]

Ч.ч. згідн о з таб- лице ю 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель - ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект - ні роботи	Експер - тиза проект у	Загальна кошторис - на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,39 4	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	5490,52 4	229,936	159,80 0	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,41 8	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,10 2	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			665,909	13145,1 82	594,118	375,03 2	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1,	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор-	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8

	матора з вакуумним вимикачем								
4.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1	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
5.2	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
5.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.4	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
5.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

	кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	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
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1

	вимикачем								
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього 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
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

	кВ (одна панель на два вводи)								
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,715	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 2.4 – Вартість будівництва підстанції «З-д Прогрес - Глухівці»
(вузол 12) [13]

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0

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

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ «З-д Прогрес - Глухівці» (вузол 12) [13]

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	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
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100
Загальна кошторисна вартість			586,23						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 586,23 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою [15]:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (2.7)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 28 = 32\,405,343 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 11,9 = 13\,772,271 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K_1 = 151\,661,112 + 32\,405,343 = 184\,066,455 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 586,23 + 13\,772,271 = 14\,358,501 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (2.8)$$

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис.грн.

$\Delta W_{\text{т}}$ – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}; \quad (2.9)$$

$\Delta W_{\text{тЛ}}$, $\Delta W_{\text{тП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.:

$$B_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100; \quad (2.10)$$

де $P_{\text{Л}}\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування повітряних ліній;

$B_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн.:

$$B_{\text{П}} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}}\%)/100; \quad (2.11)$$

де $P_{\text{П}}\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуго-

вування електротехнічного устаткування підстанцій.

Таким чином у відповідності з формулами, що подані вище маємо:

$$B_{Л1} = (32\,405,343 \cdot 0,3)/100 = 97,216 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л2} = (13\,772,271 \cdot 0,3)/100 = 41,317 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (151\,661,112 \cdot 3)/100 = 4549,833 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (586,23 \cdot 3)/100 = 17,587 \text{ (тис.грн.)}.$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток И), зміна втрат електроенергії по роках подання в табл 2.6.

Таблиця 2.6 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 601-602, 602-603, 603-8 П/ст: 601, 602, 603	+190	-	2,52
2	ЛЕП: 12-601	+80	-	2,41

Річні видатки було розраховано за (2.8).

$$B_1 = 97,216 + 4549,833 + 2,52 \cdot 1,65 = 4651,207 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 41,317 + 17,587 + 2,41 \cdot 1,65 = 62,88 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$W_1 = 22,3 \cdot 5400 = 120420 \text{ МВт·год};$$

$$W_2 = 13,2 \cdot 5400 = 71380 \text{ МВт·год}.$$

У відповідності з (2.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 120420 - 4651,207 = 19191,953 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 71280 - 62,88 = 14050,56 \text{ тис.грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається за (2.1):

$$E'_a = 0,158.$$

Термін окупності проекту може бути визначений так:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,158 = 6,3 \text{ років.}$$

Основні техніко економічні показники отриманої електричної мережі наведені в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	35,5
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	191700
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	198424,955
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	6,3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,41
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,29
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	604,68
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	7,81

Отже, виходячи з отриманих результатів щодо проектування розвитку розподільних електричних мереж 110 кВ АТ «Вінницяобленерго» можна зробити висновок про достатню ефективність проектних рішень, оскільки термін окупності відповідає типовим значенням для проектів реконструкції та розвитку електромереж даних класів напруги. Зменшення терміну окупності можливе за рахунок відповідного підвищення тарифів енергоринку.

3 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

3.1 Основне обладнання розподільних установок

Розподільною установкою (РУ) підстанцій електромереж називають комплекс споруд і обладнання, який призначений для приймання та розподілення електроенергії.

Основним обладнанням РУ є комутаційні апарати (елегазові, масляні, вакуумні, повітряні, електромагнітні вимикачі, вимикачі навантаження та відокремлювані та роз'єднувачі), вимірювальні трансформатори струму та напруги, реактори, високочастотні загороджувачі, збірні й з'єднувальні шини, засоби для обмеження перенапруг (розрядники та обмежувачі перенапруг), конденсатори, ізолятори тощо. РУ бувають відкритими й закритими [9].

До обладнання й приміщень розподільних установок висувають такі вимоги [4]:

- обладнання РУ за своїми паспортними даними повинно задовольняти умовам роботи в нормальному режимі та при КЗ. Апарати і шини повинні бути термічно і динамічно стійкими;
- ізоляція обладнання має витримувати можливі перевищення напруги під час атмосферних і внутрішніх перенапруг;
- приміщення розподільних установок повинні бути безпечні і зручні при обслуговуванні обладнання персоналом в усіх режимах роботи, а також під час ремонтів;
- все обладнання повинно надійно працювати за допустимих перевантажень;
- приміщення розподільних установок повинні мати захисні засоби і засоби гасіння пожежі;
- всі приміщення розподільних установок повинні мати робоче і аварійне освітлення;
- в закритих РУ температура і вологість мають бути такими, щоб не

зволожувалась ізоляція. Температура в ЗРУ не вище 40 °С; вентиляція приміщень повинна бути ефективною.

Під час експлуатації та обслуговування розподільних установок виконують такі завдання:

- забезпечення відповідності режимів роботи РУ і окремих кіл технічним характеристикам встановленого обладнання;
- забезпечення нагляду і обслуговування обладнання і приміщень РУ, а також усунення несправностей якнайшвидше;
- підтримання схеми РУ, станції, підстанції, яка б забезпечувала надійну роботу обладнання і селективну роботу пристроїв РЗіА;
- своєчасне виконання випробувань і ремонту обладнання;
- дотримання встановленого порядку і послідовності виконання перемикань в РУ.

3.2 Огляди та нагляди за обладнанням розподільних установок

Коли з часом в процесі експлуатації навантаження споживачів зростає, пропускна здатність раніше встановленого обладнання часто стає недостатньою. Потрібно виконувати перевірку відповідності параметрів обладнання змінившимся умовам роботи в енергосистемах. У разі виявлення невідповідностей проводиться модернізація обладнання або його заміна, а також секціонування електричної мережі; вводяться в роботу автоматичні пристрої ділення мереж для обмеження струмів КЗ тощо.

Нагляд за роботою обладнання виконується при зовнішніх оглядах РУ черговим і експлуатаційним персоналом [4].

Керівник експлуатації РУ зобов'язаний організувати поточний нагляд за роботою установки, який полягає в систематичних оглядах, усуненні знайдених несправностей і в догляді за обладнанням.

Під час оглядів виявляють несправності та відхилення від умов нормальної роботи, такі як: забруднення ізоляції, перевантаження обладнання, від-

хилення рівнів масла в апаратах і трансформаторах від нормального, підвищення вібрації, нагрівання з'єднань або елементів обладнання, відхилення в тисках повітря в повітряному господарстві в повітряних вимикачах, порушення пожежної безпеки, несправності в огорожах безпеки, в засобах захисту, в замках зовнішніх і внутрішніх дверей, в системах аварійного відведення масла. Одночасно перевіряється стан опалення, вентиляції, температура і вологість повітря тощо.

Згідно нормативних документів [4, 16] огляди розподільних установок проводяться з такою періодичністю:

- на об'єктах з постійним чергуванням персоналу – не рідше одного разу на добу і не рідше 1 разу на місяць в темний час доби для виявлення розрядів і коронирования;

- на об'єктах без постійного чергування персоналу – не рідше одного разу на місяць.

Додаткові огляди проводяться при несприятливій погоді (туман, сильний мокрий сніг, ожеледь).

Об'єкти в зонах інтенсивного забруднення також оглядатися додатково.

Під час оглядів розподільних установок перевіряють:

- рівень масла, його температуру і відсутність течії в маслоснаповненому обладнанні; стан контактних з'єднань ошиновки;
- відповідність показників положення комутаційних апаратів їх дійсному стану;
- стан ізоляції (забрудненість, наявність тріщин, сколів, слідів випадання роси);
- дію пристроїв підігріву обладнання в холодну пору року;
- стан відкрито прокладених провідників заземлюючого пристрою;
- наявність засобів пожежогасіння, переносних заземлень та інших захисних засобів, медичної аптечки першої допомоги.

В закритих розподільних установках додатково перевіряють: стан приміщення, опалення, вентиляції, освітлення, стан покрівлі або міжповерхових

перекриттів, наявність і справність дверей і замків.

В елегазових РУ додатково перевіряють вологість і тиск елегазу в обладнанні, концентрацію елегазу в приміщенні закритих розподільчих установок.

Відсутність належного обслуговування та усунення виявлених дефектів може призвести до серйозних проблем і аварій. Зокрема, забруднення поверхні ізоляторів устаткування розподільних установок становить потенційну небезпеку, особливо в умовах мряки, туману або роси. Такі умови можуть призвести до провідності забрудненого шару, що сприяє виникненню розрядів на поверхні ізоляторів і може призвести до їхнього перекриття. Тому важливо своєчасно очищати ізоляцію та обробляти ізолятори гідрофобними пастами з водовідштовхувальними властивостями.

Також необхідно регулярно змащувати всі тертьові частини механізмів комутаційних апаратів та їх приводів, використовуючи змащення, які ефективно працюють при низьких температурах. Пристрої електропідігріву приводів комутаційних апаратів, шаф управління, релейного захисту та автоматики також мають працювати в автоматичному режимі включення і відключення, забезпечуючи надійну роботу обладнання в різних умовах.

Під час експлуатації розподільних установок виконують такі загальні для всього обладнання *профілактичні вимірювання та випробування*:

1. Вимірювання опору основної ізоляції обладнання (ізоляції первинних кіл) мегаомметром на 2500 В; це опір повинен бути не менше значень, наведених у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Допустимі значення опору ізоляції [4]

Опір ізоляції, МОм, за номінальної напруги, кВ		
До 10	20...150	220
300	1000	3000

2. Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл мегаомметром на 1000 В.

Цей вимірний опір повинен бути не менше 1 МОм;

3. Випробування основної ізоляції обладнання підвищеною напругою протягом 1 хв. Величини випробувальних напруг наведені в табл. 3.2.

4. Випробування ізоляції вторинних ланцюгів проводиться напругою 1 кВ протягом однієї хвилини.

5. Тепловізійний контроль обладнання розподільчих установок.

Ремонт обладнання РУ здійснюється в міру необхідності з урахуванням результатів оглядів та профілактичних випробувань.

Таблиця 3.2 – Величини випробувальних напруг при вимірюванні ізоляції підвищеною напругою [4]

$U_{ном}$ РУ, кВ	до 1	3	6	10	20	35
$U_{випр}$ для фарфорової ізоляції, кВ	1	24	32	42	65	95
$U_{випр}$ для органічної ізоляції, кВ	1	21,6	28,8	37,7	58,5	85,5

3.3 Експлуатація комутаційних апаратів та роз'єднувачів

Огляди комутаційних апаратів повинні проводитися регулярно, зокрема, при оглядах розподільних установок та позачергових оглядах вимикачів після відключення струму короткого замикання [4]. Під час оглядів звертається на:

- нагрів і стан зовнішніх контактних з'єднань;
- кріплення вимикача та приводу;
- стан і ступінь забруднення ізоляції;
- справність кола заземлення.

У масляних вимикачах також контролюються рівень масла, відсутність його витоків, температура та ступінь забрудненості масла. У багатооб'ємних (бакових) масляних вимикачах важливо, щоб бак заливався маслом не

повністю, щоб під кришкою залишалася повітряна подушка, яка демпфує різке підвищення тиску газів, що виділяються в процесі гасіння дуги.

Зниження температури може вплинути на в'язкість масла, що може вплинути на тимчасові характеристики вимикача. Тому при зниженні температури навколишнього середовища нижче -25°C пристрої електропідігріву масляних вимикачів повинні автоматично включатися.

Забруднення та зволоження масла може призвести до зниження його електричної міцності. Після виконання вимикачами гранично припустимого числа комутацій струмів короткого замикання, масло підлягає заміні.

Ремонт масляних вимикачів в основному полягає в регулярному технічному обслуговуванні та, за необхідності, заміні непридатних деталей на нові.

Технічне обслуговування масляних вимикачів.

Під час експлуатації високовольтні вимикачі піддаються періодичним плановим оглядам. Після аварії або тривалого перебування в відключеному стані проводяться позапланові огляди згідно з Правилами технічної експлуатації [4], Правилами безпечної експлуатації електроустановок [16] і заводськими інструкціями.

Планові огляди проводяться періодично під час експлуатації вимикачів. Вони включають перевірку рівня масла, відсутність викиду масла, течії масла, надмірного перегріву, стан зовнішніх контактних з'єднань, ізоляції та заземлення, запиленість, забрудненість, наявність тріщин на ізоляторах і конструкціях вимикач

Поточний ремонт включає у себе очищення вимикача від пилу, протирання порцелянових ізоляторів та ізоляційних деталей, змащування мастилом поверхонь, перевірку наявності масла в масляних буферах і циліндрах (полюсах), а також доливання або заміну масла, якщо це потрібно

Капітальний ремонт включає від'єднання вимикача від шин і приводу, зливання масла, розбирання вимикача, огляд і ремонт приводного механізму, порцелянових опорних, прохідних ізоляторів тяги, внутрібакової ізоляції,

дугогасильної камери, нерухомого розеточного і рухомого контактів, ізоляційних циліндрів, мастиловказівника, прокладок та інших деталей.

Крім того, у повітряних вимикачів контролюються витоки і тиск стисненого повітря, а у елегазових вимикачів – витік, тиск і вологість елегаза.

Варто відзначити, що масляні та повітряні вимикачі характеризуються низькою надійністю, обмеженим комутаційним ресурсом, пожежонебезпекою (у масляних вимикачів), високою трудомісткістю ремонту та обслуговуванням. Тому на сьогоднішній день при будівництві нових та реконструкції існуючих об'єктів встановлюються елегазові та вакуумні вимикачі, які володіють більш високими технічними характеристиками

Профілактичні вимірювання та випробування силових вимикачів регламентуються зазначеними документами [19], які включають такі етапи:

1. Вимірювання опору постійному струму контактної системи вимикача з перевіркою відповідності величини цього опору даним підприємства-виробника;

2. Перевірка спрацьовування приводу. Проводиться при зниженій напрузі, щоб переконатися, що привід вимикача працює правильно. Мінімальна напруга спрацьовування електромагнітів керування повинна бути не менше $0,65U_{\text{ном}}$ ($0,7 U_{\text{ном}}$) при змінному (постійному) струмі

3. Вимірювання швидкісних характеристик вимикача. Проводиться для перевірки часу включення і відключення вимикача. Ці дані порівнюються з вказаними даними підприємства-виробника, щоб впевнитися, що вимикач працює в межах встановлених параметрів підприємства-виробника;

4. Опробування в циклах О-В і О-В-О вимикачів, призначених для роботи в циклі АПВ.

Під час оглядів роз'єднувачів звертають на стан контактів та ізоляції. Ослаблення контактного тиску, окислення та забруднення можуть призвести до збільшення перехідного опору та нагрівання контактів. Якщо на контактах є сліди оплавлення або інші дефекти, їх зачищають та змащують.

При включенні роз'єднувачів важливо, щоб не було удару одного контакту об інший. Полюси роз'єднувача повинні замикатися і розмикатися одночасно. Перевірка виконується повільним включенням роз'єднувача до моменту зіткнення контактів одного з полюсів. Після цього вимірюються зазори між контактами інших полюсів, які не повинні перевищувати 3 мм. Наявність зазначених недоліків усувається спеціальними регулюваннями під час обслуговування роз'єднувачів.

Ізоляція роз'єднувачів також потребує уваги, оскільки вона працює у важких умовах. Забруднення поверхні ізоляторів може збільшити ризик їх перекриття, особливо в сиру погоду. При виявленні тріщин і сколів на ізоляторах апарат слід вивести в ремонт.

Вимірювання та випробування роз'єднувачів включають в себе наступні види робіт:

1. Вимірювання опору постійному струму контактної системи роз'єднувачів; омичні опори контактів для всіх класів напруги не повинні перевищувати значень, наведених в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Омичні опори контактів роз'єднувачів

Номинальний струм, А	600	1000	1500... 2000
Опір, мкОм	175	120	50
Зусилля, Н	-200	-400	-400

2. Вимірювання зусилля витягування одного контакту з іншого; цим виміром перевіряється контактний тиск; вимірювання проводяться за відсутності на контактах змащення; зусилля витягування повинно відповідати нормам, зазначеним у табл. 3.3.

3. Перевірка роботи багаторазовим включенням і відключенням за номінальної напруги на виводах електромагнітів управління і електродвигунів приводів;

4. Перевірка роботи механічних блокувань, які не повинні дозволяти: оперування головними ножами роз'єднувача при включених

заземлюючих ножах;

оперування заземлювальними ножами при включених головних ножах.

5. У короткозамикачів визначається час включення, у відділювачів - час відключення. Ці тимчасові характеристики повинні відповідати нормам заводу-виготовлювача.

3.4 Експлуатація шин розподільних установок

Під час оглядів шин розподільних установок візуально оцінюється стан ізоляторів – відсутність тріщин, сколів, ступінь забруднення. Безпосередньо у шин головна увага приділяється контактних з'єднань, які виконуються розбірними (болтовими) і нерозбірними (зварними) [4].

Так, зростання перехідного опору у болтових контактних з'єднаннях може призвести до серйозних проблем, включаючи вигоряння контактів. Окислення поверхонь дотику та ослаблення контактного тиску під впливом різних чинників можуть спричинити збільшення температури контактного з'єднання та активізацію окисних процесів

Візуальне спостереження за станом контактного з'єднання може допомогти виявити проблеми. Потемніння, іскріння або випаровування вологи при дощі або снігу можуть свідчити про підвищену температуру контактного з'єднання. Це може бути ознакою неправильної роботи або проблеми з контактом, яку потрібно вирішити

Зазначені ознаки можуть бути важливими індикаторами для оперативної реакції на проблеми контактного з'єднання, що допоможе уникнути серйозних аварій та забезпечити безперебійну роботу електроустаткування

Більш точно стан контактного з'єднання визначають шляхом вимірювання перехідного опору R_{K3} , або температури контактного з'єднання T_{K3} . Результати вимірювань порівнюють з опором R_m цілої ділянки шини,

рівного довжині контактного з'єднання. Для болтових контактних з'єднань шин має виконуватися умова

$$R_{\text{кз}} < 1,2 \cdot R_{\text{ш}}.$$

Температура $T_{\text{кз}}$ не повинна перевищувати 90°C .

Перехідний опір вимірюють за допомогою мікроомметрів або подвійних мостів. Для температурного контролю контактних з'єднань застосовують термопленки, пірометри, тепловізори та інші засоби вимірювання. Зокрема, термопленки, наклеюють на контактні з'єднання і за кольором плівки визначають його температуру. При температурі до 50°C плівка має червоний колір, при 60°C – вишневий, при 80°C – темно-вишневий, при 100°C – чорний, вище 110°C – світло-жовтий. При температурах $100 \dots 110^{\circ} \text{C}$ плівка руйнується і її колір при охолодженні контакту не відновлюється. Принципи виміру температури пірометрами і тепловізорами викладені нижче.

Якщо стан розбірного контактного з'єднання незадовільний ($R_{\text{кз}} > 1,2 R_{\text{м}}; T_{\text{кз}} > 90^{\circ} \text{C}$), його піддають ревізії: розбирають, зачищають, здираючи окисну плівку, змазують нейтральними мастилами і знову збирають. Зачистка контактних поверхонь виконується напилком, але не наждачним папером. Остання залишає на контакті частинки абразиву, що погіршують стан контакту.

Нерозбірні (зварні) контактні сполуки є більш надійними в роботі. В зварних контактних з'єднаннях шин не повинно бути тріщин, пропалив, непроварів шва більше 10% його довжини. При правильно виконаній зварюванні ці контактні з'єднання практично не потребують подальшого обслуговування.

3.5 Розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ підстанції 601

Для ВРУ-110 кВ розробимо план розташування блискавковідводів та зону захисту блискавковідводів (рис. 3.1).

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

- ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (3.2)$$

де

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (3.3)$$

h – висота блискавковідвода, м;

h_x – розрахункова висота, для якої визначається зона захисту, м;

h_0 – висота зони захисту між блискавковідводами, м;

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Вихідні дані :

а) висота блискавковідводу: $h = 25$ м;

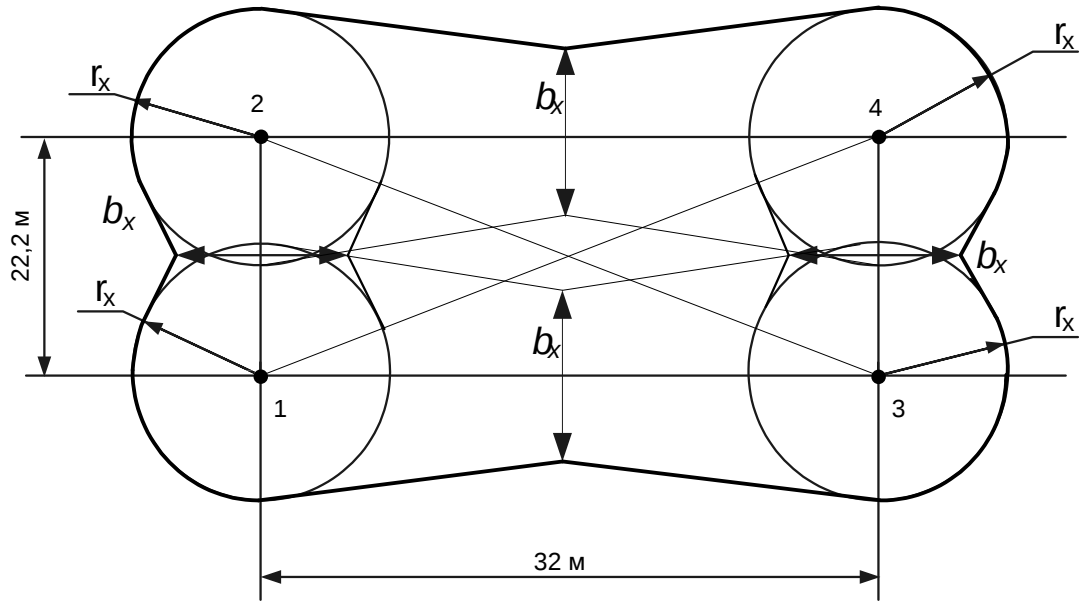
б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 14$ м;

$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 25 = 16,7$ м $> h_x = 14$ м,

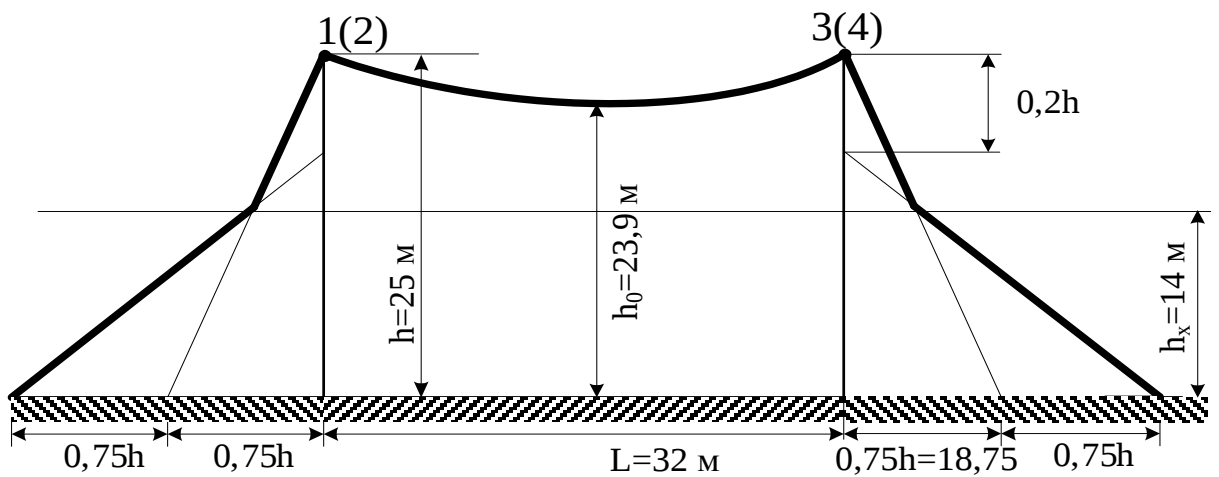
Дані для визначення зони захисту блискавковідводів наведено в таблиці Л.1. На рисунку Л.1 показано вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ.

Таблиця 3.4 – Дані для визначення зони захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	B_x , м	r_x , м
1-2, 3-4	22,2	24,2	20,1	11,25
1-3, 2-4	32	23,9	19,2	11,25
1-4, 2-3	38,9	22,5	15,0	11,25



а) Вид зони захисту зверху



б) Вид зони захисту збоку

Рисунок 3.1 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

3.6 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ підстанції 601

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (36 \times 24) = 864 \text{ м}^2$;
- Ґрунт – супісок; склад двошаровий; вологість нормальна; кліматична зона – III

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладання заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_g = 20 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 3 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм . План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ показано на рисунку 3.2.

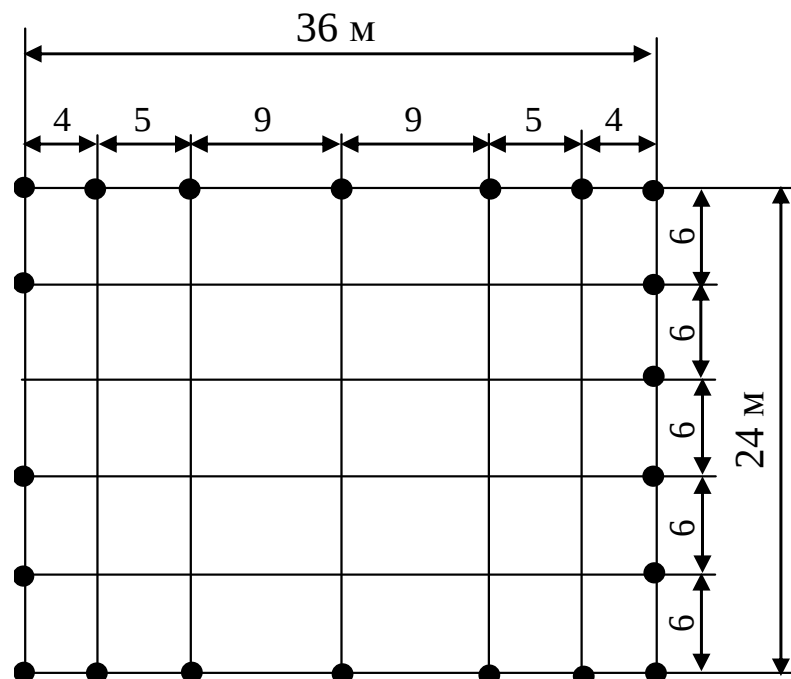


Рисунок 3.2 – План заземлюючого пристрою ВРУ-110 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (24 + 36) / 20 = 6 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 60 = 10;$$

$$a / l_B = 6 / 3 = 2;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{864} = 29,4 \text{ (м)};$$

Опір заземлюючого пристрою [14, 21]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_r + L_B}, \quad (3.4)$$

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

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

L_r, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \quad (3.5)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (3.6)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{3 + 0,5}{29,4} = 0,119 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,119 = 0,355;$$

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час аналізування роботи електричного обладнання розподільчих установок в електромережах АТ «Вінницяобленерго».

На електротехнічний персонал підприємства, що виконує ці роботи під час експлуатації електрообладнання, впливає комплекс небезпечних і шкідливих виробничих факторів. Тому важливо розглянути питання з охорони праці, що передбачають заходи щодо їхнього виявлення, розроблення заходів зі зниження їхнього впливу, з промислової безпеки, з безпеки в надзвичайних ситуаціях, а також зі створення безпечних та нешкідливих умов праці робітників. Отже, на оперативно-ремонтний електротехнічний персонал впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори [23, 24].

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо); іонізація повітря.

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

4.1.1 Вимоги до організації робочих місць оперативно-ремонтного персоналу, який виконує роботи під робочою напругою

Роботи на ПЛ і в РУ, які перебувають під робочою напругою, слід проводити за трьома схемами [16, 25]:

- "провід - людина - ізоляція - земля", коли працівник, який виконує роботу, перебуває під потенціалом струмовідних частин і ізольований від землі;

- "провід - ізоляція - людина - земля", коли працівник, який виконує роботу, ізольований від струмовідних частин;

- "провід - ізоляція - людина - ізоляція - земля", коли працівник, який виконує роботу, ізольований від проводу і від землі.

До робіт під робочою напругою слід допускати працівників, які пройшли спеціальне навчання методам безпечного виконання робіт з перевіркою знань і записом у посвідченні про надання права на виконання таких робіт.

Для усунення можливих причин ураження струмом працівників, які виконують роботу під потенціалом проводу, необхідно дотримуватись таких трьох умов:

- надійне ізолювання працівника від землі;
- застосування екрануючого комплекту одягу;
- вирівнювання потенціалів екрануючого комплекту одягу, робочої площадки та проводу.

Перед початком піднімання ізолювального пристрою з працівником до проводу (шини) екрануючий комплект одягу необхідно з'єднати з металевою робочою площадкою ізолювального пристрою. Перед дотиком працівника до проводу необхідно виконати вирівнювання потенціалів площадки ізолювального пристрою і проводу, для чого гнучкий мідний провідник перерізом не менше 4 мм кв., попередньо приєднаний до робочої площадки, накладається за допомогою спеціальної ізолювальної штанги на провід.

Відстань між працівником, який виконує роботу з ізолювального пристрою, тобто з пристрою, що перебуває під потенціалом проводу, та заземленими частинами лінії під час роботи не повинна бути менша за зазначену в цих Правилах. Конкретні види робіт, що виконуються під потенціалом проводу, слід проводити за технологічними картами і спеціальними інструкціями.

Роботи під напругою з ізоляцією людини від проводу необхідно проводити із застосуванням електрозахисних засобів для відповідної напруги. Члени бригади, які мають право виконувати роботи під потенціалом проводу (з безпосереднім дотиком до струмовідних частин), повинні мати групу IV, а решта членів бригади – групу III.

Перед початком проведення робіт на ізолювальних підвісках необхідно перевірити вимірювальною штангою електричну міцність підвісних ізоляторів і наявність всіх шплінтів та замків в арматурі. У разі наявності випускаючих затискачів слід заклинити їх на опорі, на якій проводиться робота, і на сусідніх опорах, якщо це вимагається за рельєфом траси.

Роботи на ізолювальній підвісці по її перечіпленню, замінюванню окремих ізоляторів, арматури, що проводяться монтерами, які перебувають на ізолювальних пристроях або траверсах, допускається виконувати за умови, що справні ізолятори у підвісці становлять не менше 70 %, а на ПЛ 750 кВ - за наявності не більше п'яти дефектних ізоляторів в одній підвісці.

Перечіплювати з траверс ізолювальні підвіски на ПЛ 330 кВ і вище, встановлювати та відчіплювати від траверси необхідні пристосування слід в діелектричних рукавичках та в екрануючому комплекті одягу. Дозволяється на ПЛ 35 кВ доторкатись до шапки першого ізолятора при двох справних ізоляторах в ізолювальній підвісці, а на ПЛ 110 кВ та вище - до шапок першого та другого ізоляторів. Відраховувати ізолятори слід від траверси.

Забороняється працювати на ПЛ і ПЛЗ, що перебувають під напругою, під час туману, дощу, снігопаду; в темний час доби, а також під час вітру, який ускладнює проведення робіт на опорі.

4.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;
- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізо-

лювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [25], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи не-

суть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [25]. Параметри мікроклімату під час виконання персоналом електромонтажних робіт наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	ІІб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	ІІб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочих місцях оперативно-ремонтного персоналу передбачається [26]:

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м³ [25]. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони оперативного персоналу

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для підтримки допустимих значень мікроклімату та концентрації шкідливих речовин необхідно передбачати установки або прилади зволоження та/або штучної іонізації, кондиціонування повітря [26].

4.2.3 Виробниче освітлення

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [27], роботи з монтажу комбінованих автономних систем електропостачання потребують освітлення, яке характеризується розрядом зорової роботи III, підрозряд «в». Нормовані значення штучного, природного та суміщеного освітлення наведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Високої точності	Від 0,3 до 0,5 включно	III	в	малий середній великий	світлий середній темний	600	200	-	1,2

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою

поверхнею 2,5 метра. Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

4.2.4 Виробничий шум

Шум вище гранично допустимих рівнів несприятливо діє на людину. Шум у приміщенні широкосмуговий. Нормуємо шум на робочому місці. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях мають відповідати вимогам [28] і наведені в табл. 4.4.

Устаткування, що є джерелом шуму (вентилятори, електроінструмент, технологічне обладнання з переробки деревини), слід розташовувати поза межами приміщень, де встановлені ПК.

Таблиця 4.4 – Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робочі місця	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Виконання усіх видів робіт на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для забезпечення допустимих рівнів шуму на робочих місцях слід застосовувати засоби звукопоглинання, вибір яких має обґрунтовуватись спеціальними інженерно-акустичними розрахунками.

Акустична обробка приміщень – це облицювання частини внутрішніх поверхонь огорожень звукопоглинаючими матеріалами, а також розміщення в приміщенні штучних звукопоглиначів, які представляють собою вільно підвішені об'ємні поглинаючі тіла довільної форми.

Найбільший ефект при акустичній обробці можливо отримати в точках, які розташовані в зоні відбитого звуку; в зоні прямого звуку акустичний ефект від застосування облицювання набагато менший.

Звукопоглинаючі облицювання розміщують на стелі і в верхніх частинах стін при висоті приміщення не більше 6-8 м таким чином, щоб акустично оброблена поверхня складала не менше 60 % від загальної площі обмежуючих приміщення поверхонь.

У вузьких і дуже високих приміщеннях доцільно облицювання розміщувати на стінах, залишаючи нижні частини стін (до 2 м висотою) не облицьованими, або проектувати конструкцію звукопоглинаючої підвісної стелі.

4.2.5 Фактори умов праці

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [23]. Робота електротехнічного персоналу потребує значних фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кґ/м) – 291-348; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кґ/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 18000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 61600; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кґ – до 35 кґ; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 60000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 30000; статичне навантаження (кґ/с): двома руками (чоловіки) – до 140000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній та/або фіксованій позі від 25% до 50% часу зміни; перебування у вимушеній позі (навпочіпки, на колінах тощо) від 10 % до 25 % часу зміни; перебування в позі «стоячи» від 60% до 80% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 101-300 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 12, вертикалі – 8 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення простих альтернативних завдань згідно з інструкцією; сприймання інформації та їх оцінка –

сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, виконання завдання та його перевірка; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності.

Сенсорні навантаження: зосередження (% за зміну) – 51-75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – 151-300; навантаження на голосовий апарат: сумарна кількість годин, з напруженням голосового апарату протягом тижня – до 16.

Навантаження на зоровий аналізатор: розмір об'єкта розрізнення (при відстані від очей працівника до об'єкта розрізнення не більше 0,5 м), мм, % часу зміни – 5,0–1,1 мм більше 50% часу; 1,0–0,3 мм до 50 % часу; менше 0,3 мм до 25% часу.

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) – розбірливість слів та сигналів від 100% до 90%.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за виконання окремих елементів завдання; ступінь ризику для власного життя – вірогідний; ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – двозмінна (без нічної зміни).

4.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи фрагменту електричної мережі АТ “Вінницяобленерго” в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Забезпечення безпеки роботи фрагменту електричної мережі АТ “Вінницяобленерго” у НС базується на комплексі організаційних, інженерно-технічних заходів і засобів, спрямованих на збереження її працездатності в умовах дії загрозливих чинників. Для цього необхідно: прогнозувати та оці-

нити можливі наслідки; заздалегідь спланувати заходи із запобігання та зменшення вірогідності виникнення НС і скорочення масштабів прояву результатів НС; організація робіт в умовах НС та ліквідація її наслідків.

Вплив іонізуючих випромінювань (α , β , γ) на матеріали і деталі обладнання фрагменту електричної мережі залежить від виду випромінювання, дози та умов навколишнього середовища. В обладнанні застосовуються елементи, до складу яких входять такі матеріали: метали, неорганічні матеріали (в основному діелектрики), провідники і різноманітні органічні сполуки (діелектрики, смоли і т.д.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до впливу іонізуючих випромінювань, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв. Відомо, що іонізуючі випромінювання викликають зворотні і незворотні процеси, внаслідок яких можуть відбуватися порушення роботи електричних елементів схеми, що призводять до виходу з ладу апаратури. Так, проходячи через елементи, потік гамма-випромінювань створює в них вільні носії електричних зарядів, в результаті переміщення яких виникає помилковий імпульс, який призводить до спрацьовування пристрою. В результаті опромінення у транзисторах змінюється обернений струм і коефіцієнт підсилення, у конденсаторах знижуються напруги пробою та опір стікання, змінюється провідність і внутрішній нагрів; руйнується електрична ізоляція дротів тощо [30].

Для інженерної практики найбільшу цікавість має оцінка безпеки фрагменту електричної мережі роботи фрагменту електричної мережі при впливі на її компоненти іонізуючих випромінювань протягом певного часу.

Найбільш піддаються впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) системи електропостачання, зв'язку, сигналізації і керування. ЕМІ ушкоджують напівпровідниковим приладам, резисторам, конденсаторам та представляє велику небезпеку для обладнання фрагменту електричної мережі добре захищеної від впливу інших вражаючих факторів. Тому слід

пам'ятати, що апаратура може втратити працездатність, знаходячись у надійних захисних спорудженнях [31].

4.3.1 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричної мережі АТ “Вінницяобленерго” в умовах дії іонізуючих випромінювань

Максимально допустимі значення потужності дози γ -випромінювань для вище перерахованих елементів наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Максимально допустимі потужності дози γ -випромінювання

№	Блок	Елементи фрагменту електричної	$P_{гр,i}$ (Р/год)	$P_{гр}$ (Р/год)
1	БЖ	Транзистори КТ3102В	10^5	10^4
		Діоди загального призначення S1M	10^5	
2	БУ	Конденсатори SMD1206 1nf, 16V	10^6	
		Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм	10^6	
3	УМП К	Мікросхеми PIC16F877	10^4	
		Діелектрики GTP15	10^4	

1. За мінімальним значенням $p_{гр}$ (див. табл. 4.5) межа безпеки роботи фрагменту електричної мережі складає $p_{гр} = 10^4$ (Р/год).

2. Для дослідження безпеки роботи фрагменту електричної мережі визначається граничне значення потужності дози гамма-випромінювання ($p_{гр}$) за наступною формулою:

$$P_{гр} = K \times p_{гр} \times K_{п}, \quad (4.1)$$

де K – коефіцієнт надійності, $K = 0,9..0,95$;

$p_{гр}$ – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін у найменш стійкого елемента;

$K_{пос}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{пос} = 7$),

$$P_{гр} = 0,9 \times 10^4 \times 7 = 6,3 \times 10^4 \text{ (Р/год)},$$

1. З вище наведених розрахунків можна зробити висновок, що безпека роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань буде забезпечуватись, якщо радіація в умовах експлуатації не перевищуватиме $P_{гр} = 6,3 \times 10^4$ (Р/год).

2. Розрахуємо допустимо максимальний час перебування обладнання фрагменту електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань:

$$D_m = \frac{2P_{гр}(\sqrt{t_K^2} - \sqrt{t_{\Pi}^2})}{1}, \quad (4.2)$$

де $\sqrt{t_{\Pi}^2}$, дорівнює 1;

D_m – дорівнює 10^3 ;

Оскільки всі значення відомі, то допустимий час роботи фрагменту електричної мережі буде таким:

$$t_d = \left(\frac{10^3 \cdot 7 + 2 \cdot 6,3 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 6,3} \right)^2 = 16141286(\text{год}).$$

З розрахунків можна зробити висновок, що робота фрагменту електричної мережі в умовах впливу іонізуючих випромінювань буде працювати безпечно 5,03 роки, а це більше часу морального старіння обладнання системи. Отже, проводити заходи щодо підвищення безпеки її роботи не потрібно.

4.3.2 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричної мережі АТ “Вінницяобленерго” в умовах дії електромагнітного імпульсу

Початкові дані: $U_{ж} = 5$ (В) - напруга живлення;

$l_r = 1,68$ м – максимальна довжина горизонтальних струмоведучих провідників.

Плати пристроїв як правило розташовані горизонтально. Так як вертикальна складова напруженості електричного поля приблизно на три

порядки більша за горизонтальну, подальші розрахунки здійснюємо з врахуванням вертикальної складової.

В якості показника безпеки виступає коефіцієнт безпеки, який визначається за формулою:

$$K_6 = \frac{20 \lg U_D}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 [\text{дБ}], \quad (4.3)$$

де $U_{B(\Gamma)}$ – напруга наведення у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах.

$$U_D = \frac{U_{\text{ж}} + U_{\text{ж}} n}{100}, \quad (4.4)$$

де: n – відхилення напруги живлення від її номінальної, $n = 25\%$;

$$U_D = 5 + \frac{5}{100} \cdot 25 = 6,25 (\text{В}).$$

Допустима напруга наведення U_Γ :

$$U_B = \frac{U_D}{\frac{40}{10^{20}}} = \frac{6,25}{100} = 0,0625 (\text{В}),$$

Вертикальна складова напруженості електричного поля визначається:

$$E_\Gamma = \frac{U_B}{l_B} [\text{В/м}], \quad (4.5)$$

$$E_\Gamma = \frac{0,0625}{1,68} = 0,037 (\text{В/м}).$$

Оціночно:

$$E_B = E_\Gamma \cdot 10^3 = 0,037 \cdot 10^3 = 37 \text{ (В/м)}.$$

Отже, оцінюючи безпеку роботи фрагменту електричної мережі потрібно відмітити, що вертикальна складова напруженості електричного поля повинна не перевищувати 37 (В/м), граничне значення потужності дози гамма- випромінювання $P_{\Gamma} = 6,3 \times 10^5$ (Р/год), а також допустимий максимальний час перебування фрагменту електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань більше 5 років, що визначено розрахунками.

Також визначено, що основними засобами для забезпечення безпеки роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу є:

- використання спеціальних екранів;
- використання активного захисту від дії потоку заряджених часток.

При імпульсній дії ЕМІ, крім перерахованих способів використовуються пристрої, що вимикають апаратуру і обладнання фрагменту електричної мережі на період його дії, а також збільшення відстані між елементів, що під напругою.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі отримано рішення актуального завдання підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України шляхом розвитку існуючих електричних мереж 110/35 кВ Акціонерного товариства «Вінницяобленерго».

Відповідно до мети в МКР розв'язано такі основні задачі:

1. Проведено аналіз методів проектування електричної частини підстанцій, що дозволило використовувати їх під час досягнення основної мети роботи. Показано, що проектування розвитку електричних мереж залишається актуальною задачею в сучасних умовах функціонування енергетичної галузі. Для визначення оптимального варіанту схеми електричної мережі у роботі було використано математичні методи лінійної та нелінійної оптимізації. Варіанти розвитку були отримані з використанням комплексу програм оптимізації схем електричних мереж. Згідно завдання остаточний варіант реконструкції, має з одного боку, забезпечувати надійне живлення споживачів району, а з іншого – покращити техніко-економічні показники транспортування електроенергії.

2. Обрано методи розрахунку усталеного режиму електромережі та проведено розрахунки з метою оцінювання працездатності електричних мереж акціонерного товариства «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку. Для вибору оптимального варіанта схеми використано симплек-метод і метод динамічного програмування.

3. Обрано оптимальний варіант розвитку розподільних електричних мереж АТ «Вінницяобленерго» та забезпечення надійного та ефективного електропостачання нових споживачів району. З цією метою до існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 601, 602 та 603). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно І) було розроблено конфігурацію, яка забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема

була отримана за допомогою симплекс-методу (відбулося 2 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 підстанції Вишенька (вузол 8) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на схему «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.

4. 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.

5. Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,41 МВт при сумарній активній потужності генерації 111,98 МВт. Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складають 198424,955 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність термін окупності складає 6,3 роки, що є нормальним для такого виду робіт.

6. Досліджено задачі експлуатації обладнання розподільних установок. Таким чином, в роботі було розв'язано всі поставлені задачі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
2. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2025 роки / Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Том I. Київ, 2015. 66 с.
3. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схвалена розпорядженням Уряду від 18 серпня 2017 р. № 605-р. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
4. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
5. Осадчук А. В., Олійник Ю. О., Тептя В. В. Задачі експлуатації обладнання розподільних установок електричних станцій і підстанцій. Матеріали міжнародної науково-практичної конференції Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи, тези доповіді, Вінниця. 2024. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/schedConf/presentations>
6. Остапчук Ж. І., Кулик В. В., Тептя В. В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 128 с.
7. Остапчук Ж. І., Тептя В. В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 97 с.
8. Комп'ютерна програма «Програмний комплекс розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 110(35)-10(6)-0,4 кВ та розробки заходів щодо їх зменшення – Втрати» («Втрати») / [П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар] // Свідectво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний

департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. - 2010.

9. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Мінерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

10. СОУ НEE 40.1-00100227- 101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0543732-14#Text>

11. СОУ-НEE 20.178-2008. Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 до 750 кВ електричних підстанцій.

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

13. СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. – Київ, 2016. 42 с.

14. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

15. Остапчук Ж. І., Кулик В. В., Видмиш В. А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2004. 76 с.

16. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.

17. Лагутін В. М., Бурикін О. Б., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. I. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2013. 93 с.

18. Лагутін В. М., Лесько В. О., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. II. Ремонт електричних машин та трансформаторів. Навчальний

посібник. Вінниця: ВНТУ, 2015. 115 с.

19. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

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

21. Методичні вказівки до виконання практичних та самостійних робіт з дисципліни «Експлуатація електричних станцій» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – Електричні станції) / Уклад. В. В. Тептя, В. О. Лесько, В. А. Гриник. Вінниця: ВНТУ, 2023. 115 с.

22. Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього ступеня магістра галузі знань 14 «Електрична інженерія» / уклад. : С. В. Дембіцька, І. М. Кобилянська, О. В. Кобилянський. Вінниця: ВНТУ, 2022. 52 с.

23. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

24. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

25. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

26. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

27. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

28. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

29. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

30. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

31. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.

32. 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.

33. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ
РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з аналізом задач експлуатації обладнання розподільних установок

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unichек

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Осадчук А. В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Томашевський Ю. В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання МКР

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

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

(підпис)

" ____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ АКЦІОНЕРНОГО
ТОВАРИСТВА «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» З АНАЛІЗОМ ЗАДАЧ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК**

08-21.МКР.017.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.,
_____ Томашевський Ю. В.
(підпис)

Магістр групи ЕСМ-22мз
_____ Осадчук А. В.
(підпис)

Вінниця 2024 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 35/110 кВ шляхом заміни основного обладнання;

б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11 березня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення ефективності функціонування і забезпечення більш надійної роботи об'єднаної електроенергетичної системи під час розвитку існуючих електричних мереж 35/110 кВ; забезпечення живлення нових споживачів електроенергії, підвищення ефективності транспортування електричної енергії мережами АТ «Вінницяобленерго» та забезпечення належної якості електропостачання споживачів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

2. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

3. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

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

Електрична схема з'єднань, а також їх характеристики наведені у дод. Л.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 3 підстанції 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва

(“Південномаш”, “РЗВА”, “ABB”, “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 Вінницький енерговузол, Козятин 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	12.03.24	15.03.24	формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина	16.03.24	10.04.24	розділ 1 ПЗ
3	Розрахунок рентабельності та аналіз економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі	11.04.24	20.04.24	розділ 2
4	Експлуатація обладнання розподільних установок	21.04.24	28.04.24	розділ 3
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.04.24	05.05.24	розділ 4
6	Оформлення пояснювальної записки	06.05.24	12.05.24	пояснювальна записка
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	плакати, презентація
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	27.05.24	Протокол перевірки
9	Рецензування МКР	28.05.24	01.06.24	
10	Захист МКР	За графіком		

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

11. Вихідні дані для розроблення МКР

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

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 495 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. Б.3 та Б.4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

Таблиця Б.3 – 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 Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , 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	0,89	$3,4 + j1,74$	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,88	$3,2 + j1,73$	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,9	$3,8 + j1,84$	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,86	$2,6 + j1,54$	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,87	$4,3 + j2,44$	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,9	$6,7 + j3,24$	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,88	$2,4 + j1,3$	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,9	$2,9 + j1,4$	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,87	$3,1 + j1,76$	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,9	$17,8 + j8,62$	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,88	$4,6 + j2,48$	ТДН-10000/110/10	2
12	Завод Прогрес	0,9	$6,5 + j3,15$	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,86	$8,2 + j4,87$	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,87	$11,4 + j6,46$	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,88	$6,6 + j3,56$	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,87	$4,5 + j2,55$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної електромережі

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5400.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 2563.7 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 98.722 МВт / 513.355 МЛН.КВт*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 96.450 МВт / 501.540 МЛН.КВт*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.516 МВт / 3.888 МЛН.КВт*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВт*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.516 МВт / 3.888 МЛН.КВт*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.510 МВт / 2.653 МЛН.КВт*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.297 МВт / 0.762 МЛН.КВт*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.807 МВт / 3.415 МЛН.КВт*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 2.324 МВт / 7.303 МЛН.КВт*Г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-38.510	-17.382	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.729	-0.30
1	АГРОНОМІЧНЕ	0.000	0.000	108.481	-0.38
202	202	0.000	0.000	108.276	-0.44
2	ПЕТРИК	0.000	0.000	106.905	-0.77
203	203	0.000	0.000	106.040	-1.04
3	ЛІТИН	0.000	0.000	106.030	-1.04
4	КОЖУХІВ	0.000	0.000	105.228	-1.25
204	204	0.000	0.000	105.035	-1.30
5	КУРОРТНА	0.000	0.000	104.988	-1.31
6	ХМІЛЬНИК	0.000	0.000	104.962	-1.34
7	УЛАНІВ	0.000	0.000	105.666	-1.25
8	ВИШЕНЬКА	0.000	0.000	106.541	-1.03
205	205	0.000	0.000	107.098	-0.89
9	ЮРІВКА	0.000	0.000	107.404	-0.79
206	206	0.000	0.000	108.832	-0.42
207	207	0.000	0.000	109.843	-0.07
300	КОЗЯТИН	-60.212	-31.874	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.437	-0.23
10	КОЗЯТИН ТЯГА	0.000	0.000	108.181	-0.73
11	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	107.834	-0.87
12	ЗАВОД ПРОГРЕС	0.000	0.000	107.375	-1.04
13	СИГНАЛ	0.000	0.000	109.438	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.439	-0.23
14	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	108.466	-0.62
15	КАЛИНІВКА	0.000	0.000	108.503	-0.62
211	211	0.000	0.000	109.964	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.529	-0.23
210	210	0.000	0.000	109.353	-0.30
16	ТУРБІВ	0.000	0.000	108.684	-0.53
1001		3.430	1.660	9.972	-4.09
1002		3.540	1.810	9.779	-4.72
2003		0.000	0.000	34.774	-2.77
1003		3.970	2.250	9.814	-3.79
1004		2.680	1.450	9.712	-4.31
1005		4.720	2.540	9.655	-4.75
2006		0.000	0.000	33.885	-4.88
1006		7.300	3.730	9.662	-4.82
1007		2.790	1.430	9.758	-4.40
1008		3.330	1.890	9.731	-4.77
2009		0.000	0.000	35.818	-1.17
1009		3.430	1.860	10.206	-1.43
20010		0.000	0.000	25.526	-2.20
10010		17.170	7.820	10.127	-3.11
10032		0.000	0.000	9.814	-3.79
200102		0.000	0.000	25.526	-2.20
100102		0.000	0.000	10.127	-3.12
10011		5.040	2.590	10.130	-2.57
100112		0.000	0.000	10.130	-2.58

10012	6.650	3.770	9.929	-3.92
20013	0.000	0.000	35.881	-2.20
10013	9.010	4.860	10.214	-2.42
200132	0.000	0.000	35.881	-2.20
100132	0.000	0.000	10.215	-2.42
20014	0.000	0.000	25.530	-2.22
10014	11.800	6.050	10.203	-2.20
200142	0.000	0.000	25.530	-2.22
100142	0.000	0.000	10.204	-2.20
20015	0.000	0.000	35.971	-1.61
10015	6.870	3.330	10.236	-1.98
200152	0.000	0.000	35.971	-1.61
100152	0.000	0.000	10.236	-1.98
20016	0.000	0.000	35.949	-1.63
10016	4.720	2.540	10.238	-1.87
200162	0.000	0.000	35.949	-1.63
100162	0.000	0.000	10.239	-1.87
3003	0.000	0.000	103.869	-2.77
6006	0.000	0.000	101.216	-4.88
9009	0.000	0.000	106.989	-1.17
100010	0.000	0.000	106.752	-2.20
1000102	0.000	0.000	106.752	-2.20
130013	0.000	0.000	106.945	-2.46
1300132	0.000	0.000	107.408	-1.93
140014	0.000	0.000	106.762	-2.22
1400142	0.000	0.000	106.768	-2.22
150015	0.000	0.000	107.131	-2.01
1500152	0.000	0.000	107.465	-1.62
160016	0.000	0.000	107.429	-1.64
1600162	0.000	0.000	107.151	-1.90

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	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.266
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.368
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.166	-0.000
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.631
100	201	21.076	10.218	20.886	9.989	0.189	0.228	0.123	1.272
201	1	20.886	10.232	20.852	10.182	0.034	0.050	0.123	0.249
1	202	17.394	8.256	17.371	8.222	0.024	0.034	0.102	0.205
202	2	17.371	8.519	17.199	8.312	0.171	0.206	0.103	1.378
203	4	9.544	4.328	9.487	4.259	0.057	0.068	0.057	0.820
4	204	6.787	2.901	6.777	2.889	0.010	0.012	0.040	0.195
204	6	2.024	0.167	2.023	0.166	0.001	0.002	0.011	0.074
6	7	-5.332	-3.833	-5.361	-3.868	0.029	0.035	-0.036	-0.708
7	8	-8.173	-4.894	-8.222	-4.966	0.049	0.071	-0.052	-0.882
8	205	-11.580	-6.727	-11.624	-6.790	0.044	0.063	-0.072	-0.562
205	9	-11.624	-6.528	-11.645	-6.567	0.021	0.039	-0.072	-0.308
9	206	-15.125	-8.380	-15.271	-8.591	0.145	0.210	-0.093	-1.436
206	207	-15.271	-7.976	-15.363	-8.144	0.092	0.168	-0.091	-1.014
207	300	-15.363	-7.802	-15.376	-7.831	0.013	0.029	-0.090	-0.157
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.024
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.022
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
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	0.274	0.051	1.498
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.957
300	208	22.547	12.091	22.479	11.940	0.068	0.150	0.134	0.564
208	13	-6.781	-3.639	-6.781	-3.639	0.000	0.000	-0.041	-0.001
13	209	-15.863	-9.297	-15.863	-9.297	0.000	0.000	-0.097	-0.001
209	300	-22.222	-11.803	-22.289	-11.952	0.067	0.148	-0.133	-0.562
209	14	6.360	3.394	6.326	3.320	0.033	0.074	0.038	0.978
14	15	-1.415	-1.403	-1.416	-1.404	0.000	0.001	-0.011	-0.037
15	100	-8.347	-4.309	-8.415	-4.460	0.067	0.150	-0.050	-1.503
15	150015	3.159	1.581	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.432
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.337
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.876	0.002	0.083	0.022	1.074
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.472
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.117
14	140014	5.906	3.244	5.900	3.029	0.006	0.214	0.036	1.778
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	3.231	5.905	3.017	0.006	0.214	0.036	1.772
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
14	16	-4.163	-1.166	-4.169	-1.175	0.006	0.009	-0.023	-0.220
16	210	-8.941	-3.596	-8.981	-3.655	0.040	0.058	-0.051	-0.672
210	200	-8.981	-3.266	-8.992	-3.281	0.011	0.015	-0.050	-0.177
200	211	-8.992	-2.939	-9.017	-2.984	0.025	0.045	-0.050	-0.436
211	100	-9.017	-2.701	-9.019	-2.704	0.002	0.004	-0.049	-0.036
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.294
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	-0.243
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.587
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	0.260	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.400
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.091
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.591
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
1	1001	3.447	1.953	3.428	1.659	0.019	0.293	0.021	4.482
6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
208	10	29.260	15.917	29.062	15.478	0.197	0.437	0.175	1.264
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.794
204	5	4.753	2.987	4.751	2.985	0.002	0.002	0.031	0.048
5	1005	4.739	2.930	4.717	2.538	0.022	0.390	0.031	4.361
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.635	4.005	2.634	0.000	0.000	0.026	0.010
2	203	13.629	6.585	13.549	6.469	0.080	0.116	0.082	0.873
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.427
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.293
8	1008	3.349	2.201	3.328	1.889	0.021	0.311	0.022	5.136
7	1007	2.802	1.637	2.788	1.429	0.014	0.207	0.018	3.928
6	6006	7.331	4.326	7.313	3.728	0.018	0.596	0.047	4.085
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.187
4	1004	2.692	1.647	2.678	1.449	0.013	0.198	0.017	3.945
2	1002	3.560	2.142	3.538	1.809	0.022	0.332	0.022	5.002

ДОДАТОК Г

Дані розрахунку усталеного режиму максимальних навантажень після розвитку ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 112.160 МВт / 605.663 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 109.620 МВт / 591.948 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.797 МВт / 4.784 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.797 МВт / 4.784 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.462 МВт / 2.493 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.331 МВт / 0.882 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.793 МВт / 3.376 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.590 МВт / 8.159 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-38.064	-18.710	105.000	0.00
201	201	0.000	0.000	103.652	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	103.387	-0.37
202	202	0.000	0.000	103.169	-0.44
2	Петрик	0.000	0.000	101.716	-0.76
203	203	0.000	0.000	100.795	-1.02
3	Літин	0.000	0.000	100.785	-1.02
4	Кожухів	0.000	0.000	99.938	-1.21
204	204	0.000	0.000	99.736	-1.26
5	Курортна	0.000	0.000	99.686	-1.27
6	Хмільник	0.000	0.000	99.663	-1.28
7	Уланів	0.000	0.000	100.422	-1.13
8	Вишенька	0.000	0.000	101.361	-0.85
205	205	0.000	0.000	101.942	-0.75
9	Юрівка	0.000	0.000	102.266	-0.67
206	206	0.000	0.000	103.758	-0.36
207	207	0.000	0.000	104.831	-0.06
300	Козятин	-60.716	-38.225	105.000	0.00
208	208	0.000	0.000	104.327	-0.25
10	Козятин тяга	0.000	0.000	102.731	-0.81
11	Глухівці	0.000	0.000	102.189	-0.96
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	101.313	-1.15
13	Сигнал	0.000	0.000	104.329	-0.25
209	209	0.000	0.000	104.330	-0.25
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	103.343	-0.68
15	Калинівка	0.000	0.000	103.385	-0.67
211	211	0.000	0.000	104.961	-0.02
200	200	0.000	0.000	104.489	-0.25
210	210	0.000	0.000	104.299	-0.32
16	Турбів	0.000	0.000	103.581	-0.58
1001		3.430	1.660	9.461	-4.48
1002		3.540	1.810	9.255	-5.15
2003		0.000	0.000	32.973	-2.94
1003		3.970	2.250	9.292	-4.08
1004		2.680	1.450	9.185	-4.62

1005	4.720	2.540	9.123	-5.10
2006	0.000	0.000	32.031	-5.22
1006	7.300	3.730	9.131	-5.16
1007	2.790	1.430	9.234	-4.64
1008	3.330	1.890	9.207	-5.00
2009	0.000	0.000	34.091	-1.09
1009	3.430	1.860	9.711	-1.37
20010	0.000	0.000	24.202	-2.43
10010	17.170	7.820	9.592	-3.45
10032	0.000	0.000	9.293	-4.08
200102	0.000	0.000	24.202	-2.43
100102	0.000	0.000	9.593	-3.46
10011	5.040	2.590	9.578	-2.86
100112	0.000	0.000	9.579	-2.86
10012	6.650	3.770	9.325	-4.40
20013	0.000	0.000	34.128	-2.42
10013	9.010	4.860	9.712	-2.67
200132	0.000	0.000	34.128	-2.42
100132	0.000	0.000	9.712	-2.67
20014	0.000	0.000	24.283	-2.45
10014	11.800	6.050	9.704	-2.42
200142	0.000	0.000	24.283	-2.45
100142	0.000	0.000	9.705	-2.42
20015	0.000	0.000	34.238	-1.77
10015	6.870	3.330	9.738	-2.18
200152	0.000	0.000	34.238	-1.77
100152	0.000	0.000	9.739	-2.18
20016	0.000	0.000	34.217	-1.79
10016	4.720	2.540	9.742	-2.05
200162	0.000	0.000	34.217	-1.79
100162	0.000	0.000	9.742	-2.05
3003	0.000	0.000	98.489	-2.94
6006	0.000	0.000	95.675	-5.22
9009	0.000	0.000	101.830	-1.09
100010	0.000	0.000	101.213	-2.43
1000102	0.000	0.000	101.213	-2.43
130013	0.000	0.000	101.698	-2.72
1300132	0.000	0.000	102.186	-2.13
140014	0.000	0.000	101.547	-2.45
1400142	0.000	0.000	101.553	-2.45
150015	0.000	0.000	101.939	-2.21
1500152	0.000	0.000	102.291	-1.78
160016	0.000	0.000	102.260	-1.80
1600162	0.000	0.000	101.967	-2.08
601	8.670	4.680	101.073	-1.16
602	4.500	2.180	101.138	-1.03
603	-13.380	0.000	101.347	-0.80

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	1.512	0.991	1.509	0.919	0.003	0.072	0.010	2.409
3003	1003	1.509	0.919	1.506	0.876	0.003	0.042	0.010	1.454
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.175	-0.000
3	10032	2.474	1.558	2.462	1.372	0.012	0.185	0.017	3.861
100	201	20.502	11.045	20.296	10.797	0.205	0.247	0.128	1.350
201	1	20.296	11.018	20.258	10.964	0.037	0.054	0.128	0.265
1	202	16.800	9.003	16.774	8.966	0.026	0.037	0.106	0.219
202	2	16.774	9.235	16.588	9.012	0.185	0.222	0.107	1.459
203	4	8.927	4.874	8.868	4.803	0.059	0.071	0.058	0.864
4	204	6.166	3.393	6.157	3.381	0.010	0.012	0.041	0.204
204	6	1.402	0.591	1.401	0.590	0.001	0.001	0.009	0.074
6	7	-5.956	-3.512	-5.991	-3.555	0.036	0.043	-0.040	-0.765
7	8	-8.803	-4.665	-8.863	-4.751	0.059	0.086	-0.057	-0.947
8	205	-9.908	-7.759	-9.951	-7.821	0.043	0.062	-0.072	-0.583
205	9	-9.951	-7.583	-9.972	-7.621	0.021	0.038	-0.071	-0.326

9	206	-13.447	-9.448	-13.592	-9.659	0.145	0.209	-0.093	-1.497
206	207	-13.592	-9.100	-13.683	-9.267	0.091	0.166	-0.091	-1.075
207	300	-13.683	-8.956	-13.696	-8.984	0.013	0.028	-0.090	-0.169
2	203	13.017	7.207	12.932	7.083	0.085	0.123	0.084	0.928
8	603	-2.314	1.291	-2.315	1.289	0.001	0.002	-0.015	0.013
603	602	11.056	1.566	11.040	1.519	0.017	0.047	0.064	0.216
602	601	6.543	-0.375	6.538	-0.389	0.005	0.014	0.037	0.069
601	12	-2.127	-4.760	-2.131	-4.772	0.004	0.012	-0.030	-0.240
12	11	-8.819	-8.726	-8.866	-8.831	0.047	0.104	-0.071	-0.882
11	10	-13.940	-11.402	-13.984	-11.500	0.044	0.097	-0.102	-0.546
10	208	-31.241	-20.417	-31.523	-21.042	0.281	0.623	-0.209	-1.606
208	300	-23.560	-14.517	-23.649	-14.713	0.088	0.195	-0.153	-0.674
208	13	-7.963	-6.218	-7.963	-6.218	0.000	0.000	-0.056	-0.002
13	209	-17.043	-11.896	-17.043	-11.896	0.000	0.000	-0.115	-0.001
209	300	-23.284	-14.335	-23.371	-14.528	0.087	0.192	-0.151	-0.671
16	160016	1.621	0.919	1.619	0.873	0.002	0.046	0.010	1.367
160016	20016	1.031	0.406	1.030	0.406	0.001	0.000	0.006	0.053
20016	200162	1.030	0.406	1.030	0.406	0.000	0.000	0.019	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.406	0.000	0.006	-0.006	-0.257
16	1600162	3.108	1.785	3.105	1.676	0.003	0.108	0.020	1.676
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.006	0.000	0.026	0.108
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.273	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.422
209	14	6.241	3.246	6.206	3.168	0.035	0.077	0.039	0.993
14	16	-4.231	-1.291	-4.238	-1.302	0.007	0.011	-0.025	-0.240
16	210	-9.007	-3.763	-9.053	-3.829	0.045	0.066	-0.054	-0.721
210	200	-9.053	-3.475	-9.065	-3.493	0.012	0.018	-0.054	-0.190
200	211	-9.065	-3.181	-9.093	-3.232	0.028	0.051	-0.053	-0.473
211	100	-9.093	-2.974	-9.095	-2.978	0.002	0.004	-0.053	-0.039
14	140014	5.907	3.266	5.900	3.029	0.007	0.236	0.038	1.881
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	5.912	3.254	5.906	3.017	0.007	0.236	0.038	1.875
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.007	0.000	0.038	0.087
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.393	0.001
140014	10014	5.897	3.039	5.890	3.039	0.007	0.000	0.038	0.087
15	150015	3.160	1.591	3.157	1.484	0.003	0.106	0.020	1.515
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.557	0.001	0.013	-0.009	-0.357
20015	200152	-1.517	-0.557	-1.517	-0.557	0.000	0.000	-0.027	-0.000
1500152	200152	1.517	0.557	1.517	0.557	0.000	0.000	0.009	0.022
15	1500152	3.720	1.971	3.718	1.879	0.002	0.092	0.023	1.136
1500152	100152	2.201	1.322	2.200	1.300	0.001	0.022	0.014	0.499
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.151	0.000
150015	10015	4.673	2.027	4.666	2.027	0.007	0.000	0.029	0.122
14	15	-1.462	-1.529	-1.462	-1.530	0.000	0.001	-0.012	-0.042
15	100	-8.390	-4.516	-8.467	-4.686	0.076	0.169	-0.053	-1.622
13	130013	5.110	2.973	5.101	2.681	0.009	0.291	0.033	2.744
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.006	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.265
20013	200132	-1.006	-0.411	-1.006	-0.411	0.000	0.000	-0.018	-0.000
1300132	200132	1.006	0.417	1.006	0.411	0.000	0.006	0.006	0.265
13	1300132	3.923	2.404	3.918	2.227	0.005	0.176	0.025	2.213
1300132	100132	2.912	1.810	2.911	1.771	0.002	0.039	0.019	0.687
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.202	0.000
130013	10013	6.106	3.086	6.094	3.086	0.012	0.000	0.039	0.159
10	1000102	8.595	4.405	8.588	4.098	0.007	0.306	0.054	1.599
1000102	100102	8.596	4.075	8.589	3.885	0.007	0.189	0.054	1.011
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.566	0.001
100010	10010	8.579	4.120	8.571	3.930	0.007	0.189	0.054	1.021
10	100010	8.594	4.404	8.587	4.097	0.007	0.306	0.054	1.599
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
11	100112	2.525	1.404	2.519	1.293	0.006	0.111	0.016	2.154
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.170	0.000
11	10011	2.524	1.406	2.518	1.295	0.006	0.111	0.016	2.157
204	5	4.755	3.029	4.753	3.027	0.002	0.002	0.033	0.050
9	9009	3.429	1.915	3.429	1.881	0.001	0.033	0.022	0.448
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9009	1009	3.429	1.881	3.428	1.859	0.001	0.022	0.022	0.307
8	1008	3.351	2.237	3.328	1.889	0.023	0.347	0.023	5.456

5	1005	4.741	2.977	4.717	2.538	0.024	0.436	0.032	4.654
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.655	4.004	2.654	0.000	0.000	0.027	0.010
12	10012	6.673	4.301	6.646	3.768	0.027	0.531	0.045	4.086
7	1007	2.804	1.661	2.788	1.429	0.015	0.231	0.019	4.174
6	6006	7.335	4.398	7.315	3.728	0.020	0.667	0.049	4.360
6006	1006	7.315	3.728	7.295	3.728	0.020	0.000	0.049	0.197
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	1004	2.693	1.671	2.678	1.449	0.015	0.221	0.018	4.203
2	1002	3.563	2.181	3.538	1.809	0.025	0.370	0.024	5.340
1	1001	3.450	1.986	3.428	1.659	0.022	0.326	0.022	4.772

ДОДАТОК Д

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень ЕМ після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 112.390 МВт / 606.904 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 109.620 МВт / 591.948 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.030 МВт / 5.405 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.030 МВт / 5.405 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.416 МВт / 2.248 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.372 МВт / 0.990 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.788 МВт / 3.238 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.818 МВт / 8.643 млн.кВт*г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-38.187	-19.514	100.000	0.00
201	201	0.000	0.000	98.554	-0.32
1	Агрономічне	0.000	0.000	98.270	-0.40
202	202	0.000	0.000	98.036	-0.47
2	Петрик	0.000	0.000	96.478	-0.82
203	203	0.000	0.000	95.489	-1.10
3	Літин	0.000	0.000	95.479	-1.10
4	Кожухів	0.000	0.000	94.570	-1.31
204	204	0.000	0.000	94.353	-1.36
5	Курортна	0.000	0.000	94.300	-1.37
6	Хмільник	0.000	0.000	94.275	-1.39
7	Уланів	0.000	0.000	95.085	-1.22
8	Вишенька	0.000	0.000	96.093	-0.92
205	205	0.000	0.000	96.716	-0.81
9	Юрівка	0.000	0.000	97.065	-0.72
206	206	0.000	0.000	98.662	-0.39
207	207	0.000	0.000	99.817	-0.06
300	Козятин	-60.823	-39.412	100.000	0.00
208	208	0.000	0.000	99.283	-0.27
10	Козятин тяга	0.000	0.000	97.581	-0.88
11	Глухівці	0.000	0.000	96.999	-1.05
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	96.057	-1.25
13	Сигнал	0.000	0.000	99.285	-0.27
209	209	0.000	0.000	99.286	-0.27
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	98.237	-0.75
15	Калинівка	0.000	0.000	98.281	-0.74
211	211	0.000	0.000	99.958	-0.02
200	200	0.000	0.000	99.452	-0.28
210	210	0.000	0.000	99.250	-0.35
16	Турбів	0.000	0.000	98.490	-0.63
1001		3.430	1.660	8.944	-4.97
1002		3.540	1.810	8.721	-5.73
2003		0.000	0.000	31.144	-3.25
1003		3.970	2.250	8.762	-4.53
1004		2.680	1.450	8.646	-5.13
1005		4.720	2.540	8.579	-5.69
2006		0.000	0.000	30.132	-5.82
1006		7.300	3.730	8.588	-5.75
1007		2.790	1.430	8.699	-5.16
1008		3.330	1.890	8.670	-5.57
2009		0.000	0.000	32.341	-1.19
1009		3.430	1.860	9.210	-1.51
20010		0.000	0.000	22.948	-2.69

10010	17.170	7.820	9.085	-3.83
10032	0.000	0.000	8.762	-4.53
200102	0.000	0.000	22.948	-2.69
100102	0.000	0.000	9.086	-3.83
10011	5.040	2.590	9.070	-3.17
100112	0.000	0.000	9.071	-3.17
10012	6.650	3.770	8.799	-4.89
20013	0.000	0.000	32.393	-2.68
10013	9.010	4.860	9.214	-2.95
200132	0.000	0.000	32.393	-2.68
100132	0.000	0.000	9.214	-2.95
20014	0.000	0.000	23.037	-2.70
10014	11.800	6.050	9.206	-2.67
200142	0.000	0.000	23.037	-2.70
100142	0.000	0.000	9.206	-2.68
20015	0.000	0.000	32.508	-1.96
10015	6.870	3.330	9.242	-2.41
200152	0.000	0.000	32.508	-1.96
100152	0.000	0.000	9.242	-2.41
20016	0.000	0.000	32.487	-1.97
10016	4.720	2.540	9.246	-2.27
200162	0.000	0.000	32.487	-1.97
100162	0.000	0.000	9.246	-2.27
3003	0.000	0.000	93.029	-3.25
6006	0.000	0.000	90.004	-5.82
9009	0.000	0.000	96.604	-1.19
100010	0.000	0.000	95.967	-2.69
1000102	0.000	0.000	95.967	-2.69
130013	0.000	0.000	96.501	-3.00
1300132	0.000	0.000	97.016	-2.36
140014	0.000	0.000	96.338	-2.70
1400142	0.000	0.000	96.345	-2.70
150015	0.000	0.000	96.754	-2.44
1500152	0.000	0.000	97.125	-1.96
160016	0.000	0.000	97.094	-1.98
1600162	0.000	0.000	96.785	-2.30
601	8.670	4.680	95.798	-1.26
602	4.500	2.180	95.862	-1.12
603	-13.380	0.000	96.079	-0.87

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	1.512	1.006	1.509	0.924	0.003	0.081	0.011	2.582
3003	1003	1.509	0.924	1.506	0.876	0.003	0.047	0.011	1.558
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.185	-0.000
3	10032	2.475	1.581	2.462	1.372	0.014	0.208	0.018	4.137
100	201	20.606	11.559	20.372	11.278	0.233	0.280	0.136	1.447
201	1	20.372	11.478	20.330	11.416	0.042	0.061	0.137	0.285
1	202	16.870	9.414	16.840	9.371	0.029	0.042	0.113	0.236
202	2	16.840	9.615	16.630	9.361	0.210	0.252	0.114	1.564
203	4	8.954	5.050	8.886	4.968	0.067	0.081	0.062	0.926
4	204	6.184	3.502	6.173	3.489	0.011	0.013	0.043	0.219
204	6	1.416	0.622	1.415	0.621	0.001	0.001	0.009	0.080
6	7	-5.944	-3.601	-5.985	-3.649	0.040	0.048	-0.042	-0.816
7	8	-8.798	-4.845	-8.866	-4.943	0.067	0.097	-0.061	-1.017
8	205	-9.923	-7.995	-9.972	-8.066	0.049	0.071	-0.076	-0.626
205	9	-9.972	-7.852	-9.996	-7.896	0.024	0.043	-0.076	-0.351
9	206	-13.467	-9.737	-13.631	-9.976	0.164	0.238	-0.099	-1.603
206	207	-13.631	-9.471	-13.735	-9.661	0.104	0.190	-0.097	-1.157
207	300	-13.735	-9.379	-13.750	-9.411	0.015	0.032	-0.096	-0.183
2	203	13.056	7.471	12.959	7.331	0.097	0.140	0.090	0.996
8	603	-2.304	1.238	-2.305	1.236	0.001	0.002	-0.016	0.012
603	602	11.067	1.484	11.048	1.432	0.019	0.052	0.067	0.225
602	601	6.551	-0.490	6.545	-0.506	0.006	0.016	0.039	0.069
601	12	-2.119	-4.909	-2.124	-4.922	0.005	0.014	-0.032	-0.260
12	11	-8.814	-8.977	-8.868	-9.097	0.054	0.119	-0.075	-0.948
11	10	-13.940	-11.718	-13.990	-11.828	0.050	0.110	-0.108	-0.586
10	208	-31.244	-20.849	-31.561	-21.551	0.315	0.699	-0.222	-1.713
208	300	-23.576	-14.876	-23.675	-15.095	0.099	0.219	-0.162	-0.718
208	13	-7.985	-6.397	-7.985	-6.398	0.000	0.000	-0.059	-0.002
13	209	-17.063	-12.105	-17.063	-12.105	0.000	0.000	-0.121	-0.001
209	300	-23.300	-14.689	-23.397	-14.905	0.097	0.215	-0.160	-0.715
16	160016	1.622	0.925	1.620	0.874	0.002	0.051	0.011	1.448
160016	20016	1.031	0.406	1.030	0.406	0.001	0.000	0.007	0.055
20016	200162	1.030	0.406	1.030	0.406	0.000	0.000	0.020	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.406	0.000	0.007	-0.007	-0.273

16	1600162	3.109	1.797	3.105	1.676	0.004	0.120	0.021	1.777
1600162	100162	4.135	2.076	4.129	2.076	0.006	0.000	0.028	0.114
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.288	0.000
160016	10016	0.589	0.468	0.588	0.463	0.000	0.005	0.004	0.447
209	14	6.236	3.315	6.198	3.229	0.039	0.086	0.041	1.056
14	16	-4.238	-1.321	-4.246	-1.333	0.008	0.012	-0.026	-0.255
16	210	-9.013	-3.836	-9.063	-3.909	0.051	0.073	-0.057	-0.764
210	200	-9.063	-3.589	-9.077	-3.608	0.013	0.020	-0.057	-0.203
200	211	-9.077	-3.326	-9.108	-3.383	0.031	0.057	-0.056	-0.507
211	100	-9.108	-3.149	-9.111	-3.154	0.003	0.005	-0.056	-0.042
14	140014	5.908	3.293	5.901	3.029	0.007	0.262	0.040	1.998
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	5.914	3.280	5.906	3.017	0.007	0.262	0.040	1.991
1400142	100142	5.910	3.007	5.903	3.007	0.007	0.000	0.040	0.092
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.415	0.001
140014	10014	5.898	3.039	5.890	3.039	0.007	0.000	0.040	0.092
15	150015	3.161	1.602	3.157	1.484	0.004	0.118	0.021	1.608
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.558	0.001	0.015	-0.010	-0.379
20015	200152	-1.517	-0.558	-1.517	-0.558	0.000	0.000	-0.029	-0.000
1500152	200152	1.517	0.558	1.517	0.558	0.000	0.000	0.010	0.023
15	1500152	3.721	1.985	3.718	1.883	0.003	0.102	0.025	1.205
1500152	100152	2.201	1.325	2.200	1.300	0.001	0.024	0.015	0.528
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.159	0.000
150015	10015	4.674	2.027	4.666	2.027	0.007	0.000	0.030	0.129
14	15	-1.458	-1.543	-1.459	-1.544	0.000	0.001	-0.012	-0.044
15	100	-8.384	-4.611	-8.470	-4.801	0.085	0.189	-0.056	-1.727
13	130013	5.112	3.005	5.102	2.681	0.010	0.323	0.034	2.915
130013	20013	-1.006	-0.405	-1.006	-0.412	0.000	0.007	-0.006	-0.282
20013	200132	-1.006	-0.412	-1.006	-0.412	0.000	0.000	-0.019	-0.000
1300132	200132	1.006	0.419	1.006	0.412	0.000	0.007	0.006	0.282
13	1300132	3.925	2.430	3.919	2.233	0.006	0.196	0.027	2.350
1300132	100132	2.912	1.814	2.911	1.771	0.002	0.043	0.020	0.729
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.213	0.000
130013	10013	6.108	3.086	6.094	3.086	0.014	0.000	0.041	0.167
10	1000102	8.597	4.462	8.589	4.120	0.008	0.341	0.057	1.708
1000102	100102	8.597	4.097	8.589	3.885	0.008	0.211	0.057	1.080
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.598	0.001
100010	10010	8.580	4.142	8.571	3.930	0.008	0.211	0.057	1.089
10	100010	8.596	4.461	8.588	4.119	0.008	0.341	0.057	1.707
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
11	100112	2.526	1.417	2.519	1.293	0.007	0.123	0.017	2.293
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.180	0.000
11	10011	2.525	1.419	2.518	1.295	0.007	0.123	0.017	2.296
204	5	4.757	3.081	4.755	3.079	0.002	0.003	0.035	0.054
9	9009	3.429	1.921	3.429	1.884	0.001	0.037	0.023	0.474
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.429	1.884	3.428	1.859	0.001	0.025	0.023	0.325
8	1008	3.354	2.282	3.328	1.889	0.026	0.391	0.024	5.867
5	1005	4.744	3.034	4.717	2.538	0.027	0.494	0.034	5.017
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.681	4.005	2.681	0.000	0.000	0.029	0.011
12	10012	6.676	4.367	6.646	3.768	0.030	0.597	0.048	4.380
7	1007	2.806	1.691	2.788	1.429	0.017	0.261	0.020	4.487
6	6006	7.341	4.485	7.318	3.728	0.023	0.754	0.053	4.707
6006	1006	7.318	3.728	7.295	3.728	0.023	0.000	0.053	0.208
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	1004	2.695	1.699	2.678	1.449	0.017	0.249	0.019	4.518
2	1002	3.566	2.228	3.538	1.809	0.028	0.417	0.025	5.746
1	1001	3.452	2.025	3.428	1.659	0.024	0.364	0.023	5.112

ДОДАТОК Е

Результати розрахунку післяаварійного режиму ЕМ після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 111.978 МВт / 604.679 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 109.620 МВт / 591.948 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.602 МВт / 4.265 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.602 МВт / 4.265 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.509 МВт / 2.750 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.298 МВт / 0.793 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.807 МВт / 3.543 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.409 МВт / 7.807 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-37.963	-17.960	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.738	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.490	-0.35
202	202	0.000	0.000	108.287	-0.41
2	Петрик	0.000	0.000	106.926	-0.71
203	203	0.000	0.000	106.064	-0.95
3	Літин	0.000	0.000	106.054	-0.95
4	Кожухів	0.000	0.000	105.261	-1.13
204	204	0.000	0.000	105.072	-1.17
5	Курортна	0.000	0.000	105.025	-1.18
6	Хмільник	0.000	0.000	105.005	-1.19
7	Уланів	0.000	0.000	105.720	-1.04
8	Вишенька	0.000	0.000	106.598	-0.79
205	205	0.000	0.000	107.142	-0.69
9	Юрівка	0.000	0.000	107.444	-0.62
206	206	0.000	0.000	108.843	-0.34
207	207	0.000	0.000	109.843	-0.05
300	Козятин	-60.635	-37.128	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.367	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	107.864	-0.74
11	Глухівці	0.000	0.000	107.356	-0.88
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	106.539	-1.05
13	Сигнал	0.000	0.000	109.369	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.369	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.438	-0.62
15	Калинівка	0.000	0.000	108.477	-0.62
211	211	0.000	0.000	109.963	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.521	-0.23
210	210	0.000	0.000	109.342	-0.30
16	Турбів	0.000	0.000	108.663	-0.53
1001		3.430	1.660	9.973	-4.06
1002		3.540	1.810	9.781	-4.66
2003		0.000	0.000	34.782	-2.68
1003		3.970	2.250	9.816	-3.70
1004		2.680	1.450	9.716	-4.18
1005		4.720	2.540	9.659	-4.61
2006		0.000	0.000	33.900	-4.72
1006		7.300	3.730	9.667	-4.66
1007		2.790	1.430	9.763	-4.20
1008		3.330	1.890	9.737	-4.52
2009		0.000	0.000	35.832	-1.00
1009		3.430	1.860	10.210	-1.26
20010		0.000	0.000	25.450	-2.21
10010		17.170	7.820	10.096	-3.13
10032		0.000	0.000	9.816	-3.70

200102	0.000	0.000	25.450	-2.21
100102	0.000	0.000	10.096	-3.14
10011	5.040	2.590	10.083	-2.60
100112	0.000	0.000	10.083	-2.60
10012	6.650	3.770	9.846	-3.98
20013	0.000	0.000	35.857	-2.20
10013	9.010	4.860	10.207	-2.42
200132	0.000	0.000	35.857	-2.20
100132	0.000	0.000	10.208	-2.43
20014	0.000	0.000	25.523	-2.22
10014	11.800	6.050	10.201	-2.20
200142	0.000	0.000	25.523	-2.22
100142	0.000	0.000	10.201	-2.20
20015	0.000	0.000	35.962	-1.61
10015	6.870	3.330	10.233	-1.98
200152	0.000	0.000	35.962	-1.61
100152	0.000	0.000	10.233	-1.99
20016	0.000	0.000	35.942	-1.63
10016	4.720	2.540	10.236	-1.87
200162	0.000	0.000	35.942	-1.63
100162	0.000	0.000	10.237	-1.87
3003	0.000	0.000	103.893	-2.68
6006	0.000	0.000	101.260	-4.72
9009	0.000	0.000	107.030	-1.00
100010	0.000	0.000	106.430	-2.21
1000102	0.000	0.000	106.430	-2.21
130013	0.000	0.000	106.874	-2.47
1300132	0.000	0.000	107.337	-1.94
140014	0.000	0.000	106.733	-2.22
1400142	0.000	0.000	106.740	-2.23
150015	0.000	0.000	107.105	-2.01
1500152	0.000	0.000	107.439	-1.62
160016	0.000	0.000	107.409	-1.64
1600162	0.000	0.000	107.130	-1.90
601	8.670	4.680	106.317	-1.06
602	4.500	2.180	106.382	-0.95
603	-13.380	0.000	106.584	-0.75

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	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.260
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.365
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.165	-0.000
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.623
100	201	20.414	10.577	20.231	10.356	0.182	0.220	0.120	1.263
201	1	20.231	10.600	20.198	10.551	0.033	0.048	0.121	0.248
1	202	16.741	8.625	16.718	8.592	0.023	0.033	0.100	0.204
202	2	16.718	8.890	16.553	8.692	0.164	0.197	0.101	1.366
203	4	8.903	4.714	8.850	4.650	0.053	0.063	0.055	0.808
4	204	6.150	3.293	6.141	3.282	0.009	0.010	0.038	0.191
204	6	1.388	0.561	1.387	0.560	0.001	0.001	0.008	0.068
6	7	-5.967	-3.438	-5.999	-3.477	0.032	0.038	-0.038	-0.720
7	8	-8.811	-4.502	-8.864	-4.579	0.053	0.076	-0.054	-0.886
8	205	-9.895	-7.541	-9.933	-7.596	0.038	0.055	-0.067	-0.546
205	9	-9.933	-7.333	-9.952	-7.367	0.018	0.034	-0.066	-0.304
9	206	-13.431	-9.180	-13.560	-9.366	0.128	0.186	-0.087	-1.403
206	207	-13.560	-8.751	-13.641	-8.899	0.081	0.147	-0.085	-1.002
207	300	-13.641	-8.557	-13.652	-8.582	0.011	0.025	-0.084	-0.157
2	203	12.984	6.965	12.908	6.855	0.076	0.110	0.079	0.868
8	603	-2.326	1.338	-2.327	1.336	0.001	0.002	-0.015	0.014
603	602	11.045	1.642	11.030	1.599	0.015	0.042	0.060	0.207
602	601	6.532	-0.264	6.528	-0.276	0.004	0.013	0.035	0.068
601	12	-2.137	-4.615	-2.140	-4.625	0.004	0.010	-0.028	-0.222
12	11	-8.827	-8.488	-8.869	-8.580	0.041	0.092	-0.066	-0.823
11	10	-13.943	-11.105	-13.982	-11.191	0.039	0.086	-0.096	-0.511
10	208	-31.244	-20.023	-31.497	-20.584	0.252	0.559	-0.198	-1.511
208	300	-23.550	-14.187	-23.630	-14.363	0.079	0.175	-0.145	-0.634
208	13	-7.946	-6.059	-7.946	-6.060	0.000	0.000	-0.053	-0.002
13	209	-17.028	-11.718	-17.028	-11.718	0.000	0.000	-0.109	-0.001
209	300	-23.274	-14.009	-23.352	-14.183	0.078	0.173	-0.143	-0.631
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.294
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	-0.243
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.587
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	0.260	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.400
209	14	6.246	3.178	6.215	3.108	0.031	0.070	0.037	0.937
14	16	-4.224	-1.264	-4.231	-1.274	0.007	0.010	-0.023	-0.227
16	210	-9.003	-3.695	-9.044	-3.754	0.041	0.059	-0.052	-0.682
210	200	-9.044	-3.365	-9.055	-3.381	0.011	0.016	-0.051	-0.179
200	211	-9.055	-3.039	-9.080	-3.085	0.025	0.046	-0.050	-0.443
211	100	-9.080	-2.802	-9.082	-2.806	0.002	0.004	-0.050	-0.037
14	140014	5.906	3.244	5.900	3.029	0.006	0.214	0.036	1.779
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	3.232	5.905	3.017	0.006	0.214	0.036	1.772
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
15	150015	3.159	1.581	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.433
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.337
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.876	0.002	0.083	0.022	1.075
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.472
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.117
14	15	-1.465	-1.518	-1.465	-1.518	0.000	0.001	-0.011	-0.040
15	100	-8.397	-4.424	-8.466	-4.578	0.069	0.153	-0.050	-1.529
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.593
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.250
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	0.250
13	1300132	3.923	2.383	3.918	2.223	0.005	0.160	0.024	2.092
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
10	1000102	8.594	4.356	8.587	4.079	0.007	0.276	0.051	1.504
1000102	100102	8.595	4.057	8.589	3.885	0.007	0.171	0.051	0.952
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.538	0.001
100010	10010	8.578	4.102	8.571	3.930	0.007	0.171	0.051	0.960
10	100010	8.593	4.356	8.586	4.079	0.007	0.276	0.051	1.504
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
11	100112	2.524	1.393	2.519	1.293	0.006	0.100	0.015	2.032
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.162	0.000
11	10011	2.524	1.395	2.518	1.295	0.006	0.100	0.015	2.035
204	5	4.753	2.987	4.751	2.985	0.002	0.002	0.031	0.048
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.424
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.291
8	1008	3.349	2.200	3.328	1.889	0.021	0.310	0.022	5.104
5	1005	4.739	2.929	4.717	2.538	0.022	0.389	0.031	4.345
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.635	4.005	2.634	0.000	0.000	0.026	0.010
12	10012	6.670	4.246	6.646	3.768	0.024	0.476	0.043	3.832
7	1007	2.802	1.637	2.788	1.429	0.014	0.207	0.018	3.905
6	6006	7.331	4.326	7.313	3.728	0.018	0.595	0.047	4.066
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.187
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	1004	2.692	1.647	2.678	1.449	0.013	0.197	0.017	3.932
2	1002	3.560	2.142	3.538	1.809	0.022	0.332	0.022	4.993
1	1001	3.447	1.953	3.428	1.659	0.019	0.293	0.021	4.478

ДОДАТОК Ж

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після встановлення БСК на споживальних підстанціях

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 111.978 МВт / 604.679 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 109.620 МВт / 591.948 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.602 МВт / 4.265 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.602 МВт / 4.265 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.509 МВт / 2.750 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.298 МВт / 0.793 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.807 МВт / 3.543 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.409 МВт / 7.807 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-37.963	-17.960	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.738	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.490	-0.35
202	202	0.000	0.000	108.287	-0.41
2	Петрик	0.000	0.000	106.926	-0.71
203	203	0.000	0.000	106.064	-0.95
3	Літин	0.000	0.000	106.054	-0.95
4	Кожухів	0.000	0.000	105.261	-1.13
204	204	0.000	0.000	105.072	-1.17
5	Курортна	0.000	0.000	105.025	-1.18
6	Хмільник	0.000	0.000	105.005	-1.19
7	Уланів	0.000	0.000	105.720	-1.04
8	Вишенька	0.000	0.000	106.598	-0.79
205	205	0.000	0.000	107.142	-0.69
9	Юрівка	0.000	0.000	107.444	-0.62
206	206	0.000	0.000	108.843	-0.34
207	207	0.000	0.000	109.843	-0.05
300	Козятин	-60.635	-37.128	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.367	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	107.864	-0.74
11	Глухівці	0.000	0.000	107.356	-0.88
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	106.539	-1.05
13	Сигнал	0.000	0.000	109.369	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.369	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.438	-0.62
15	Калинівка	0.000	0.000	108.477	-0.62
211	211	0.000	0.000	109.963	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.521	-0.23
210	210	0.000	0.000	109.342	-0.30
16	Турбів	0.000	0.000	108.663	-0.53
1001		3.430	1.660	9.973	-4.06
1002		3.540	1.810	9.781	-4.66
2003		0.000	0.000	34.782	-2.68
1003		3.970	2.250	9.816	-3.70
1004		2.680	1.450	9.716	-4.18
1005		4.720	2.540	9.659	-4.61
2006		0.000	0.000	33.900	-4.72
1006		7.300	3.730	9.667	-4.66
1007		2.790	1.430	9.763	-4.20
1008		3.330	1.890	9.737	-4.52
2009		0.000	0.000	35.832	-1.00
1009		3.430	1.860	10.210	-1.26
20010		0.000	0.000	25.450	-2.21
10010		17.170	7.820	10.096	-3.13
10032		0.000	0.000	9.816	-3.70

200102	0.000	0.000	25.450	-2.21
100102	0.000	0.000	10.096	-3.14
10011	5.040	2.590	10.083	-2.60
100112	0.000	0.000	10.083	-2.60
10012	6.650	3.770	9.846	-3.98
20013	0.000	0.000	35.857	-2.20
10013	9.010	4.860	10.207	-2.42
200132	0.000	0.000	35.857	-2.20
100132	0.000	0.000	10.208	-2.43
20014	0.000	0.000	25.523	-2.22
10014	11.800	6.050	10.201	-2.20
200142	0.000	0.000	25.523	-2.22
100142	0.000	0.000	10.201	-2.20
20015	0.000	0.000	35.962	-1.61
10015	6.870	3.330	10.233	-1.98
200152	0.000	0.000	35.962	-1.61
100152	0.000	0.000	10.233	-1.99
20016	0.000	0.000	35.942	-1.63
10016	4.720	2.540	10.236	-1.87
200162	0.000	0.000	35.942	-1.63
100162	0.000	0.000	10.237	-1.87
3003	0.000	0.000	103.893	-2.68
6006	0.000	0.000	101.260	-4.72
9009	0.000	0.000	107.030	-1.00
100010	0.000	0.000	106.430	-2.21
1000102	0.000	0.000	106.430	-2.21
130013	0.000	0.000	106.874	-2.47
1300132	0.000	0.000	107.337	-1.94
140014	0.000	0.000	106.733	-2.22
1400142	0.000	0.000	106.740	-2.23
150015	0.000	0.000	107.105	-2.01
1500152	0.000	0.000	107.439	-1.62
160016	0.000	0.000	107.409	-1.64
1600162	0.000	0.000	107.130	-1.90
601	8.670	4.680	106.317	-1.06
602	4.500	2.180	106.382	-0.95
603	-13.380	0.000	106.584	-0.75

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	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.260
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.365
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.165	-0.000
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.623
100	201	20.414	10.577	20.231	10.356	0.182	0.220	0.120	1.263
201	1	20.231	10.600	20.198	10.551	0.033	0.048	0.121	0.248
1	202	16.741	8.625	16.718	8.592	0.023	0.033	0.100	0.204
202	2	16.718	8.890	16.553	8.692	0.164	0.197	0.101	1.366
203	4	8.903	4.714	8.850	4.650	0.053	0.063	0.055	0.808
4	204	6.150	3.293	6.141	3.282	0.009	0.010	0.038	0.191
204	6	1.388	0.561	1.387	0.560	0.001	0.001	0.008	0.068
6	7	-5.967	-3.438	-5.999	-3.477	0.032	0.038	-0.038	-0.720
7	8	-8.811	-4.502	-8.864	-4.579	0.053	0.076	-0.054	-0.886
8	205	-9.895	-7.541	-9.933	-7.596	0.038	0.055	-0.067	-0.546
205	9	-9.933	-7.333	-9.952	-7.367	0.018	0.034	-0.066	-0.304
9	206	-13.431	-9.180	-13.560	-9.366	0.128	0.186	-0.087	-1.403
206	207	-13.560	-8.751	-13.641	-8.899	0.081	0.147	-0.085	-1.002
207	300	-13.641	-8.557	-13.652	-8.582	0.011	0.025	-0.084	-0.157
2	203	12.984	6.965	12.908	6.855	0.076	0.110	0.079	0.868
8	603	-2.326	1.338	-2.327	1.336	0.001	0.002	-0.015	0.014
603	602	11.045	1.642	11.030	1.599	0.015	0.042	0.060	0.207
602	601	6.532	-0.264	6.528	-0.276	0.004	0.013	0.035	0.068
601	12	-2.137	-4.615	-2.140	-4.625	0.004	0.010	-0.028	-0.222
12	11	-8.827	-8.488	-8.869	-8.580	0.041	0.092	-0.066	-0.823
11	10	-13.943	-11.105	-13.982	-11.191	0.039	0.086	-0.096	-0.511
10	208	-31.244	-20.023	-31.497	-20.584	0.252	0.559	-0.198	-1.511
208	300	-23.550	-14.187	-23.630	-14.363	0.079	0.175	-0.145	-0.634
208	13	-7.946	-6.059	-7.946	-6.060	0.000	0.000	-0.053	-0.002
13	209	-17.028	-11.718	-17.028	-11.718	0.000	0.000	-0.109	-0.001
209	300	-23.274	-14.009	-23.352	-14.183	0.078	0.173	-0.143	-0.631
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.294
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	-0.243
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.587
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	0.260	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.400
209	14	6.246	3.178	6.215	3.108	0.031	0.070	0.037	0.937
14	16	-4.224	-1.264	-4.231	-1.274	0.007	0.010	-0.023	-0.227
16	210	-9.003	-3.695	-9.044	-3.754	0.041	0.059	-0.052	-0.682
210	200	-9.044	-3.365	-9.055	-3.381	0.011	0.016	-0.051	-0.179
200	211	-9.055	-3.039	-9.080	-3.085	0.025	0.046	-0.050	-0.443
211	100	-9.080	-2.802	-9.082	-2.806	0.002	0.004	-0.050	-0.037
14	140014	5.906	3.244	5.900	3.029	0.006	0.214	0.036	1.779
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	3.232	5.905	3.017	0.006	0.214	0.036	1.772
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
15	150015	3.159	1.581	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.433
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.337
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.876	0.002	0.083	0.022	1.075
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.472
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.117
14	15	-1.465	-1.518	-1.465	-1.518	0.000	0.001	-0.011	-0.040
15	100	-8.397	-4.424	-8.466	-4.578	0.069	0.153	-0.050	-1.529
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.593
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.250
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	0.250
13	1300132	3.923	2.383	3.918	2.223	0.005	0.160	0.024	2.092
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
10	1000102	8.594	4.356	8.587	4.079	0.007	0.276	0.051	1.504
1000102	100102	8.595	4.057	8.589	3.885	0.007	0.171	0.051	0.952
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.538	0.001
100010	10010	8.578	4.102	8.571	3.930	0.007	0.171	0.051	0.960
10	100010	8.593	4.356	8.586	4.079	0.007	0.276	0.051	1.504
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
11	100112	2.524	1.393	2.519	1.293	0.006	0.100	0.015	2.032
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.162	0.000
11	10011	2.524	1.395	2.518	1.295	0.006	0.100	0.015	2.035
204	5	4.753	2.987	4.751	2.985	0.002	0.002	0.031	0.048
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.424
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.291
8	1008	3.349	2.200	3.328	1.889	0.021	0.310	0.022	5.104
5	1005	4.739	2.929	4.717	2.538	0.022	0.389	0.031	4.345
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.635	4.005	2.634	0.000	0.000	0.026	0.010
12	10012	6.670	4.246	6.646	3.768	0.024	0.476	0.043	3.832
7	1007	2.802	1.637	2.788	1.429	0.014	0.207	0.018	3.905
6	6006	7.331	4.326	7.313	3.728	0.018	0.595	0.047	4.066
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.187
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	1004	2.692	1.647	2.678	1.449	0.013	0.197	0.017	3.932
2	1002	3.560	2.142	3.538	1.809	0.022	0.332	0.022	4.993
1	1001	3.447	1.953	3.428	1.659	0.019	0.293	0.021	4.478

ДОДАТОК И

Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ

ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 112.088 МВт / 605.274 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 109.620 МВт / 591.948 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.711 МВт / 4.556 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.711 МВт / 4.556 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.509 МВт / 2.747 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.299 МВт / 0.796 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.808 МВт / 3.542 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.519 МВт / 8.098 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-38.701	-19.253	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.636	-0.27
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.368	-0.34
202	202	0.000	0.000	108.143	-0.40
2	Петрик	0.000	0.000	106.651	-0.68
203	203	0.000	0.000	105.679	-0.92
3	Літин	0.000	0.000	105.670	-0.92
4	Кожухів	0.000	0.000	104.737	-1.09
204	204	0.000	0.000	104.501	-1.12
5	Курортна	0.000	0.000	104.454	-1.13
6	Хмільник	0.000	0.000	104.354	-1.13
7	Уланів	0.000	0.000	104.904	-0.97
8	Вишенька	0.000	0.000	105.632	-0.71
205	205	0.000	0.000	106.351	-0.63
9	Юрівка	0.000	0.000	106.759	-0.56
206	206	0.000	0.000	108.515	-0.32
207	207	0.000	0.000	109.796	-0.05
300	Козятин	-60.007	-36.388	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.437	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.181	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.834	-0.87
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.375	-1.04
13	Сигнал	0.000	0.000	109.438	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.439	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.466	-0.62
15	Калинівка	0.000	0.000	108.503	-0.62
211	211	0.000	0.000	109.964	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.529	-0.23
210	210	0.000	0.000	109.353	-0.30
16	Турбів	0.000	0.000	108.684	-0.53
1001		3.430	1.660	9.961	-4.06
1002		3.540	1.810	9.754	-4.66
2003		0.000	0.000	34.650	-2.66
1003		3.970	2.250	9.778	-3.69
1004		2.680	1.450	9.664	-4.17
1005		4.720	2.540	9.602	-4.61
2006		0.000	0.000	33.673	-4.71
1006		7.300	3.730	9.602	-4.66
1007		2.790	1.430	9.682	-4.18
1008		3.330	1.890	9.640	-4.51
2009		0.000	0.000	35.602	-0.95
1009		3.430	1.860	10.144	-1.21
20010		0.000	0.000	25.526	-2.20
10010		17.170	7.820	10.127	-3.11
10032		0.000	0.000	9.778	-3.69
200102		0.000	0.000	25.526	-2.20

100102	0.000	0.000	10.127	-3.12
10011	5.040	2.590	10.130	-2.57
100112	0.000	0.000	10.130	-2.58
10012	6.650	3.770	9.929	-3.92
20013	0.000	0.000	35.881	-2.20
10013	9.010	4.860	10.214	-2.42
200132	0.000	0.000	35.881	-2.20
100132	0.000	0.000	10.215	-2.42
20014	0.000	0.000	25.530	-2.22
10014	11.800	6.050	10.203	-2.20
200142	0.000	0.000	25.530	-2.22
100142	0.000	0.000	10.204	-2.20
20015	0.000	0.000	35.971	-1.61
10015	6.870	3.330	10.236	-1.98
200152	0.000	0.000	35.971	-1.61
100152	0.000	0.000	10.236	-1.98
20016	0.000	0.000	35.949	-1.63
10016	4.720	2.540	10.238	-1.87
200162	0.000	0.000	35.949	-1.63
100162	0.000	0.000	10.239	-1.87
3003	0.000	0.000	103.499	-2.66
6006	0.000	0.000	100.582	-4.71
9009	0.000	0.000	106.342	-0.95
100010	0.000	0.000	106.752	-2.20
1000102	0.000	0.000	106.752	-2.20
130013	0.000	0.000	106.945	-2.46
1300132	0.000	0.000	107.408	-1.93
140014	0.000	0.000	106.762	-2.22
1400142	0.000	0.000	106.768	-2.22
150015	0.000	0.000	107.131	-2.01
1500152	0.000	0.000	107.465	-1.62
160016	0.000	0.000	107.429	-1.64
1600162	0.000	0.000	107.151	-1.90
601	8.670	4.680	104.796	-1.01
602	4.500	2.180	105.040	-0.89
603	-13.380	0.000	105.451	-0.67

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	0.914	0.003	0.065	0.010	2.269
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.003	0.038	0.010	1.370
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	3.636
100	201	21.267	12.089	21.060	11.840	0.207	0.249	0.128	1.365
201	1	21.060	12.082	21.022	12.028	0.038	0.054	0.129	0.269
1	202	17.565	10.101	17.539	10.063	0.026	0.038	0.108	0.225
202	2	17.539	10.359	17.348	10.130	0.190	0.229	0.109	1.497
203	4	9.682	6.120	9.613	6.038	0.068	0.082	0.062	0.947
4	204	6.912	4.675	6.900	4.660	0.012	0.015	0.046	0.237
204	6	2.147	1.931	2.144	1.928	0.003	0.003	0.016	0.147
6	7	-5.211	-2.082	-5.232	-2.108	0.021	0.026	-0.031	-0.555
7	8	-8.044	-3.146	-8.085	-3.206	0.041	0.059	-0.047	-0.735
8	205	-11.274	-11.068	-11.336	-11.158	0.062	0.090	-0.086	-0.721
205	9	-11.336	-10.900	-11.367	-10.955	0.030	0.055	-0.085	-0.409
9	206	-14.846	-12.770	-15.035	-13.043	0.188	0.273	-0.106	-1.759
206	207	-15.035	-12.432	-15.154	-12.649	0.118	0.216	-0.104	-1.283
207	300	-15.154	-12.308	-15.170	-12.345	0.017	0.037	-0.102	-0.204
300	208	22.547	12.091	22.479	11.940	0.068	0.150	0.134	0.564
208	13	-6.781	-3.639	-6.781	-3.639	0.000	0.000	-0.041	-0.001
13	209	-15.863	-9.297	-15.863	-9.297	0.000	0.000	-0.097	-0.001
209	300	-22.222	-11.803	-22.289	-11.952	0.067	0.148	-0.133	-0.562
209	14	6.360	3.394	6.326	3.320	0.033	0.074	0.038	0.978
14	16	-4.163	-1.166	-4.169	-1.175	0.006	0.009	-0.023	-0.220
16	210	-8.941	-3.596	-8.981	-3.655	0.040	0.058	-0.051	-0.672
210	200	-8.981	-3.266	-8.992	-3.281	0.011	0.015	-0.050	-0.177
200	211	-8.992	-2.939	-9.017	-2.984	0.025	0.045	-0.050	-0.436
211	100	-9.017	-2.701	-9.019	-2.704	0.002	0.004	-0.049	-0.036
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.294
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	-0.243
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.587
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	0.260	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.400
14	140014	5.906	3.244	5.900	3.029	0.006	0.214	0.036	1.778

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	3.231	5.905	3.017	0.006	0.214	0.036	1.772
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
15	150015	3.159	1.581	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.432
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.337
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.876	0.002	0.083	0.022	1.074
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.472
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.117
14	15	-1.415	-1.403	-1.416	-1.404	0.000	0.001	-0.011	-0.037
15	100	-8.347	-4.309	-8.415	-4.460	0.067	0.150	-0.050	-1.503
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.591
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
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	0.005	0.006	0.250
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.091
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
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	0.151
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.022
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.161	0.000
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.024
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.957
10010	100102	-8.588	-3.885	-8.589	-3.885	0.000	0.000	-0.536	-0.001
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
2	1002	3.560	2.144	3.538	1.809	0.022	0.334	0.022	5.007
1	1001	3.447	1.954	3.428	1.659	0.020	0.294	0.021	4.483
204	5	4.753	2.991	4.752	2.989	0.002	0.002	0.031	0.048
5	1005	4.739	2.934	4.717	2.538	0.022	0.394	0.031	4.371
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
2	203	13.778	8.398	13.687	8.266	0.091	0.132	0.087	0.978
9	9009	3.429	1.910	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.427
208	10	29.260	15.917	29.062	15.478	0.197	0.437	0.175	1.264
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.188
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.021	0.021	0.293
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.794
8	1008	3.349	2.207	3.328	1.889	0.021	0.317	0.022	5.155
8	603	-0.169	6.222	-0.173	6.211	0.004	0.011	-0.034	0.180
603	602	13.199	6.510	13.172	6.435	0.027	0.075	0.080	0.416
602	601	8.675	4.564	8.665	4.535	0.010	0.029	0.054	0.248
7	1007	2.802	1.640	2.788	1.429	0.014	0.210	0.018	3.936
6	6006	7.332	4.334	7.313	3.728	0.018	0.604	0.047	4.092
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	1004	2.692	1.649	2.678	1.449	0.013	0.200	0.017	3.953

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 111.978 МВт / 604.679 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 109.620 МВт / 591.948 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.602 МВт / 4.265 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.602 МВт / 4.265 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.509 МВт / 2.750 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.298 МВт / 0.793 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.807 МВт / 3.543 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.409 МВт / 7.807 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-37.963	-17.960	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.738	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.490	-0.35
202	202	0.000	0.000	108.287	-0.41
2	Петрик	0.000	0.000	106.926	-0.71
203	203	0.000	0.000	106.064	-0.95
3	Літин	0.000	0.000	106.054	-0.95
4	Кожухів	0.000	0.000	105.261	-1.13
204	204	0.000	0.000	105.072	-1.17
5	Курортна	0.000	0.000	105.025	-1.18
6	Хмільник	0.000	0.000	105.005	-1.19
7	Уланів	0.000	0.000	105.720	-1.04
8	Вишенька	0.000	0.000	106.598	-0.79
205	205	0.000	0.000	107.142	-0.69
9	Юрівка	0.000	0.000	107.444	-0.62
206	206	0.000	0.000	108.843	-0.34
207	207	0.000	0.000	109.843	-0.05
300	Козятин	-60.635	-37.128	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.367	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	107.864	-0.74
11	Глухівці	0.000	0.000	107.356	-0.88
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	106.539	-1.05
13	Сигнал	0.000	0.000	109.369	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.369	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.438	-0.62
15	Калинівка	0.000	0.000	108.477	-0.62
211	211	0.000	0.000	109.963	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.521	-0.23
210	210	0.000	0.000	109.342	-0.30
16	Турбів	0.000	0.000	108.663	-0.53
1001		3.430	1.660	9.973	-4.06
1002		3.540	1.810	9.781	-4.66
2003		0.000	0.000	34.782	-2.68
1003		3.970	2.250	9.816	-3.70
1004		2.680	1.450	9.716	-4.18
1005		4.720	2.540	9.659	-4.61
2006		0.000	0.000	33.900	-4.72
1006		7.300	3.730	9.667	-4.66
1007		2.790	1.430	9.763	-4.20
1008		3.330	1.890	9.737	-4.52
2009		0.000	0.000	35.832	-1.00
1009		3.430	1.860	10.210	-1.26
20010		0.000	0.000	25.450	-2.21
10010		17.170	7.820	10.096	-3.13
10032		0.000	0.000	9.816	-3.70
200102		0.000	0.000	25.450	-2.21
100102		0.000	0.000	10.096	-3.14
10011		5.040	2.590	10.083	-2.60
100112		0.000	0.000	10.083	-2.60
10012		6.650	3.770	9.846	-3.98
20013		0.000	0.000	35.857	-2.20
10013		9.010	4.860	10.207	-2.42
200132		0.000	0.000	35.857	-2.20
100132		0.000	0.000	10.208	-2.43
20014		0.000	0.000	25.523	-2.22
10014		11.800	6.050	10.201	-2.20
200142		0.000	0.000	25.523	-2.22
100142		0.000	0.000	10.201	-2.20
20015		0.000	0.000	35.962	-1.61
10015		6.870	3.330	10.233	-1.98
200152		0.000	0.000	35.962	-1.61
100152		0.000	0.000	10.233	-1.99
20016		0.000	0.000	35.942	-1.63
10016		4.720	2.540	10.236	-1.87
200162		0.000	0.000	35.942	-1.63
100162		0.000	0.000	10.237	-1.87
3003		0.000	0.000	103.893	-2.68
6006		0.000	0.000	101.260	-4.72
9009		0.000	0.000	107.030	-1.00
100010		0.000	0.000	106.430	-2.21

1000102	0.000	0.000	106.430	-2.21
130013	0.000	0.000	106.874	-2.47
1300132	0.000	0.000	107.337	-1.94
140014	0.000	0.000	106.733	-2.22
1400142	0.000	0.000	106.740	-2.23
150015	0.000	0.000	107.105	-2.01
1500152	0.000	0.000	107.439	-1.62
160016	0.000	0.000	107.409	-1.64
1600162	0.000	0.000	107.130	-1.90
601	8.670	4.680	106.317	-1.06
602	4.500	2.180	106.382	-0.95
603	-13.380	0.000	106.584	-0.75

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	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.260
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.365
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.165	-0.000
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.623
100	201	20.414	10.577	20.231	10.356	0.182	0.220	0.120	1.263
201	1	20.231	10.600	20.198	10.551	0.033	0.048	0.121	0.248
1	202	16.741	8.625	16.718	8.592	0.023	0.033	0.100	0.204
202	2	16.718	8.890	16.553	8.692	0.164	0.197	0.101	1.366
203	4	8.903	4.714	8.850	4.650	0.053	0.063	0.055	0.808
4	204	6.150	3.293	6.141	3.282	0.009	0.010	0.038	0.191
204	6	1.388	0.561	1.387	0.560	0.001	0.001	0.008	0.068
6	7	-5.967	-3.438	-5.999	-3.477	0.032	0.038	-0.038	-0.720
7	8	-8.811	-4.502	-8.864	-4.579	0.053	0.076	-0.054	-0.886
8	205	-9.895	-7.541	-9.933	-7.596	0.038	0.055	-0.067	-0.546
205	9	-9.933	-7.333	-9.952	-7.367	0.018	0.034	-0.066	-0.304
9	206	-13.431	-9.180	-13.560	-9.366	0.128	0.186	-0.087	-1.403
206	207	-13.560	-8.751	-13.641	-8.899	0.081	0.147	-0.085	-1.002
207	300	-13.641	-8.557	-13.652	-8.582	0.011	0.025	-0.084	-0.157
2	203	12.984	6.965	12.908	6.855	0.076	0.110	0.079	0.868
8	603	-2.326	1.338	-2.327	1.336	0.001	0.002	-0.015	0.014
603	602	11.045	1.642	11.030	1.599	0.015	0.042	0.060	0.207
602	601	6.532	-0.264	6.528	-0.276	0.004	0.013	0.035	0.068
601	12	-2.137	-4.615	-2.140	-4.625	0.004	0.010	-0.028	-0.222
12	11	-8.827	-8.488	-8.869	-8.580	0.041	0.092	-0.066	-0.823
11	10	-13.943	-11.105	-13.982	-11.191	0.039	0.086	-0.096	-0.511
10	208	-31.244	-20.023	-31.497	-20.584	0.252	0.559	-0.198	-1.511
208	300	-23.550	-14.187	-23.630	-14.363	0.079	0.175	-0.145	-0.634
208	13	-7.946	-6.059	-7.946	-6.060	0.000	0.000	-0.053	-0.002
13	209	-17.028	-11.718	-17.028	-11.718	0.000	0.000	-0.109	-0.001
209	300	-23.274	-14.009	-23.352	-14.183	0.078	0.173	-0.143	-0.631
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.294
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	-0.243
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.587
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	0.260	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.400
209	14	6.246	3.178	6.215	3.108	0.031	0.070	0.037	0.937
14	16	-4.224	-1.264	-4.231	-1.274	0.007	0.010	-0.023	-0.227
16	210	-9.003	-3.695	-9.044	-3.754	0.041	0.059	-0.052	-0.682
210	200	-9.044	-3.365	-9.055	-3.381	0.011	0.016	-0.051	-0.179
200	211	-9.055	-3.039	-9.080	-3.085	0.025	0.046	-0.050	-0.443
211	100	-9.080	-2.802	-9.082	-2.806	0.002	0.004	-0.050	-0.037
14	140014	5.906	3.244	5.900	3.029	0.006	0.214	0.036	1.779
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	3.232	5.905	3.017	0.006	0.214	0.036	1.772
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
15	150015	3.159	1.581	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.433
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.337
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.876	0.002	0.083	0.022	1.075
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.472
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.117
14	15	-1.465	-1.518	-1.465	-1.518	0.000	0.001	-0.011	-0.040

15	100	-8.397	-4.424	-8.466	-4.578	0.069	0.153	-0.050	-1.529
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.593
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.250
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	0.250
13	1300132	3.923	2.383	3.918	2.223	0.005	0.160	0.024	2.092
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
10	1000102	8.594	4.356	8.587	4.079	0.007	0.276	0.051	1.504
1000102	100102	8.595	4.057	8.589	3.885	0.007	0.171	0.051	0.952
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.538	0.001
100010	10010	8.578	4.102	8.571	3.930	0.007	0.171	0.051	0.960
10	100010	8.593	4.356	8.586	4.079	0.007	0.276	0.051	1.504
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
11	100112	2.524	1.393	2.519	1.293	0.006	0.100	0.015	2.032
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.162	0.000
11	10011	2.524	1.395	2.518	1.295	0.006	0.100	0.015	2.035
204	5	4.753	2.987	4.751	2.985	0.002	0.002	0.031	0.048
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.424
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.291
8	1008	3.349	2.200	3.328	1.889	0.021	0.310	0.022	5.104
5	1005	4.739	2.929	4.717	2.538	0.022	0.389	0.031	4.345
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.635	4.005	2.634	0.000	0.000	0.026	0.010
12	10012	6.670	4.246	6.646	3.768	0.024	0.476	0.043	3.832
7	1007	2.802	1.637	2.788	1.429	0.014	0.207	0.018	3.905
6	6006	7.331	4.326	7.313	3.728	0.018	0.595	0.047	4.066
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.187
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	1004	2.692	1.647	2.678	1.449	0.013	0.197	0.017	3.932
2	1002	3.560	2.142	3.538	1.809	0.022	0.332	0.022	4.993
1	1001	3.447	1.953	3.428	1.659	0.019	0.293	0.021	4.478

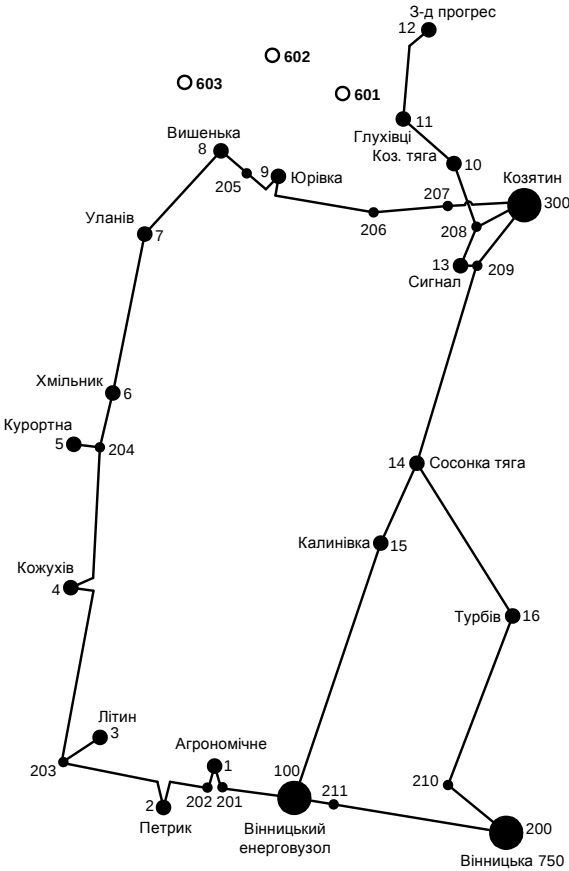
ДОДАТОК К

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

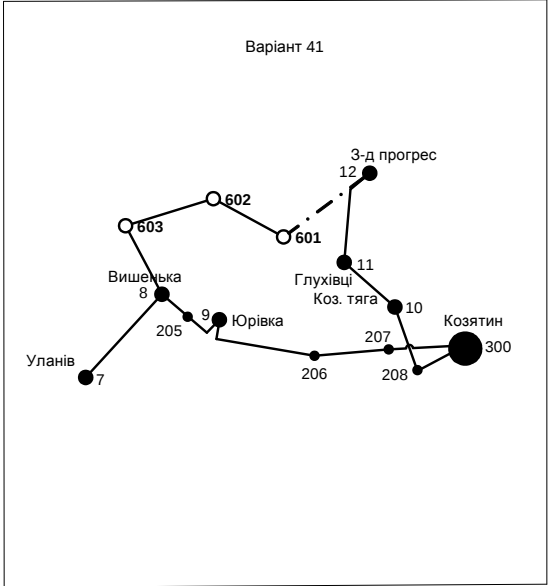
**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ АКЦІОНЕРНОГО
ТОВАРИСТВА «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» З АНАЛІЗОМ ЗАДАЧ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК**

1 ВАРІАНТИ СХЕМ РОЗВИТКУ ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ

Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення

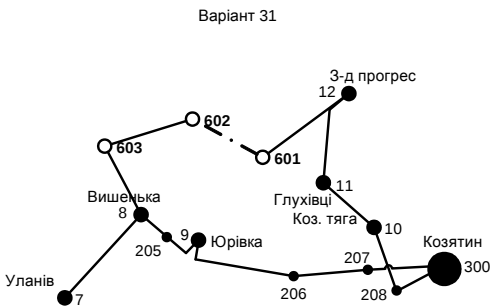
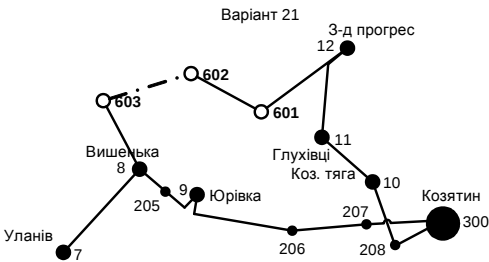
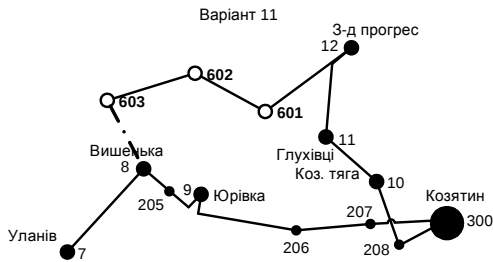


Варіанти розвитку існуючої мережі



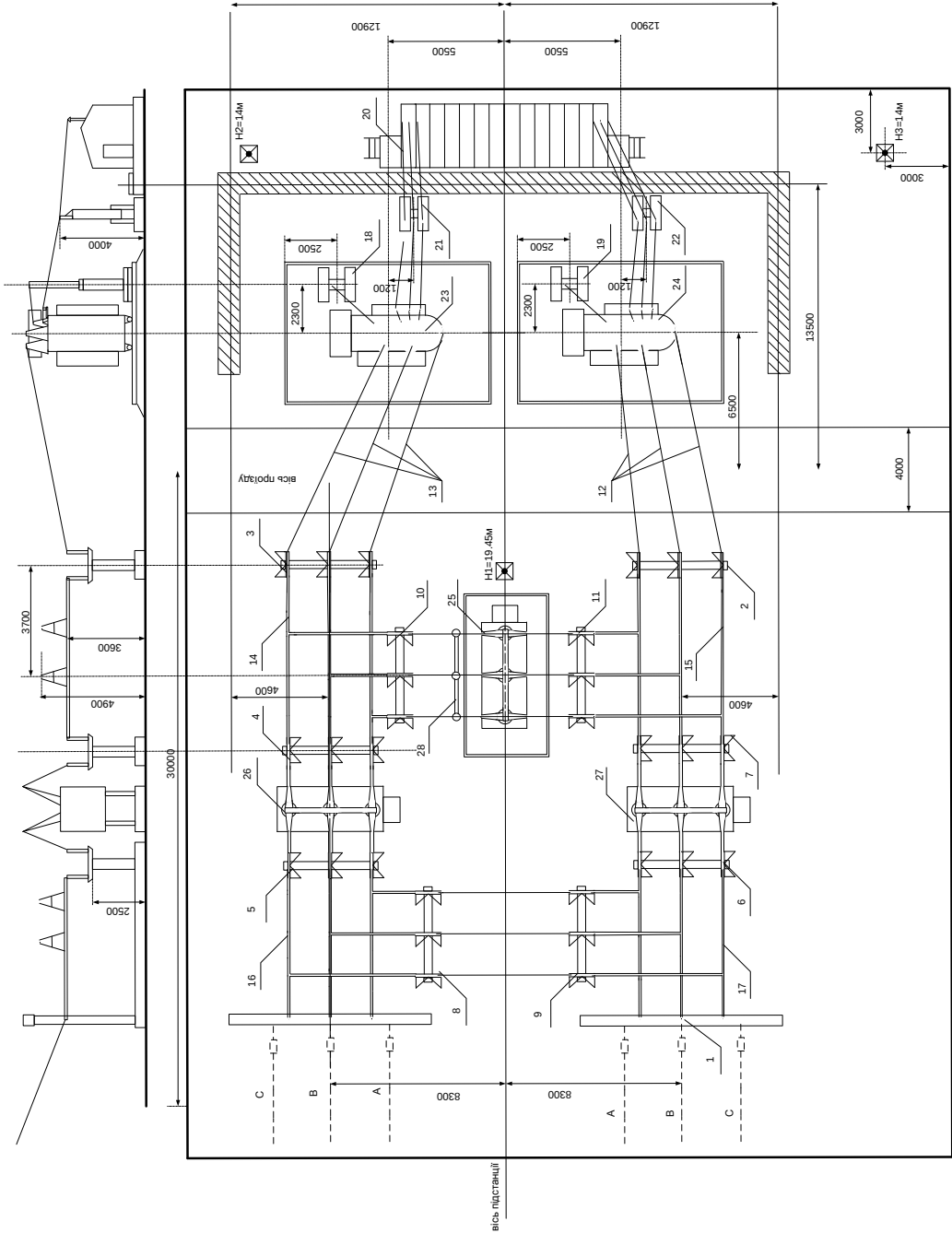
Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	35,5
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	191 700
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	198 424,955
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	6,3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,41
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,29
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	604,68
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	7,81

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



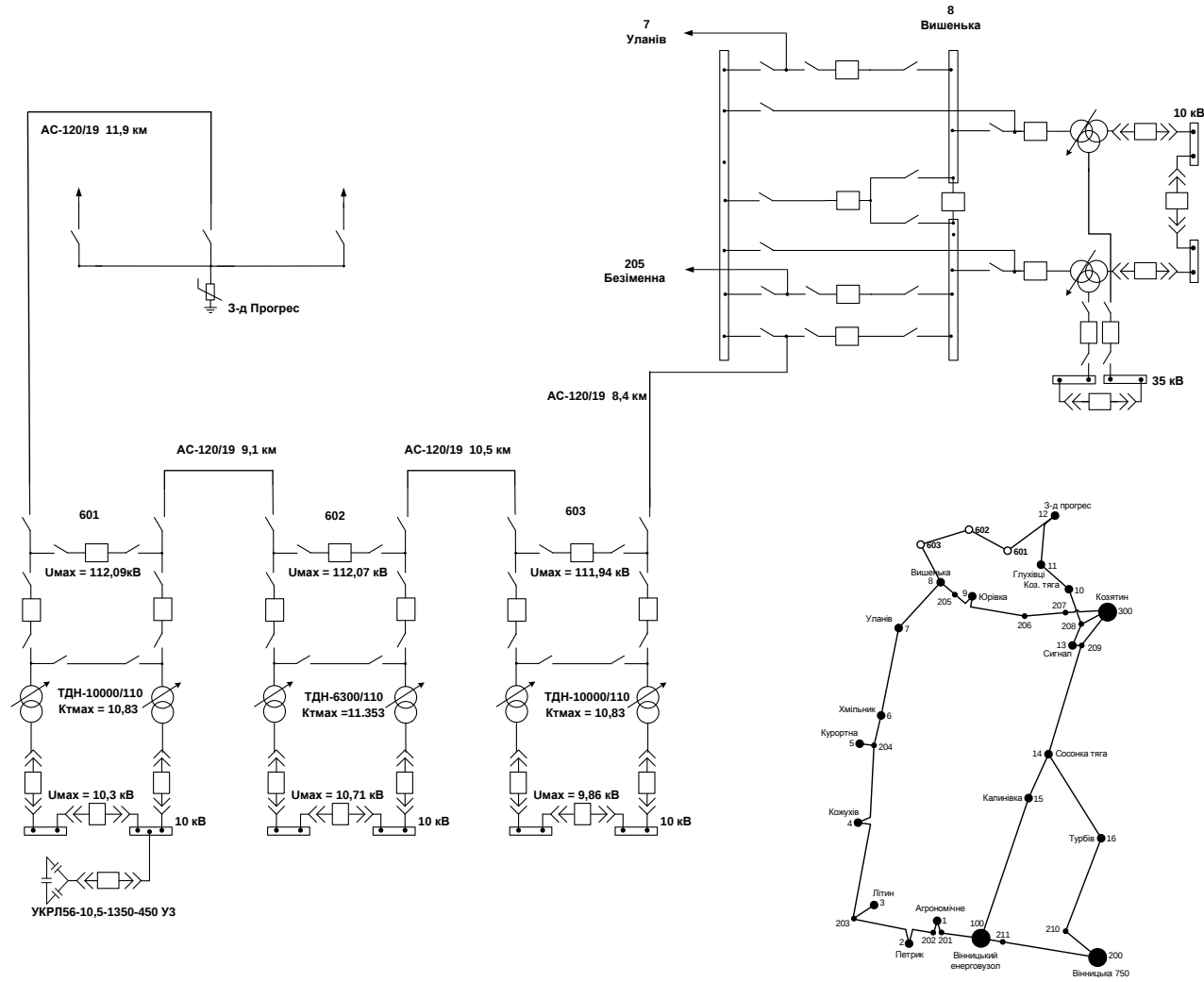
2 ПЛАН І ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ НОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

План і поперечний розріз підстанції 601

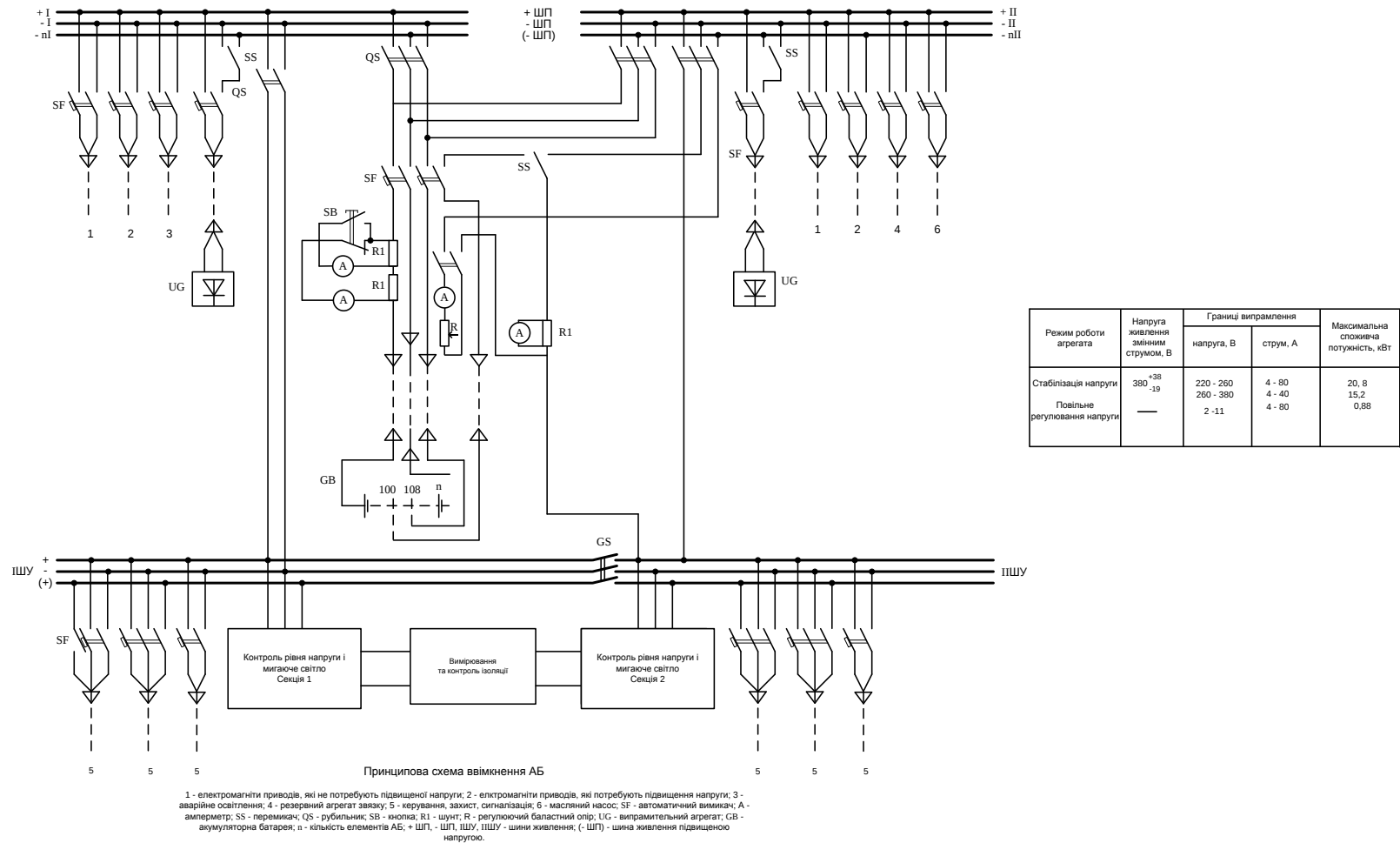


№	Найменування	Тип	№ креслення	Од. вим.	Кп. Примітка
1	Блок прийому ТП110 кВ			шт.	1
2	Роз'єднувач	РНД3-1-110/1000У1		шт.	1
3	Роз'єднувач	РНД3-1-110/1000У1		шт.	1
4	Роз'єднувач	РНД3-2-110/1000У1		шт.	1
5	Роз'єднувач	РНД3-2-110/1000У1		шт.	1
6	Роз'єднувач	РНД3-2-110/1000У1		шт.	1
7	Роз'єднувач	РНД3-2-110/1000У1		шт.	1
8	Роз'єднувач	РНД3-2-110/1000У1		шт.	1
9	Роз'єднувач	РНД3-2-110/1000У1		шт.	1
10	Роз'єднувач	РНД3-2-110/1000У1		шт.	1
11	Роз'єднувач	РНД3-2-110/1000У1		шт.	1
12	Шина			шт.	3
13	Шина			шт.	3
14	Оливкова ВРП 110 кВ			шт.	1
15	Оливкова ВРП 110 кВ			шт.	1
16	Оливкова ВРП 110 кВ			шт.	1
17	Оливкова ВРП 110 кВ			шт.	1
18	Трансформатор напруги			шт.	1
19	Трансформатор напруги			шт.	1
20	КРУН			шт.	1
21	Шеф трансформаторний			шт.	1
22	Шеф трансформаторний			шт.	1
23	Силовий трансформатор	ТМН-6300/110		шт.	1
24	Силовий трансформатор	ТМН-6300/110		шт.	1
25	Масляний викидач	ММТ10Е-630-20У1		шт.	1
26	Масляний викидач	ММТ10Е-630-20У1		шт.	1
27	Масляний викидач	ММТ10Е-630-20У1		шт.	1
28	Трансформатор струму			шт.	1

3 СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ



4 СХЕМА УСТАНОВКИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ ПІДСТАНЦІ 110/10



5 РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

Дані для побудови зони захисту ВРУ-110 кВ

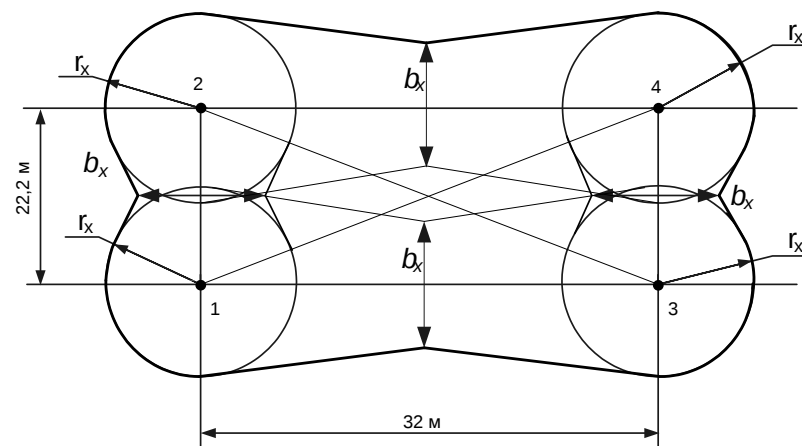
а) висота блискавковідводу: $h = 25$ м;

б) розрахункова висота, для якої визнача-

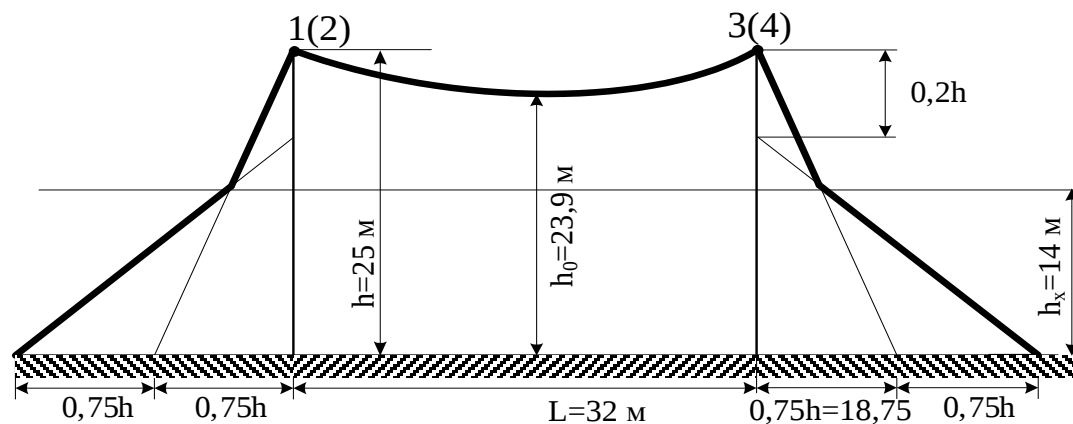
ються зони захисту: $h_x = 14$ м;

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 25 = 16,7 \text{ м} > h_x = 14 \text{ м}.$$

Пари блискавко- відводів	L, м	h ₀ , м	b _x , м	r _x , м
1-2, 3-4	22,2	24,2	20,1	11,25
1-3, 2-4	32	23,9	19,2	11,25
1-4, 2-3	38,9	22,5	15,0	11,25



а) Вид зони захисту зверху



б) Вид зони захисту збоку

Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

6 РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку ЗП ВРУ-110 кВ:

Ґрунт – супісок; склад двошаровий; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- площа ЗП: $S = (36 \times 24) = 864 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

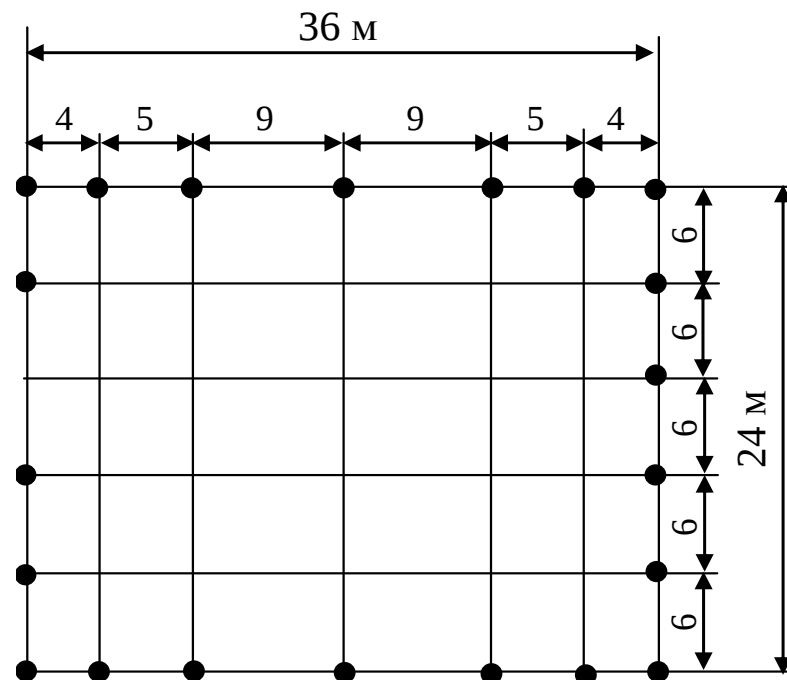
- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;

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

- число вертикальних заземлювачів: $n_v = 20$ шт;

довжина вертикальних заземлювачів: $l_v = 3 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .



План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ